

中国电气工程大典编辑委员会



标准分享网

免费标准下载站

PLC WORLD

CHINA ELECTRICAL

# 中国电气 工程大典

ENGINEERING CANON

第 10 卷

## 输变电工程

主编 关志成 朱英浩 周小谦  
李肇林 王建华



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

CHINA ELECTRICAL

# 中国电气 工程大典

ENGINEERING CANON

中国电气工程大典编辑委员会

第 10 卷

## 输变电工程

主编 关志成 朱英浩 周小谦  
李肇林 王建华



中国电力出版社  
[www.cepp.com.cn](http://www.cepp.com.cn)



## 内 容 提 要

《中国电气工程大典》是由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会共同组织全国电气工程各领域的著名专家、学者编纂而成的。它是一部全面系统反映电气工程各领域最新成就和技术水平的综合性工具书。《中国电气工程大典》包括现代电气工程基础、电力电子技术、电气工程材料及器件、火力发电工程、水力发电工程、核能发电工程、可再生能源发电工程、电力系统工程、电机工程、输变电工程、配电工程、船舶电气工程、交通电气工程、建筑电气工程、电气传动自动化 15 卷。

本书为第 10 卷，输变电工程卷。主要内容包括输电系统，变电系统，变压器、电抗器、互感器、电容器和调压器，高压开关设备，绝缘子和避雷器，直流输电设备，特高压输电技术，输变电系统过电压与绝缘配合，输变电系统的电磁环境，高电压试验设备与电气绝缘试验，设备状态在线监测与故障诊断技术。

本书主要供电气工程领域技术人员和管理人员使用，也可供高等院校相关专业师生参考。

## 图书在版编目 (CIP) 数据

中国电气工程大典. 第 10 卷, 输变电工程 / 关志成等主编; 中国电气工程大典编辑委员会编. —北京: 中国电力出版社, 2009. 12  
ISBN 978-7-5083-9457-2

I. ①中… II. ①关…②中… III. ①电气工程-中国②输电-电力工程-中国③变电所-电力工程-中国 IV. ①TM②TM7③TM613

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2009) 第 208348 号

中国电力出版社出版发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京盛通印刷股份有限公司印刷

各地新华书店经售

\*

2010 年 3 月第 1 版 2010 年 3 月北京第 1 次印刷

880mm×1230mm 1/16 • 80.5 印张 • 3580 千字 • 1 插页

定价 320.00 元

## 敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

# 中国电气工程大典

## 编辑委员会

- 主 任：**陆燕荪 原机械工业部副部长、教授级高级工程师  
中国机械工程学会名誉理事长
- 陆延昌 原电力工业部副部长、教授级高级工程师  
中国电机工程学会理事长
- 执行主任：**周鹤良 原机械工业部电工局局长、教授级高级工程师  
中国电工技术学会名誉理事长
- 宋天虎 原机械工业部科技司司长、教授级高级工程师  
中国机械工程学会常务副理事长
- 副 主 任：**潘崇义 中国电工技术学会副理事长、教授级高级工程师
- 吴玉生 中国电机工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 邴凤山 中国水力发电工程学会副理事长、教授级高级工程师
- 严宏强 中国动力工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 宗 健 中国电力出版社有限公司董事长、总经理、编审



委 员：（按姓氏笔画排列）

丁 杰	卜广全	于 龙	于坤山	于 明	于新颖	马小亮	马文忠	马伟明	马伟斌
马旭东	马济泉	马晓茜	马隆龙	丰镇平	王之杰	王为民	王正鸣	王占奎	王永骥
王成山	王兆安	王志峰	王作民	王国海	王明渝	王金元	王学伟	王泽忠	王建生
王建华	王绍武	王春华	王厚余	王炳忠	王 勇	王素英	王振铭	王 乘	王维洲
王景芹	王 强	王锡凡	王新新	王黎明	王德宽	王赞基	文习山	文劲宇	方晓燕
方 磊	尹天文	邓长胜	孔 力	孔伯汉	孔昭年	石萍萍	卢 强	卢澎湖	叶奇蓁
田东强	田培斌	史进渊	史毓珍	白少林	白俊光	白晓民	白继彬	冯江华	司马文霞
邢馥吏	戎一农	吕征宇	吕鸿达	朱庆明	朱英浩	朱宝田	朱晓明	朱家驹	朱耀泉
仲明振	任兆宏	任修明	任俊生	危师让	邹 雄	刘大明	刘广峰	刘卫宁	刘友梅
刘公直	刘文华	刘平安	刘 伟	刘仲儒	刘希清	刘 杰	刘尚明	刘国林	刘泽洪
刘建飞	刘建明	刘屏周	刘瑛岩	刘德志	齐剑波	关志成	江秀臣	江哲生	池 涌
汤 涌	汤蕴林	祁恩兰	许江宁	许忠卿	许洪华	阮江军	阮新波	阮 毅	孙才新
孙凤杰	孙成群	孙 林	孙牧海	严宏强	严陆光	严俊杰	严 萍	苏秀苹	杜正春
杜毅威	杨玉岗	杨守权	杨寿敏	杨其国	杨奇逊	杨奇娟	杨怡元	杨俊智	杨 耕
杨维迅	杨 雯	杨道刚	杨德才	李 卫	李文健	李永东	李成榕	李 旭	李兴源
李安定	李 农	李若梅	李杰仁	李宝树	李定中	李 奎	李彦明	李晓明	李颂哲
李朗如	李培植	李盛涛	李崇坚	李道本	李道林	李 鹏	李 新	李肇林	李耀星
酆凤山	肖立业	肖昌汉	肖辉乾	肖湘宁	肖耀荣	吴正国	吴创之	吴运东	吴志坚
吴国平	吴质根	吴晓波	吴培豪	邱爱慈	何木云	何阿平	何金良	何梓年	何湘宁
何瑞华	佟为明	余 志	余贻鑫	邹云屏	邹金昌	邹孟奇	应百川	辛德培	辛耀中
汪继强	汪集阳	汪樵生	汪德良	沈小宇	沈 江	沈 兵	沈邱农	沈梁伟	宋文武
宋汉武	宋哲仁	迟 速	张艺滨	张文才	张玉花	张业广	张乔根	张仲超	张兆鹤
张伯明	张冶文	张启平	张 波	张 亮	张洪钟	张祖平	张勇传	张晓江	张晓锋
张 敏	张 望	张景洲	陆永平	陆宠惠	陆俭国	陆剑秋	陆祖良	陆家榆	陆嘉明
陈汉民	陈伟根	陈 仲	陈众励	陈庆国	陈 坚	陈伯时	陈国柱	陈治明	陈建飏
陈 星	陈思铤	陈 勇	陈哲良	陈恩鉴	陈雪梅	陈清泉	陈超志	陈敬超	陈辉明
陈黎平	陈德昌	陈德胜	陈德桂	邵 岚	苟锐锋	林云生	林公舒	林集明	易学勤
罗永浩	罗景华	金如麟	周小谦	周以国	周双喜	周 平	周仲仁	周远翔	周孝信
周建中	周思刚	周家启	周 娟	周锡生	郑小康	郑云之	郑永红	郑克文	郑明光
宗建华	宓传龙	孟庆东	赵玉文	赵光宙	赵 伟	赵红一	赵昌宗	赵治华	赵宗让
赵荣祥	赵相宾	赵 洁	赵 敏	赵婉君	赵 琨	赵 毅	赵黛青	荣命哲	胡方荪

胡安	胡学浩	胡振岭	胡鉴清	段善旭	段献忠	侯子良	俞忠德	俞智斌	饶芳权
施围	施鹏飞	洪元颐	姚本荣	姚尔昶	姚家祎	姚福生	贺建华	贺益康	贺湘琨
贺德馨	骆仲泱	秦和	秦裕碧	袁余军	袁建生	袁建敏	都兴有	耿英三	莫会成
贾东旭	夏立	夏祥贵	顾四行	顾国彪	钱昌燕	钱宝良	钱照明	倪维斗	徐元辉
徐凤刚	徐永法	徐兆丰	徐国政	徐洪海	徐殿国	徐铎	徐德鸿	殷禄祺	奚大华
高子瑜	高文胜	高庆国	高京生	高理迎	高培庆	郭天兴	郭国顺	郭保良	郭洁
郭振岩	郭灏	唐任远	唐炬	唐春潮	陶星明	黄少锋	黄仁乐	黄妙庆	黄其励
黄国治	黄学清	黄宝生	黄晓丽	黄崇祺	黄景湖	梅生伟	曹一家	曹惠彬	戚庆成
崔志强	崔翔	康勇	章名耀	章定邦	梁维宏	梁维燕	梁曦东	彭宗仁	葛大麟
葛少云	葛诗慧	葛蓉生	葛溪亭	葛增茂	董卫国	蒋洪德	蒋善定	韩民晓	韩英铎
惠世恩	覃大清	程天麟	程均培	程时杰	程树康	程浩忠	傅书遏	焦依	焦树建
舒惠芬	曾文星	曾正中	曾明富	曾南超	曾雁鸿	曾嵘	游亚戈	谢开贵	谢秋野
雷银照	雷清泉	满慧文	蔡崇积	管瑞良	廖胜松	廖瑞金	缪鸿兴	黎晓晖	颜渝坪
薛以太	戴先中	戴庆忠	戴慧珠	魏光辉					



## 序

电气工程包括发电工程、输配电工程和用电工程，是为国民经济发展提供电力能源及其装备的战略性产业，是国家工业化和国防现代化的重要技术支撑，是国家在世界经济发展中保持自主地位的关键产业之一。电气工程的产业关联度高，对从原材料工业、机械制造业、装备工业以及电子、信息等一系列产业的发展均具有推动和带动作用，对提高整个国民经济效益，促进经济社会可持续发展，提高人民生活质量有显著影响。

经过改革开放 30 年来的发展，我国电气工程已经形成了较完整的科研、设计、制造、建设、运行体系，成为世界电力工业大国之一。至 2007 年底，我国发电装机容量达 7.13 亿 kW，三峡水电及输变电工程、百万千瓦级超超临界火电工程、百万千瓦级核电工程，以及正在建设的交流 1000kV、直流  $\pm 800\text{kV}$  特高压输变电工程等举世瞩目；大电网安全稳定控制技术、新型输电技术的推广，大容量电力电子技术的研究和应用，风力发电、太阳能光伏发电等可再生能源发电技术的产业化及规模化应用，超导电工技术、脉冲功率技术、各类电工新材料的探索与应用取得重要进展。特别是进入 21 世纪以来，电气工程领域全面贯彻科学发展观，新原理、新技术、新产品、新工艺获得广泛应用，拥有了一批具有自主知识产权的科技成果和产品，自主创新已成为行业的主旋律。我们的电气工程技术和产品，在满足国内市场需求的基础上已经开始走向世界。

电气工程技术的快速发展和巨大成就，要求对原有知识的不断更新，广大电气工程领域的工作者们对新的知识愈加渴求。在原机械工业部陆燕荪、电力工业部陆延昌两位老部长的倡议和领导下，由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个全国性学会，联合组织了电气工程各领域近 2000 位专家和学者，历

时4年多，编撰的《中国电气工程大典》现在出版了。这套内容新颖实用的巨著是电气工程领域一项重要的基础性工作，也是我国电气工程技术人员对社会的公益奉献。这部鸿篇巨著不仅具有电气工程技术的知识魅力，同时也具有鲜明的时代特色，相信会为广大读者营造一个开卷有益的氛围。

电能作为目前使用最方便的二次能源，在推动社会进步、促进科学技术发展和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。随着社会的不断进步和人民生活水平的不断提高，电气工程任重而道远，需要依靠科技进步，并用更新的科学知识武装每一位电气工作者，所以，希望这套著作能对电气工程的教学、科研、设计和管理人员有所裨益。

徐匡迪

二〇〇八年八月十二日



# 前言

电的产生和应用是人类有史以来最伟大的科学技术成就之一。电力作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，在推动社会发展、促进科学技术进步和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。一个多世纪以来，电气技术的不断发展，电力生产及应用的日益增长，迅速改变了人类社会的面貌，也深深影响着人们的生活方式。电气化的程度已成为国家文明程度的重要标志之一。

改革开放 30 年来，我国科学技术取得了突飞猛进的发展，科技创新已成为国家发展的重要战略。在电气工程领域，新原理、新技术、新工艺、新材料得到了广泛应用，涌现出一大批具有自主知识产权的科研成果和产品。三峡电站的建设，大容量高效清洁超临界和超超临界压力机组的迅速发展，特高压交直流输电技术和灵活交流输电技术的发展和运用，先进的核能发电厂及可再生能源发电厂的成功建造，大电网智能化动态稳定监控系统与信息管理系统的应用，具有先进水平的电气装备制造业的高速发展，大容量电能变换与节能节电技术，风力发电、太阳能光伏发电等资源节约、环境友好的新技术的大量应用，计算机和信息网络技术在电气领域的普及，明显改变着电气工程领域技术发展状况。超导电工技术、脉冲功率技术，纳米材料、永磁材料、有机硅材料等各类电工新技术和新材料的探索与应用，都充分展示了中国电气工程领域所取得的骄人业绩，引起了世界的高度关注。其中许多科研成果和产品，已达到国际先进水平。

电气工程从业人员多，涉及面广，技术进步快，科研成果多，许多科研成果需要总结和积累，许多新的知识需要普及和传播。盛世修典，素有遗风。为反映电气工程领域最新的发展成就，总结已有的科研成果，传播工程领域最新的科学技术知识，中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个学会，联合组织了电气工程各领域的约 2000 位专家和学者，编撰了《中国电气工程大典》。

本套书的编写工作于 2004 年开始启动，编委会多次召开工作会议，精心组织，按照“取材突出新原理、新技术、新工艺、新材料；内容体现新颖性、先进性、实用性；表达力求简明扼要、深入浅出、直观易懂”的原则，反复讨论并修改编写大纲，确定编写内容。经过 4 年磨砺，数易其稿，终于付梓出版。《中国电气工程大典》共 15 卷约 5000 万字，包括《现代电气工程基础》、《电力电子技术》、《电气工程材料及器件》、《火力发电工程》、《水力发电工程》、《核能发电工程》、《可再生能源发电工程》、《电力系统工程》、《电机工程》、《输变电工程》、《配电工程》、《船舶电气工程》、《交通电气工程》、《建筑电气工程》和《电气传动自动化》。

所有组织者和编著者都把编撰本套书当作电气工程领域建设的一项重要的基础性工作，他们认真负责，辛勤耕耘，倾注了大量心血。本套书在编写出版过程中，得到参与编写的各科研院所、企业、高等院校等单位的大力支持，还得到业内有关院士和专家、学者的热心帮助。正是大家的积极参与和无私奉献，才使得这部大典能顺利编写出版，编委会对他们的奉献和支持表示衷心感谢。

这部鸿篇巨著，涉及电气工程设计制造、建设施工、生产运行、科研教学、工程管理等领域，总结了改革开放 30 年来电气工程各领域的技术发展与成功经验，展示了各专业领域的最新技术数据、设计经验、科技成果和发展动态，汇集了国内外相关的先进理念和成熟经验，体现了科学性、先进性和实用性的结合，是一套可供电气工程领域专业技术人员和管理人员使用的综合性工具书，也可供高等院校相关专业师生参考。

《中国电气工程大典》的编撰出版工作涉及面广，参与人员多，写作难度大。尽管编撰人员尽心尽力，倾注了无数心血，但书中难免存在缺点和不足之处，恳请读者指正。

中国电气工程大典编辑委员会主任

陆燕荪 陆延昌



## 本 卷 前 言

本卷是《中国电气工程大典》的第10卷,《输变电工程》。输电是从发电厂或发电中心向消费电能地区输送大容量电力的主要渠道或不同电力网之间互送大量电力的联网渠道。我国规定输电电压是220kV及以上,目前已经建设交流1000kV、直流±800kV的特高压输电线路。变电所是对电压进行变换以及对电能集中和分配的场所。为保证电能的质量以及设备的安全,在变电所中还需进行电压调整、潮流(电力系统中各节点和支路中的电压、电流和功率的流向及分布)控制以及输配电线路和主要电工设备的保护。

本卷的内容包括了从输电、变电、输变电系统中用到的各种电气设备、输变电系统中的过电压及绝缘配合、输变电系统的电磁环境、高电压试验设备及电气绝缘试验以及输变电设备状态的在线监测及故障诊断技术。内容基本涵盖了输变电系统的方方面面。

本卷的特点之一是:全。对在输电和变电系统中所用到的方法、技术、国内外发展概况进行了比较详尽的介绍;对输电和变电设备从结构、原理、制造、保护、研发以及后续的发展趋势进行了较为全面的论述;对输变电系统中遇到的各种问题,如过电压、电磁环境以及设备状态在线监测与故障诊断技术也从原理、解决方法及技术发展的角度进行了阐述。

本卷的另一大特点是:新。本卷在编写过程中融入了一些领域的最新技术和研究成果,如特高压输电技术,在编写过程中结合了我国正在建设的特高压交、直流输电工程的进展、相关成果和结论,有很强的实践性;在写作过程中,甚至出现了进行较大规模的修改、修正的情况,有关特高压的一些成果是第一次以书面的形式面世。

本卷在编写工作中,组织了国内一些高校、科研院所、厂矿企业的科技人员进行编写。由于这些单位跨地域、分散在全国各个城市,大典的编写和组织协调工作难度较大。就是在这种情况下,该卷的编委会克服重重困难,先后组织召开了

5次定稿、审稿和修改会议。本卷内容多，在编写过程中，各篇负责单位组织人力物力，投入了大量精力。编写汇总出来的初稿篇幅大大超出了计划字数，在这种情况下，卷主编和编委会以及中国电力出版社积极沟通，制订了切实可行的修改和删减计划。尤其是特高压输电技术部分，当时我国第一条特高压示范工程正在紧锣密鼓地进行着，参编的大部分作者都是该工程的骨干技术人员，时间对于他们来说很宝贵，就是在这种情况下，相关部门出面组织协调，经过艰苦的修改和定稿，终于出色完成了编写任务，并成为本卷的亮点。

本卷的编写涉及国内十几家高等院校、科研院所和大型企业的百余位作者，能够在近三年的时间内完成实非易事，在此谨代表本卷对全体编写人员的辛勤劳动表示衷心的感谢。同时，由于涉及的方面较广，内容较多，不当之处，不理想之处在所难免，欢迎广大读者批评指正！

吴志成



## 目 录

序		
前言		
本卷前言		
<b>第1篇 输电系统</b>	1	
<b>第1章 概论</b>	3	
1 输电的发展历史	3	
2 交流输电	5	
2.1 高压输电线路的输电特性	5	
2.2 交流输电方式	6	
3 直流输电	7	
3.1 常规的高压直流输电	8	
3.2 轻型高压直流输电	8	
3.3 高压直流输电中的新技术	9	
4 柔性输电	9	
4.1 并联型 FACTS	9	
4.2 串联型 FACTS	9	
4.3 混合型 FACTS	9	
<b>第2章 架空输电线路</b>	10	
1 架空输电线路概况	10	
1.1 架空输电线路的作用、特点和构成	10	
1.2 架空输电线路的运行气象条件	10	
2 架空导线及地线	13	
2.1 导、地线的力学性能	13	
2.2 导线的物理性能	15	
2.3 导线的品种、适用范围及功能	15	
2.4 导线的布置	16	
2.5 导线相序和换位	17	
2.6 架空地线	17	
3 绝缘子及绝缘子串	18	
3.1 绝缘子分类及特点	18	
3.2 绝缘子的机械强度	19	
3.3 直线杆塔上悬垂绝缘子串的片数	19	
3.4 长绝缘子串的片数	20	
3.5 由工频泄漏距离确定绝缘子的片数	20	
3.6 重冰区绝缘子的片数	21	
4 金具	21	
4.1 金具的用途、分类和荷载系列	21	
4.2 金具的选用	22	
4.3 绝缘子金具串的组合	22	
5 杆塔	23	
5.1 杆塔的形式及分类	23	
5.2 杆塔荷载	25	
5.3 杆塔结构的计算和构造	27	
5.4 杆塔基础	29	
6 线路设计与走廊选择	31	
6.1 空气间隙的确定	31	
6.2 防雷保护与接地	31	
6.3 电晕及电晕损失	32	
6.4 可听噪声	33	
6.5 静电感应	33	
6.6 安全距离	34	
6.7 对电信线路及无线电设施的影响与防护	34	
<b>7 线路施工与试验</b>	36	
7.1 准备工作	36	
7.2 施工安装	36	
7.3 试验	37	
<b>第3章 电力电缆输电线路</b>	39	
1 电力电缆品种及结构特点	39	
1.1 黏性浸渍纸绝缘电缆	39	
1.2 塑料绝缘电缆	41	
1.3 橡皮绝缘电力电缆	42	
1.4 自容式充油电缆	43	
1.5 钢管充油电缆	44	
1.6 直流电缆	44	
1.7 压缩气体绝缘电缆	44	
1.8 低温电缆	44	
1.9 超导电缆	45	
2 电力电缆的载流量	45	
2.1 长期允许载流量	45	
2.2 电缆周期负载载流量	47	
2.3 电缆短时过载载流量	48	
2.4 电缆的允许短路电流	48	
3 电力电缆的性能测试	48	
3.1 导体直流电阻的测试	49	
3.2 绝缘电阻的测试	49	
3.3 介质损耗角正切的测试	49	
3.4 工频电压试验	49	
3.5 直流耐压与泄漏电流测试	50	
3.6 冲击电压试验	50	
3.7 电缆的老化试验	51	
3.8 电缆绝缘局部放电的检测	51	
3.9 载流量测量	52	
4 电力电缆敷设	52	
4.1 电缆的牵引计算	52	
4.2 直埋电缆的敷设	55	
4.3 排管电缆的敷设	55	
4.4 水底电缆的敷设	55	
4.5 隧道电缆的敷设	57	
4.6 桥架敷设	57	
4.7 垂直敷设	57	
<b>第4章 其他输电方式</b>	58	
1 紧凑型输电线路	58	
1.1 紧凑型输电的原理	58	
1.2 常规紧凑型线路	58	
1.3 高自然功率紧凑型线路	58	
1.4 紧凑型线路相导线布置方式	59	
1.5 紧凑型线路的强度计算	61	
1.6 紧凑型输电线路的架设	62	
2 特高压交流输电	63	
2.1 从高压到特高压交流输电的发展及特高压电网的发展目标	63	

2.2 特高压电网的雷电过电压与保护·····	64	3.8 避雷器·····	97
2.3 特高压电网的绝缘与绝缘配合·····	65	3.9 阻波器·····	98
2.4 特高压架空输电线路的电晕及其对环境的影响·····	67	3.10 电抗器·····	99
2.5 特高压输电工程的工频电场和磁场·····	68	4 导体的选择·····	99
2.6 特高压架空输电线路导线、金具与杆塔·····	69	4.1 导体分类·····	99
3 直流输电线路·····	71	4.2 导体选择·····	99
3.1 高压直流架空输电概述·····	71	<b>第4章 变电站电气设备布置</b> ·····	105
3.2 极导线布置和杆塔形式·····	72	1 高压配电装置的型式和设计原则·····	105
3.3 直流线路的干扰·····	72	1.1 高压配电装置的型式·····	105
3.4 特高压直流输电·····	73	1.2 高压配电装置的设计原则·····	105
3.5 轻型直流输电·····	75	2 配电装置的布置·····	105
4 分频交流输电 (FFTS)·····	78	2.1 安全净距·····	106
4.1 分频输电系统原理·····	78	2.2 施工、运行和检修的要求·····	108
4.2 分频输电系统的构成·····	78	2.3 中型配电装置的常用尺寸·····	109
4.3 分频输电系统的优势·····	78	3 6~35kV 配电装置·····	109
5 多相输电·····	79	4 110kV 配电装置·····	110
5.1 多相输电的原理和发展·····	79	4.1 屋外普通中型配电装置·····	110
5.2 四相输电技术的发展与应用·····	79	4.2 屋外半高型配电装置·····	110
6 无线输电·····	80	4.3 屋外高型配电装置·····	110
6.1 微波输电·····	80	4.4 屋内配电装置·····	110
6.2 激光输电·····	80	5 220kV 配电装置·····	110
6.3 无线光输电应用领域·····	80	5.1 瓷柱式断路器中型配电装置·····	110
参考文献·····	81	5.2 罐式断路器中型配电装置·····	110
<b>第2篇 变电系统</b> ·····	83	6 330kV 配电装置·····	120
<b>第1章 概述</b> ·····	85	6.1 管母线瓷柱式断路器配电装置·····	120
1 电网的联合和扩大·····	85	6.2 软母线瓷柱式断路器配电装置·····	120
2 变电站分类·····	85	6.3 软母线罐式断路器配电装置·····	120
<b>第2章 变电站电气主接线</b> ·····	86	6.4 管母线罐式断路器配电装置·····	120
1 主接线设计原则·····	86	7 500kV 配电装置·····	120
1.1 主接线是电力系统总体设计的组成部分·····	86	7.1 瓷柱式断路器配电装置·····	120
1.2 主接线设计的基本要求·····	86	7.2 罐式断路器配电装置·····	120
2 系统枢纽变电站接线·····	87	8 750kV 配电装置·····	120
2.1 双母线多分段接线·····	87	<b>第5章 气体绝缘金属封闭开关设备 GIS 和 HGIS</b> ·····	132
2.2 3/2 断路器接线·····	87	1 GIS 应用·····	132
2.3 4/3 断路器接线·····	87	1.1 GIS 配电装置的特点·····	132
2.4 变压器—母线接线·····	87	1.2 使用环境条件·····	132
3 地区重要变电站接线·····	87	1.3 GIS 对电气主接线选择的影响·····	132
4 一般变电站接线·····	87	1.4 GIS 元件特殊配置·····	132
5 各级电压常用的主接线方式·····	87	2 GIS 开关站布置·····	133
6 变电站 6~10kV 侧短路电流的限制·····	89	3 GIS 接地·····	134
7 中性点接地方式·····	89	4 GIS 现场试验·····	134
7.1 电力网中性点接地方式·····	89	4.1 试验电压的波形·····	134
7.2 变压器中性点接地方式·····	89	4.2 耐压试验值·····	134
<b>第3章 变电站的主要电气设备和导体</b> ·····	90	4.3 试验电压的施加·····	134
1 选择电气设备和导体的基本要求·····	90	5 GIS 配电装置对土建的要求·····	134
2 校验电器和导体的环境条件·····	90	5.1 户内 GIS 配电装置对土建的要求·····	134
3 电器的主要选择原则·····	91	5.2 户外 GIS 配电装置对土建的要求·····	135
3.1 主变压器·····	91	6 混合式配电装置 HGIS·····	135
3.2 高压断路器·····	92	6.1 HGIS 开关站的特点·····	135
3.3 隔离开关和接地开关·····	93	6.2 HGIS 开关站使用场合·····	135
3.4 电流互感器·····	94	7 GIS 开关站设计工程实例·····	135
3.5 电压互感器·····	94	7.1 110kV GIS 开关站·····	135
3.6 高压电瓷·····	95	7.2 220kV GIS 开关站·····	135
3.7 高压并联电容器·····	97	7.3 330kV GIS 开关站·····	135
		7.4 500kV GIS 开关站·····	135
		7.5 HGIS 开关站·····	135



<b>第6章 变电站的控制、保护及自动装置</b> .....	143	2.1 变电站运行维护的主要任务	155
1 变电站的控制方式	143	2.2 变电站的日常维护工作	155
1.1 变电站的控制值班方式	143	2.3 变电站的技术管理	156
1.2 电气设备的控制地点	143	3 变电站安全技术及工具	156
1.3 变电站内设备的控制及信号	143	3.1 变电站安全的基本知识	156
2 变电站设备的继电保护	143	3.2 变电站安全工作制度	156
2.1 变压器保护	143	3.3 触电种类和紧急救护	157
2.2 母线保护	143	3.4 变电站用安全工具	157
2.3 断路器保护	143	参考文献	158
2.4 线路保护	143		
2.5 并联电抗器	143	<b>第3篇 变压器、电抗器、互感器、</b>	
2.6 并联电容器	143	<b>电容器和调压器</b> .....	159
2.7 变电站自用电变压器	143	<b>第1章 变压器</b> .....	161
3 变电站的安全自动装置	143	1 电力变压器	161
3.1 备用电源自动投入装置	144	1.1 概述	161
3.2 自动准同步装置	144	1.2 运行原理	161
3.3 线路自动重合闸装置	144	1.3 结构	165
3.4 自动按频率减负荷装置	144	1.4 变压器试验	176
3.5 电力系统无功补偿自动装置	144	1.5 运输、验收、储存、安装和试运行	182
3.6 故障录波装置	144	1.6 特高压变压器(1000kV级变压器)	188
4 变电站的综合自动化	144	1.7 超高压变压器(500、750kV级变压器)	188
4.1 综合自动化设置原则	144	1.8 普通油浸式电力变压器	
4.2 综合自动化系统功能	144	(10~330kV级变压器)	190
4.3 变电站综合自动化的结构及配置	144	1.9 换流变压器	200
<b>第7章 变电站其他设施及要求</b> .....	146	1.10 组合式变压器	201
1 变电站的防污措施	146	1.11 非晶合金铁心变压器	201
1.1 污染源	146	1.12 高燃点油变压器	202
1.2 防污措施	146	1.13 地下式变压器	202
2 变电站的防火	147	2 特种变压器	202
2.1 变电站建(构)筑物火灾危险性分类、耐火等级、防火间距及消防道路	147	2.1 干式变压器	202
2.2 变电站一般消防措施	149	2.2 整流变压器	204
2.3 电力变压器的防火	149	2.3 电炉变压器	207
2.4 屋内配电装置的防火及其安全措施	150	2.4 试验变压器	211
2.5 电缆的防火及其安全措施	150	2.5 矿用变压器	214
3 变电站的抗震	150	2.6 牵引变压器	215
3.1 地震灾害的原因	150	2.7 其他特种变压器	216
3.2 抗震设防烈度	150	3 绝缘油	217
3.3 抗震设防设计要求	151	3.1 变压器油	217
4 变电站的环境保护	151	3.2 $\alpha$ 油、 $\beta$ 油	220
4.1 概述	151	3.3 硅油	220
4.2 变电站的噪声	151	3.4 植物油	221
4.3 变电站的电磁辐射	151	<b>第2章 电抗器</b> .....	222
4.4 变电站的无线干扰	151	1 概述	222
4.5 GIS环境保护要求	151	1.1 空心式电抗器	222
4.6 变电站废水	152	1.2 铁心式电抗器	222
4.7 变电站水土保持	152	1.3 饱和式电抗器	223
4.8 变电站生态环境的保护	152	2 限流电抗器	223
<b>第8章 变电站的运行及维护</b> .....	153	3 并联电抗器	223
1 变电站运行	153	4 消弧线圈	224
1.1 概述	153	5 直流控制的饱和电抗器与自饱和电抗器	225
1.2 变电站运行的主要内容和任务	153	5.1 饱和电抗器	225
1.3 变电站的运行管理制度	153	5.2 自饱和电抗器	226
1.4 电气设备的倒闸操作	154	6 其他用途电抗器	226
1.5 变电站运行检查及事故处理	154	6.1 阻尼电抗器	226
2 变电站的维护和技术管理	155	6.2 起动电抗器	226
		6.3 电弧炉装置中的串联电抗器	227



6.4	静止无功补偿装置中的相控电抗器 .....	227	2.5	并联电容器及并联电容器组的保护 .....	272
6.5	三相均衡用电抗器 .....	227	2.6	并联电容器成套装置 .....	274
6.6	平波电抗器 .....	227	2.7	并联电容器及其成套装置的选用、 维护和安全规则 .....	275
6.7	滤波电抗器 .....	228	3	交流滤波电容器及其成套装置 .....	276
6.8	阻波器 .....	228	3.1	工作原理 .....	276
6.9	中性点接地电抗器 .....	228	3.2	结构和性能参数 .....	276
6.10	静止补偿用自饱和电抗器 .....	228	3.3	使用与维护 .....	276
6.11	抽能电抗器 .....	229	3.4	成套装置 .....	276
6.12	交流可控电抗器 .....	229	4	串联电容器及其成套装置 .....	277
6.13	直流可控电抗器 .....	229	4.1	工作原理 .....	277
7	电抗器的设计计算 .....	230	4.2	结构和性能 .....	277
7.1	空心限流电抗器的设计计算 .....	230	4.3	成套装置 .....	278
7.2	铁心电抗器的设计计算 .....	232	5	耦合电容器及电容式电压互感器 .....	278
7.3	直流控制自饱和电抗器的设计计算 .....	233	5.1	耦合电容器 .....	278
8	电抗器试验 .....	233	5.2	电容式电压互感器 .....	278
8.1	并联电抗器 .....	233	6	感应加热装置用电力电容器 .....	282
8.2	限流电抗器和中性点接地电抗器 .....	234	6.1	结构和性能 .....	282
8.3	阻尼电抗器 .....	234	6.2	过负荷能力 .....	282
8.4	调谐电抗器或滤波电抗器 .....	234	6.3	安装、运行和维护 .....	282
8.5	接地变压器(中性点耦合器) .....	235	7	脉冲电容器 .....	282
8.6	消弧线圈 .....	235	7.1	结构和性能 .....	282
8.7	平波电抗器 .....	235	7.2	使用和维护 .....	283
第3章	互感器 .....	237	8	均压电容器 .....	283
1	概述 .....	237	8.1	结构和性能 .....	283
2	电压互感器 .....	237	8.2	选用 .....	283
2.1	原理和基本性能特点 .....	237	9	交流电动机电容器 .....	284
2.2	结构特点 .....	241	9.1	电动机起动电容器 .....	284
2.3	设计要点和基本计算公式 .....	243	9.2	电动机运行电容器 .....	284
2.4	试验 .....	244	9.3	结构、额定值和注意事项 .....	284
2.5	电压互感器选用 .....	244	10	标准电容器 .....	284
2.6	安装、使用与维护 .....	245	10.1	结构和主要性能要求 .....	284
3	电流互感器 .....	245	10.2	使用和维护 .....	285
3.1	原理和基本性能特点 .....	245	11	电力电子电容器 .....	285
3.2	结构特点 .....	250	12	试验 .....	285
3.3	设计要点和基本计算公式 .....	251	12.1	试验类别 .....	285
3.4	试验 .....	252	12.2	试验条件 .....	285
3.5	电流互感器选用 .....	252	12.3	试验项目和方法 .....	285
3.6	安装、使用与维护 .....	253	第5章	调压器 .....	288
4	电子式互感器 .....	253	1	概述 .....	288
4.1	原理简介 .....	253	1.1	调压器分类、主要特点和用途 .....	288
4.2	性能要求 .....	255	1.2	调压器国家机械行业标准 .....	289
5	特种互感器 .....	257	1.3	调压器发展趋势 .....	289
5.1	剩余电流互感器 .....	257	2	接触调压器 .....	290
5.2	直流互感器 .....	258	2.1	工作原理和结构特点 .....	290
5.3	组合互感器和计量箱 .....	258	2.2	关键问题及解决途径 .....	290
第4章	电力电容器 .....	260	2.3	性能和基本参数 .....	290
1	概述 .....	260	3	感应调压器 .....	292
1.1	用途和分类 .....	260	3.1	工作原理与结构特点 .....	292
1.2	基本参数 .....	261	3.2	常用接法和计算要点 .....	293
1.3	材料 .....	262	3.3	性能及基本参数 .....	295
1.4	关键技术和发展方向 .....	265	4	磁性调压器 .....	297
2	并联电容器及其成套装置 .....	265	4.1	工作原理和结构特点 .....	297
2.1	并联电容器的无功补偿作用 .....	265	4.2	调压特性 .....	298
2.2	壳式高压并联电容器 .....	266	4.3	计算要点 .....	298
2.3	箱式和集合式高电压并联电容器 .....	268	4.4	性能及基本参数 .....	298
2.4	自愈式低电压并联电容器 .....	270			

5 自动调压器 .....	299	6.4 长期工作时导体中电流密度的选择 .....	326
5.1 自动调压器主回路 .....	299	6.5 高压开关设备的热稳定性 .....	327
5.2 自动调压器控制回路 .....	300	7 传动及运动特性 .....	327
6 调压器的选用、运行和维护 .....	301	7.1 传动系统的主要功能、要求和类型 .....	327
6.1 调压器的选用 .....	301	7.2 机械传动 .....	327
6.2 可调电抗器的选用 .....	302	7.3 高压开关分合闸速度及其计算 .....	329
6.3 自动调压器的选用 .....	302	7.4 缓冲与缓冲装置 .....	330
6.4 调压器的安装、运行和维护 .....	302	第3章 断路器 .....	332
参考文献 .....	304	1 概述 .....	332
第4篇 高压开关设备 .....	305	1.1 分类 .....	332
第1章 概论 .....	307	1.2 发展趋势 .....	332
1 用途及分类 .....	307	2 SF <sub>6</sub> 断路器 .....	333
2 使用条件 .....	307	2.1 产品发展及水平分析 .....	333
2.1 正常使用条件 .....	307	2.2 结构特点及典型结构 .....	333
2.2 特殊使用条件 .....	307	2.3 设计要求 .....	334
3 基本构成 .....	308	2.4 选用导则 .....	339
4 发展趋势 .....	308	2.5 生产、使用与维护 .....	339
第2章 高压开关设备基础知识 .....	310	3 真空断路器 .....	340
1 电接触现象及触头材料 .....	310	3.1 概述 .....	340
1.1 电接触现象 .....	310	3.2 分类 .....	340
1.2 接触电阻 .....	311	3.3 基本结构 .....	341
1.3 触头的磨损及电接触的稳定性 .....	312	3.4 真空断路器设计 .....	347
1.4 对触头材料的要求 .....	312	3.5 使用与维护 .....	348
2 电弧及其熄灭 .....	313	第4章 隔离开关、接地开关 .....	350
2.1 气体电弧现象 .....	313	1 概述 .....	350
2.2 真空电弧现象 .....	313	1.1 隔离开关 .....	350
2.3 气体电弧的温度及电流密度沿弧柱 横截面的分布 .....	313	1.2 接地开关 .....	350
2.4 直流气体电弧的燃烧与熄灭 .....	314	2 分类 .....	350
2.5 交流气体电弧的燃烧与熄灭 .....	314	2.1 隔离开关 .....	350
2.6 交流电弧的熄灭方法 .....	315	2.2 接地开关 .....	350
2.7 电弧在油中燃烧与熄灭 .....	315	3 结构特点及典型产品 .....	352
2.8 电弧在六氟化硫 (SF <sub>6</sub> ) 气体及压缩空气中 的燃烧和熄灭 .....	315	3.1 隔离开关的结构特点及典型产品 .....	352
2.9 电弧在真空中的燃烧和熄灭 .....	316	3.2 接地开关的结构特点及典型产品 .....	354
2.10 交流高压开关中的其他灭弧方法 .....	317	4 设计要求 .....	354
3 电动力效应 .....	318	4.1 基本参数和性能要求 .....	354
3.1 电流电动力的计算 .....	318	4.2 绝缘结构 .....	356
3.2 触头上的电动力 .....	319	4.3 导电结构 .....	356
3.3 短路时载流导体所承受的电动力 .....	319	4.4 机械结构 .....	356
3.4 高压开关设备的电动稳定性 .....	320	5 选用导则 .....	358
4 高压交流电路的关合与开断 .....	320	5.1 选用的条件和要求 .....	358
4.1 短路的关合与开断 .....	320	5.2 正常运行条件下额定值的选择 .....	358
4.2 开合容性电流 .....	321	6 使用与维护 .....	358
4.3 开断小电感电流 .....	322	6.1 电接触性能 .....	358
4.4 开合负载电流 .....	322	6.2 机械操作性能 .....	358
4.5 断路器断口上并联电阻改善关合开断性能 .....	322	6.3 快速接地开关的几种使用方式 .....	358
5 绝缘与绝缘结构 .....	323	第5章 负荷开关、接触器及其组合电器 .....	362
5.1 绝缘分类与特点 .....	323	1 负荷开关 .....	362
5.2 绝缘尺寸的计算 .....	323	1.1 概述 .....	362
5.3 绝缘结构中的一些常见问题 .....	323	1.2 分类 .....	362
6 高压开关设备的温升 .....	324	1.3 结构特点及典型产品 .....	362
6.1 高压开关设备的发热计算 .....	324	1.4 设计要求 .....	364
6.2 高压开关设备的散热计算 .....	325	1.5 选用导则 .....	364
6.3 高压开关设备零部件温升的计算 .....	326	1.6 使用与维护 .....	365
		2 接触器 .....	365
		2.1 概述 .....	365
		2.2 分类 .....	365



2.3 结构特点及典型产品 .....	365	2.2 总体配置 .....	394
2.4 设计要求 .....	366	3 构成元件 .....	395
2.5 选用导则 .....	366	3.1 高压开关元件 .....	395
2.6 使用与维护 .....	366	3.2 计量与保护元件 .....	397
3 熔断器 .....	366	3.3 关联元件 .....	398
3.1 概述 .....	366	4 气体系统 .....	399
3.2 分类 .....	367	4.1 压力配合 .....	399
3.3 结构特点及典型产品 .....	368	4.2 气体隔室划分 .....	399
3.4 选用导则 .....	371	4.3 气体监视 .....	400
3.5 使用与维护 .....	371	4.4 气体密封 .....	400
4 组合电器 .....	372	5 绝缘结构 .....	400
4.1 概述 .....	372	5.1 绝缘结构特点 .....	400
4.2 结构特点 .....	372	5.2 气体绝缘间隙设计要点 .....	401
4.3 选用导则 .....	372	5.3 固体绝缘件设计要点 .....	402
4.4 使用与维护 .....	372	6 外壳 .....	403
<b>第6章 柱上开关设备</b> .....	373	6.1 作用、要求与种类 .....	403
1 概述 .....	373	6.2 外壳结构设计要点 .....	403
2 柱上断路器及自动重合器 .....	373	7 接地装置 .....	404
2.1 功能 .....	373	7.1 基本要求 .....	404
2.2 柱上断路器与重合器分类与特点 .....	374	7.2 外壳接地方式 .....	405
2.3 设计要点 .....	375	7.3 接地装置设计要点 .....	405
3 柱上负荷开关及交流高压自动分段器 .....	377	8 安装与维护 .....	406
3.1 柱上负荷开关 .....	377	8.1 安装与调试 .....	406
3.2 交流高压自动分段器 .....	379	8.2 维护与检修 .....	406
4 柱上开关设备的发展与应用 .....	380	8.3 在线监测与故障点定位 .....	407
4.1 柱上开关设备与配电自动化系统的模式 .....	380	9 GIS的选用 .....	408
4.2 柱上开关设备与配电自动化系统模式的应用 .....	381	9.1 额定值选择 .....	408
<b>第7章 交流金属封闭开关设备</b> .....	382	9.2 设计与结构的选择 .....	408
1 概述 .....	382	<b>第9章 预装式变电站</b> .....	410
2 产品的分类 .....	382	1 概述 .....	410
3 结构特点及典型产品 .....	383	1.1 发展简况 .....	410
3.1 空气绝缘交流金属封闭开关设备和控制设备的结构特点 .....	383	1.2 采用的标准 .....	410
3.2 空气绝缘交流金属封闭开关设备和控制设备的典型产品 .....	383	1.3 预装变的分类及其特点 .....	410
3.3 气体绝缘交流金属封闭开关设备和控制设备的结构特点 .....	385	2 设计 .....	410
3.4 气体绝缘交流金属封闭开关设备的典型产品 .....	386	2.1 总则 .....	410
4 设计要求 .....	388	2.2 设计导则 .....	410
4.1 总体设计 .....	388	2.3 总体结构 .....	411
4.2 一次导电回路 .....	389	2.4 电气线路 .....	411
4.3 绝缘结构 .....	389	3 典型产品 .....	411
4.4 柜体结构 .....	390	3.1 变压器、高压元件一体布置的预装变 .....	411
4.5 机械传动、锁定及联锁 .....	390	3.2 变压器、高压元件、低压元件分装的预装变 .....	412
4.6 接地 .....	391	3.3 地埋式预装变 .....	414
5 选用导则 .....	391	3.4 移动型预装变 .....	414
6 使用与维护 .....	391	4 预装式变电站的智能化 .....	414
<b>第8章 气体绝缘金属封闭开关设备</b> .....	392	5 安装与维护 .....	414
1 概述 .....	392	5.1 安装 .....	414
1.1 发展简况 .....	392	5.2 维护 .....	414
1.2 结构特点 .....	392	<b>第10章 操动机构</b> .....	417
1.3 分类 .....	392	1 概述 .....	417
2 主接线及总体配置 .....	392	2 机械特性配合 .....	418
2.1 主接线 .....	392	3 慢速操动机构 .....	418
		3.1 手力操动机构 .....	418
		3.2 电动机操动机构 .....	418
		3.3 电动机—液压、电动机—气动操动机构 .....	418
		4 弹簧操动机构 .....	419



4.1 断路器弹簧机构的典型结构 .....	419	1 绝缘子的概述 .....	443
4.2 断路器弹簧机构的动作原理 .....	419	1.1 绝缘子的分类（按材料分类）、 外形结构和型号 .....	443
5 电磁操动机构 .....	419	1.2 绝缘子的使用要求及其技术条件 .....	456
5.1 电磁操动机构的典型结构 .....	419	1.3 绝缘子的标准化 .....	457
5.2 电磁操动机构的动作原理 .....	420	2 绝缘子的设计和制造 .....	458
6 永磁操动机构 .....	420	2.1 瓷绝缘子 .....	459
6.1 永磁操动机构的典型结构 .....	421	2.2 玻璃绝缘子 .....	461
6.2 永磁操动机构的动作原理 .....	421	2.3 复合绝缘子 .....	463
7 液压操动机构 .....	421	3 绝缘子试验 .....	466
7.1 液压操动机构的典型结构 .....	421	3.1 试验的种类 .....	467
7.2 液压操动机构的动作原理 .....	421	3.2 结构与外观检查 .....	467
8 弹簧液压操动机构 .....	422	3.3 电气试验 .....	468
8.1 弹簧液压操动机构的典型结构 .....	422	3.4 机械试验方法 .....	474
8.2 弹簧液压操动机构的动作原理 .....	422	3.5 瓷和玻璃悬式绝缘子试验 .....	475
9 气动操动机构 .....	423	3.6 棒形支柱绝缘子的试验 .....	476
9.1 气动操动机构的典型结构图 .....	423	3.7 复合绝缘子试验 .....	476
9.2 气动操动机构的动作原理 .....	423	4 绝缘子的污秽闪络问题 .....	479
10 操动机构的脱扣装置 .....	423	4.1 污闪事故的危害 .....	479
10.1 脱扣元件 .....	423	4.2 绝缘子积污特征及其分析 .....	480
10.2 脱扣器 .....	424	4.3 绝缘子的污闪机理 .....	482
11 操动机构运行维护工作值得注意的几个问题 .....	424	4.4 污秽程度的检测方法 .....	485
<b>第 11 章 试验</b> .....	426	4.5 人工污秽试验 .....	490
1 概述 .....	426	4.6 不同绝缘材料绝缘子的污闪特性 .....	495
1.1 高压开关设备的试验项目及标准 .....	426	4.7 自然污秽试验绝缘子的污秽闪络问题 .....	497
1.2 高压开关设备和控制设备的产品分类及 检测标准（国家标准、行业标准及 IEC 标准） .....	426	4.8 试验线路（段）或试验架 .....	498
2 绝缘试验 .....	429	4.9 自然污秽绝缘子的实验室试验 .....	498
2.1 工频电压试验 .....	429	4.10 人工污秽与自然污秽试验的等价性问题 .....	498
2.2 雷电冲击电压试验 .....	429	4.11 防污闪措施 .....	499
2.3 操作冲击电压试验 .....	429	5 特殊环境条件下的绝缘子电气特性 .....	500
2.4 无线电干扰试验（RIV） .....	430	5.1 特殊环境条件的范畴 .....	500
2.5 局部放电试验 .....	430	5.2 特殊环境对外绝缘的危害 .....	500
2.6 人工污秽试验 .....	430	5.3 高海拔地区绝缘子的污秽闪络问题 .....	500
2.7 泄漏电流试验 .....	430	5.4 覆冰地区绝缘子的污秽闪络问题 .....	506
3 大容量试验 .....	430	5.5 覆冰绝缘子试验方法 .....	507
3.1 开断和关合能力试验 .....	430	5.6 覆冰绝缘子的闪络机理和过程 .....	509
3.2 内部故障试验 .....	434	5.7 覆冰绝缘子电气特性 .....	512
3.3 短时和峰值耐受电流试验 .....	434	5.8 覆冰地区防止绝缘子冰闪措施 .....	522
4 温升机械试验 .....	435	5.9 酸雨（雾）地区绝缘子的放电特性 .....	523
4.1 温升试验 .....	435	5.10 复杂环境下绝缘子选择原则及方法 .....	526
4.2 回路电阻的测量 .....	435	6 绝缘子外绝缘选取 .....	528
4.3 机械性能试验 .....	435	6.1 输变电设备外绝缘选择的一般原则 .....	528
5 电磁兼容（EMC）试验 .....	436	6.2 交流绝缘子外绝缘选取方法 .....	529
5.1 冲击电压试验 .....	436	6.3 直流绝缘子外绝缘选取方法 .....	531
5.2 电气快速瞬态/脉冲群试验 .....	436	6.4 高海拔地区绝缘子外绝缘选取方法 .....	533
5.3 振荡波抗干扰性试验 .....	436	<b>第 2 章 避雷器</b> .....	535
6 环境适应性试验 .....	436	1 避雷器的用途和分类 .....	535
6.1 湿热带气候条件试验 .....	436	1.1 避雷器的用途 .....	535
6.2 高原气候条件试验 .....	437	1.2 避雷器的分类 .....	535
6.3 严酷气候条件试验 .....	437	2 避雷器的特性 .....	535
6.4 高低温试验 .....	437	2.1 金属氧化物电阻片的特性 .....	535
参考文献 .....	438	2.2 无间隙金属氧化物避雷器的特性 .....	537
<b>第 5 篇 绝缘子和避雷器</b> .....	441	2.3 内置间隙型阀式避雷器的特性 .....	538
<b>第 1 章 绝缘子</b> .....	443	2.4 外串联间隙阀式避雷器的特性 .....	539
		3 避雷器的结构 .....	540
		3.1 瓷外套无间隙金属氧化物避雷器的结构 .....	540

3.2 复合外套无间隙金属氧化物避雷器的结构	540	3.1 电触发晶闸管换流阀的基本组成	577
3.3 金属罐式无间隙金属氧化物避雷器的结构	540	3.2 光直接触发晶闸管换流阀的基本组成	578
3.4 内置间隙型阀式避雷器的结构	540	4 换流阀的主电路	579
3.5 外串联间隙阀式避雷器结构	540	4.1 RC 均压阻尼回路	580
4 避雷器的试验	541	4.2 直流均压电阻	580
4.1 避雷器的外绝缘耐受试验	541	4.3 阀电抗器	580
4.2 避雷器的动作负载试验	541	5 换流阀的触发	581
4.3 避雷器的残压试验	544	6 换流阀的控制、自保护和工作状态监测	581
4.4 避雷器短路电流试验	545	6.1 电触发晶闸管换流阀	581
4.5 避雷器长持续时间电流耐受试验	546	6.2 光直接触发的晶闸管换流阀	582
4.6 避雷器大电流冲击耐受试验	547	7 换流阀的冷却系统	583
4.7 多柱避雷器电流分布试验	547	7.1 内冷却系统	583
4.8 避雷器人工污秽试验	547	7.2 外冷却系统	583
4.9 避雷器无线电干扰和局部放电试验	549	7.3 冷却系统腐蚀与泄漏	583
4.10 避雷器持续电流试验	549	8 换流阀的防火与对阀厅的要求	584
4.11 避雷器机械负荷试验	549	8.1 阀内和元部件防火特性	584
4.12 避雷器密封试验	549	8.2 阀厅火灾探测系统	585
4.13 避雷器工频放电电压试验	549	8.3 阀厅灭火系统	585
4.14 避雷器冲击放电电压试验	549	8.4 阀厅结构	585
4.15 避雷器冲击放电伏秒特性试验	549	9 换流阀的试验	585
4.16 避雷器热机和沸水煮试验	549	9.1 试验的一般要求	585
4.17 避雷器气候老化试验	550	9.2 型式试验项目	587
5 避雷器的选型和使用	551	9.3 型式试验电路	587
5.1 绝缘配合	551	9.4 相关标准	588
5.2 电站型避雷器的选型和使用	552	第3章 换流变压器	589
5.3 配电型避雷器的选型和使用	553	1 换流变压器的功能	589
5.4 电容器组避雷器的选型和使用	554	2 换流变压器的结构	589
5.5 高压直流换流站避雷器的选型和使用	554	2.1 换流变压器结构型式的选择	589
6 避雷器的标准化	558	2.2 换流变压器铁心	591
参考文献	559	2.3 换流变压器线圈	591
第6篇 直流输电设备	561	2.4 换流变压器器身	591
第1章 概述	563	2.5 换流变压器引线	591
1 直流输电基本原理	563	2.6 换流变压器的油箱	592
2 直流输电系统主要设备	563	2.7 阀侧套管	592
2.1 换流站主要设备	563	2.8 换流变压器的有载开关	592
2.2 直流输电线路与直流接地极	565	2.9 其他组件及测量保护装置	593
第2章 换流阀	566	2.10 换流变压器的运输	593
1 换流阀的主要性能	566	3 换流变压器的基本参数	593
1.1 阀电气性能	566	3.1 换流变压器阀侧交流额定电压 $U_{VN}$	593
1.2 阀热性能	571	3.2 换流变压器阀侧额定交流电流 $I_{VN}$	594
2 换流阀的设计要求	571	3.3 换流变压器额定容量 $S_N$	594
2.1 系统对换流阀定值的要求	571	4 换流变压器的特性	594
2.2 阀设计时应考虑的换流器故障	572	4.1 绝缘特性	594
2.3 对运行触发角工作范围的要求	574	4.2 短路阻抗	596
2.4 故障率	574	4.3 谐波和负载损耗	596
2.5 冗余	575	4.4 换流变压器的调压方式	596
2.6 阀内的电压分布	575	4.5 直流偏磁	596
2.7 晶闸管电压应力	575	4.6 换流变压器的噪声	597
2.8 晶闸管特性与保护电路之间的关系	576	5 换流变压器的试验	599
2.9 冗余晶闸管全部除去时重复与非重复电压耐 受水平和采用的浪涌保护之间的配合	576	5.1 例行试验	599
2.10 空气间隙和爬电比距	576	5.2 型式试验	599
2.11 晶闸管热应力	576	5.3 特殊试验	599
2.12 冷却系统	576	第4章 平波电抗器	600
3 换流阀结构和基本组成	577	1 平波电抗器作用	600



4 平波电抗器结构和特性 .....	601	2.1 高压直流避雷器的基本结构 .....	643
4.1 干式平波电抗器结构 .....	601	2.2 高压直流避雷器单元的基本结构 .....	643
4.2 干式平波电抗器的特性 .....	602	3 避雷器的主要类型 .....	644
4.3 油浸式平波电抗器结构 .....	603	3.1 阀避雷器 (V) .....	644
4.4 油浸式平波电抗器的特性 .....	604	3.2 直流中点母线避雷器 (M) .....	644
5 平波电抗器的试验 .....	605	3.3 桥避雷器 (B) .....	644
5.1 干式平波电抗器的试验 .....	605	3.4 换流器直流母线避雷器 (CB) .....	644
5.2 油浸式平波电抗器的试验 .....	606	3.5 换流器避雷器 (C) .....	644
<b>第5章 换流站直流开关设备</b> .....	607	3.6 直流母线避雷器 (DB)、 直流线路避雷器 (DL) .....	644
1 换流站直流开关类型及功能 .....	607	3.7 中性母线避雷器 (E) .....	644
1.1 直流回路转换用开关 .....	607	3.8 直流滤波器避雷器 (FD) .....	644
1.2 直流隔离开关与接地开关 .....	607	3.9 平波电抗器避雷器 (DR) .....	644
1.3 高压直流断路器 .....	608	3.10 交流母线避雷器 (A) .....	644
1.4 直流旁路开关 .....	608	3.11 交流滤波器避雷器 (FA) .....	644
2 直流开关基本结构及其原理 .....	608	4 直流避雷器配置 .....	644
2.1 直流回路转换用开关 .....	608	5 直流避雷器参数选择 .....	645
2.2 直流隔离开关 .....	610	5.1 直流避雷器的主要参数 .....	645
2.3 高压直流断路器 .....	610	5.2 参数选择 .....	646
2.4 直流旁路开关 .....	610	6 直流避雷器试验 .....	648
3 直流开关的设计 .....	611	6.1 外观检查 .....	648
3.1 直流回路转换用开关的设计 .....	611	6.2 避雷器最小公称爬电比距检查 .....	648
3.2 直流隔离开关和接地开关的设计 .....	615	6.3 阻性电流试验 .....	648
4 直流开关的试验 .....	616	6.4 工频参考电压试验 .....	648
4.1 型式试验 .....	616	6.5 直流参考电压试验 .....	648
4.2 例行试验 .....	617	6.6 0.75 倍直流参考电压下泄漏电流试验 .....	648
<b>第6章 换流站滤波设备</b> .....	619	6.7 局部放电和无线电干扰电压试验 .....	648
1 交流滤波器 .....	619	6.8 残压试验 .....	648
1.1 交流滤波器类型 .....	619	6.9 能量耐受试验 .....	648
1.2 交流滤波器设计 .....	621	6.10 大电流冲击耐受试验 .....	648
1.3 交流滤波器设备要求 .....	624	6.11 动作负载试验 .....	649
2 直流滤波器 .....	626	6.12 热稳定验证 .....	651
2.1 直流滤波器设计 .....	626	6.13 暂时过电压耐受试验 .....	651
2.2 直流滤波器设备要求 .....	628	6.14 避雷器外套的绝缘耐受试验 .....	651
3 交直流滤波器新技术 .....	630	6.15 压力释放试验 .....	651
3.1 交流连续可调滤波器 .....	630	6.16 多柱避雷器的电流分布试验 .....	651
3.2 直流有源滤波器 .....	630	6.17 机械负荷试验 .....	651
<b>第7章 换流站无功补偿设备</b> .....	631	6.18 人工污秽试验 .....	651
1 换流站的无功功率 .....	631	6.19 密封试验 .....	651
1.1 换流器的无功功率消耗 .....	631	6.20 热机试验和沸水煮试验 .....	652
1.2 换流站无功功率平衡 .....	631	6.21 复合外套避雷器外套的耐电痕化和 蚀损试验 .....	652
1.3 交流系统无功能力 .....	631	<b>第9章 换流站直流绝缘子</b> .....	654
1.4 换流站无功功率补偿 .....	631	1 直流绝缘子的分类、运行要求及特性 .....	654
2 换流站无功功率补偿设备 .....	632	1.1 直流绝缘子的分类 .....	654
2.1 交流滤波器、并联电容器组 .....	632	1.2 直流绝缘子的运行要求 .....	654
2.2 并联电抗器 .....	634	1.3 绝缘子在直流电压下的特性 .....	654
2.3 同步调相机 .....	635	1.4 直流绝缘子设计的特殊考虑 .....	655
2.4 静止无功补偿设备 (SVC) .....	637	2 直流绝缘子应用 .....	656
2.5 静止同步补偿器 (STATCOM) .....	640	2.1 直流绝缘子的使用功能 .....	656
<b>第8章 换流站直流避雷器</b> .....	642	2.2 直流绝缘子的使用选择 .....	656
1 直流避雷器特性 .....	642	3 直流绝缘子特性和主要参数 .....	657
1.1 伏安特性 .....	642	4 直流绝缘子试验 .....	659
1.2 微观结构 .....	642	4.1 架空线路用瓷和玻璃绝缘子 .....	659
1.3 导电机理 .....	642	4.2 架空线路用复合绝缘子 .....	659
1.4 氧化锌材料的老化 .....	643	4.3 电站和电气设备用绝缘子 .....	660
1.5 热稳定性 .....	643		
2 直流避雷器的结构 .....	643		



4.4 套管 .....	660	1.11 线路走廊宽度和居民区房屋拆迁范围以及 直流输电线路对电话回路干扰影响的 防护措施 .....	707
4.5 直流绝缘子人工污秽试验 .....	660	1.12 塔头空气间隙 .....	707
<b>第10章 直流控制保护设备</b> .....	661	2 直流电缆线路 .....	708
1 直流控制保护设备的总体结构 .....	661	2.1 直流电缆应用场合与发展概况 .....	708
1.1 直流控制保护设备的构成 .....	661	2.2 直流电缆技术特点 .....	708
1.2 直流控制保护设备的分层结构 .....	661	3 直流接地极引线 .....	710
1.3 直流控制保护设备的设计原则 .....	662	3.1 直流接地极引线利用大地回路的优点 .....	710
2 远动通信系统 .....	665	3.2 接地极引线绝缘水平 .....	710
2.1 远动通信设备的基本配置 .....	665	3.3 绝缘子片数 .....	710
2.2 远动通信系统的功能和性能 .....	666	3.4 带电部分与杆塔构件、拉线的最小间隙 .....	710
3 运行人员控制系统 .....	666	3.5 接地极引线导线截面选择 .....	710
3.1 运行人员控制系统的基本配置 .....	666	3.6 接地极引线设计原则 .....	711
3.2 运行人员控制系统的功能和性能 .....	666	<b>第13章 直流接地极</b> .....	712
4 交直流站控系统 .....	668	1 直流接地极要求 .....	712
4.1 交直流站控系统的基本配置 .....	668	1.1 接地极的作用 .....	712
4.2 交直流站控系统的功能和性能 .....	668	1.2 接地极的运行效应 .....	712
5 直流极控系统 .....	674	1.3 接地极极址的要求 .....	712
5.1 基本控制策略 .....	674	2 直流接地极材料 .....	713
5.2 直流极控系统的基本配置 .....	674	2.1 馈电材料 .....	713
5.3 直流极控系统的功能和性能 .....	675	2.2 活性填充材料 .....	715
6 直流极保护系统 .....	684	2.3 工程实际问题 .....	715
6.1 直流极保护系统的构成 .....	684	3 直流接地极形式 .....	715
6.2 冗余 .....	684	3.1 陆地电极 .....	715
6.3 保护的自检功能 .....	684	3.2 海洋电极 .....	716
6.4 保护出口及连接片配置 .....	684	4 直流接地极电流对环境的影响 .....	717
6.5 直流极保护系统的功能 .....	684	4.1 对电力系统的影响 .....	717
7 换流变压器保护 .....	688	4.2 对接地极及地下金属构件的腐蚀 .....	718
7.1 换流变压器保护的基本配置 .....	688	4.3 对铁路系统的影响 .....	718
7.2 换流变压器保护的功能和性能 .....	689	参考文献 .....	719
8 交流滤波器保护 .....	690	<b>第7篇 特高压输电技术</b> .....	721
8.1 交流滤波器保护基本配置 .....	690	<b>第1章 特高压技术概况</b> .....	723
8.2 交流滤波器保护功能和性能 .....	690	1 交流输变电电压发展历程 .....	723
9 交流保护设备 .....	691	1.1 电压等级 .....	723
<b>第11章 换流站直流测量装置</b> .....	692	1.2 电压等级系列 .....	723
1 直流测量装置的应用 .....	692	1.3 国际上交流输变电电压发展历程 .....	723
2 直流电流测量装置 .....	692	1.4 中国交流输变电电压发展历程 .....	724
2.1 电磁式直流电流测量装置 .....	692	2 特高压直流输电技术概述 .....	724
2.2 电子式直流电流测量装置 .....	695	2.1 特高压直流输电技术发展历程 .....	724
3 直流电压测量装置 .....	699	2.2 特高压直流输电的应用 .....	725
3.1 基本原理及分类 .....	699	2.3 特高压直流输电工程的特点 .....	725
3.2 直流电压测量装置的设计要求 .....	700	3 交流特高压技术现状 .....	727
3.3 直流电压测量装置性能参数 .....	700	3.1 美国 .....	727
3.4 直流电压测量装置试验 .....	700	3.2 苏联 .....	729
3.5 直流电压测量装置的维护 .....	701	3.3 日本 .....	730
<b>第12章 直流输电线路</b> .....	702	3.4 意大利 .....	732
1 直流输电架空线路 .....	702	3.5 加拿大 .....	732
1.1 高压直流架空线路的额定电压与分裂导线 .....	702	3.6 中国 .....	733
1.2 直流电晕的特点 .....	702	<b>第2章 交流特高压输电和示范工程选择</b> .....	739
1.3 导线表面电位梯度 .....	703	1 交流特高压输电的可行性研究 .....	739
1.4 直流电晕损耗的计算 .....	703	1.1 特高压输电技术的可行性 .....	739
1.5 直流架空线路的无线电干扰及噪声的计算 .....	703	1.2 特高压电网的功能定位 .....	739
1.6 架空线路导线截面选择 .....	704	1.3 构建交流特高压电网的主要原则 .....	740
1.7 架空线路绝缘水平确定 .....	705	2 试验示范工程选择 .....	740
1.8 绝缘子片数确定 .....	705		
1.9 绝缘子强度 .....	706		
1.10 导线对地面和建筑物、树木等最小距离 .....	706		

2.1 建设特高压交流试验示范工程的主要原则	740	4.5 绝缘配合及防雷接地	776
2.2 建设特高压交流试验示范工程的技术路线	740	4.6 绝缘子串均压防晕及跳线型式	778
2.3 试验示范工程备选方案	740	4.7 导线换位	779
2.4 试验示范工程比选	741	4.8 导线对地及交叉跨越距离	780
2.5 风险评估	741	4.9 杆塔规划	781
2.6 结论	741	4.10 杆塔荷载	781
第3章 交流特高压工程系统研究和技术研究成果	742	4.11 杆塔和基础	782
1 潮流稳定的研究	742	第5章 交流特高压设备选择及参数	785
1.1 华北—华中特高压互联电网潮流分析	742	1 特高压开关设备	785
1.2 特高压交流试验示范工程输电能力分析	742	1.1 特高压断路器	785
2 无功补偿和平衡	743	1.2 特高压隔离开关	786
2.1 无功补偿原则	743	1.3 特高压接地开关	788
2.2 低压无功补偿设备	743	1.4 特高压 GIS 典型接线方式	789
2.3 特高压交流试验示范工程无功补偿方案	743	2 特高压变压器	789
3 过电压控制、保护和绝缘配合	744	2.1 电压组合和绝缘配合	789
3.1 概述	744	2.2 变压器容量选择	790
3.2 工频过电压、操作过电压及其保护	744	2.3 主要设计思路	790
3.3 特高压电网中的雷电过电压与防雷保护	747	2.4 主要设计参数	791
3.4 1000kV 特高压架空输电线路绝缘子选择	752	2.5 试验	791
3.5 特高压架空输电线路杆塔和变电站空气 间隙的选择	754	3 特高压并联电抗器	792
3.6 特高压电气设备的绝缘配合与绝缘水平 选择	756	3.1 选型	792
4 潜供电流控制和单相重合闸	757	3.2 性能参数	792
4.1 单相自动重合闸的可行性	757	3.3 试验	793
4.2 潜供电流及其抑制措施	757	3.4 中性点接地电抗器	793
4.3 特高压输电系统的潜供电流及其恢复电压	759	4 特高压互感器	793
5 交流特高压工程的控制和保护	760	4.1 1000kV 电压互感器	793
5.1 1000kV 特高压与超高压系统电气特征的 区别	760	4.2 1000kV 电流互感器	796
5.2 1000kV 特高压系统对保护装置的影响和 要求	761	5 特高压避雷器	796
第4章 交流特高压工程设计	763	5.1 特高压交流避雷器的主要技术参数要求	797
1 线路设计	763	5.2 特高压交流避雷器的特点	797
1.1 概述	763	6 低压无功补偿设备	800
1.2 导线	763	6.1 低压无功补偿配置原则	800
1.3 绝缘及防雷	763	6.2 中性点接地方式的选择	801
1.4 走廊宽度、对地距离及交叉跨越	763	6.3 保护方式和避雷器参数的选择	801
1.5 金具	764	6.4 110kV 母线绝缘水平的选择	802
1.6 设计风速	764	6.5 电容器组额定参数的选择	803
1.7 杆塔	764	6.6 电抗器组额定参数的选择	803
2 特高压变电站设计	764	6.7 断路器额定参数的选择	803
2.1 1000kV 电气主接线	764	6.8 并联电容器组用串联电抗器	803
2.2 1000kV 变电站绝缘配合与空气间隙设计	764	6.9 中性点绝缘水平	803
2.3 主要设备和导体选择	765	6.10 低压无功补偿设备参数	803
2.4 1000kV 变电站配电装置设计	765	7 串补设备	804
2.5 1000kV 配电装置构支架结构设计	766	7.1 串补技术简介	804
3 特高压示范工程变电站设计	766	7.2 串联电容器组	805
3.1 概述	766	7.3 限压器组	805
3.2 主要设计方案	766	7.4 火花间隙	806
3.3 大件设备运输	774	7.5 阻尼回路	807
4 特高压交流试验示范工程输电线路设计	774	7.6 旁路断路器	807
4.1 工程概况	774	7.7 隔离开关	807
4.2 线路路径	775	7.8 控制保护系统	807
4.3 气象条件	775	7.9 串补平台	808
4.4 导地线选择	775	7.10 可控串补晶闸管阀及其冷却系统	808
		8 特高压绝缘子	808
		8.1 特高压变电站绝缘子	808
		8.2 特高压线路绝缘子	811
		9 控制保护设备	814



9.1 继电保护设备 .....	814	2 晶闸管 .....	891
9.2 变电站自动化系统 .....	816	2.1 双负角终端结构方案 .....	891
10 导(地)线、金具、杆塔和基础 .....	818	2.2 器件电参数的最佳优化设计 .....	892
10.1 导(地)线 .....	818	2.3 小结 .....	893
10.2 金具 .....	820	3 换流阀 .....	893
10.3 杆塔 .....	821	3.1 特高压换流阀设计方案 .....	893
10.4 杆塔基础 .....	823	3.2 换流阀的型式试验 .....	896
第6章 交流特高压工程环境影响 .....	826	3.3 小结 .....	897
1 交流特高压线路环境影响 .....	826	4 平波电抗器 .....	897
1.1 前言 .....	826	4.1 平波电抗器主要技术要求描述 .....	898
1.2 电磁环境参数及其影响 .....	826	4.2 谐波损耗的控制 .....	898
1.3 电磁环境参数控制 .....	826	4.3 噪声声谱与降噪装置的研究 .....	898
1.4 电磁环境参数控制值的经济性分析 .....	829	4.4 线圈包封层开裂问题的预防措施 .....	898
1.5 特高压交流试验示范工程的电磁环境 .....	831	4.5 线圈包封材料的长期耐热性能 .....	899
2 特高压变电站的电磁环境影响 .....	831	4.6 试验难点及其解决方案 .....	899
2.1 概述 .....	831	4.7 小结 .....	901
2.2 交流特高压变电站的无线电干扰 .....	831	5 特高压直流工程二次设备 .....	901
2.3 交流特高压变电站的噪声 .....	833	5.1 整体技术方案 .....	901
2.4 交流特高压变电站的工频电场和磁场 .....	833	5.2 硬件改进后具有国内外最新技术的 直流控制保护主机 .....	901
2.5 小结 .....	834	5.3 IN-TIME 实时操作系统 .....	903
第7章 特高压交流试验示范工程系统调试及运行 .....	835	5.4 最后断路器保护 .....	903
1 特高压交流试验示范工程的系统调试 .....	835	5.5 直流滤波器与直流极线采用同类型 直流光 TA .....	903
1.1 起动调试前期工作 .....	835	5.6 控制保护系统对融冰要求的适应性 .....	903
1.2 调试工作结果 .....	835	5.7 小结 .....	903
2 特高压交流试验示范工程的运行 .....	835	6 直流场绝缘子选型 .....	903
2.1 系统运行特性分析与计算 .....	835	6.1 特高压直流换流站设备爬距要求 .....	903
2.2 系统调试及投运 .....	836	6.2 伞形 .....	904
第8章 特高压直流系统研究和成套设计 .....	837	6.3 各类直流绝缘子比较 .....	904
1 特高压直流工程的系统研究 .....	837	6.4 小结 .....	905
1.1 直流特高压输电接线方式 .....	837	第11章 特高压直流工程环境影响 .....	906
1.2 运行接线方式和控制模式 .....	839	1 特高压直流输电线路的电磁环境 .....	906
1.3 可靠性 .....	839	1.1 特高压直流输电线路电磁环境限值 .....	906
2 特高压直流成套设计 .....	840	1.2 线路结构参数对特高压直流输电线路电磁 环境的影响 .....	906
2.1 直流一次系统设计 .....	841	1.3 特高压直流输电线路电磁环境控制措施 .....	912
2.2 直流控制保护系统设计 .....	860	2 特高压直流换流站的电磁环境 .....	914
第9章 特高压直流输电工程设计 .....	861	2.1 特高压直流换流站的电场和磁场 .....	914
1 特高压直流输电换流站工程设计 .....	861	2.2 特高压直流换流站的无线电干扰 .....	916
1.1 电气总平面布置 .....	861	2.3 特高压直流换流站的可听噪声 .....	917
1.2 二次系统设计 .....	866	3 特高压直流工程接地极的电磁环境 .....	921
1.3 噪声控制 .....	868	3.1 直流接地极类型 .....	921
2 特高压直流输电线路设计 .....	870	3.2 直流接地极环境影响因素及其限值 .....	921
2.1 导线的选择 .....	870	3.3 直流接地极地电位和跨步电压分布规律 .....	922
2.2 地线选择 .....	871	3.4 改善特高压直流工程接地极环境的措施 .....	923
2.3 绝缘配合及防雷接地 .....	871	3.5 不同结构接地极的环境影响比较 .....	924
2.4 绝缘子及绝缘子金具串形式 .....	880	3.6 独立接地极和共用接地极的环境影响比较 .....	925
2.5 对地距离及交叉跨越距离 .....	882	参考文献 .....	926
第10章 特高压直流设备 .....	887	第8篇 输变电系统过电压与绝缘配合 .....	929
1 换流变压器 .....	887	第1章 绪论 .....	931
1.1 特高压换流变压器参数 .....	887	1 电力系统过电压 .....	931
1.2 特高压换流变压器交、直流电场计算和 绕组绝缘结构 .....	887	1.1 电力系统过电压的定义与分类 .....	931
1.3 特高压换流变压器绕组主、纵绝缘结构 .....	889	1.2 电力系统过电压的限制措施 .....	932
1.4 阀侧引线布置 .....	889	1.3 电力系统过电压的研究方法 .....	933
1.5 漏磁场分布和防止局部过热措施 .....	890		
1.6 特高压换流变压器试验 .....	890		
1.7 小结 .....	891		



2 电力系统绝缘配合 .....	934	1.3 中性点不接地系统电弧接地过电压的 主要影响因素 .....	986
<b>第2章 电力系统过电压理论</b> .....	936	1.4 中性点不接地系统电弧接地 过电压的限制措施 .....	986
1 线性集中参数回路的过渡过程 .....	936	2 合闸空载线路引起的过电压 .....	986
1.1 直流电压作用在 LC 串联回路上的过渡 过程 .....	936	2.1 合闸空载线路过电压的产生 .....	987
1.2 交流电压作用在 R、L、C 串联回路上的 过渡过程 .....	936	2.2 合闸空载线路过电压的特点 .....	987
2 分布参数电路的波过程 .....	937	2.3 影响过电压的因素 .....	987
2.1 线路的波过程 .....	937	2.4 合闸空载线路过电压的限制措施 .....	987
2.2 变压器绕组中的波过程 .....	940	3 切除空载线路引起的过电压 .....	988
2.3 旋转电机绕组中的波过程 .....	942	3.1 切除空载线路过电压的产生 .....	988
<b>第3章 交流电力系统中性点接地方式</b> .....	944	3.2 切除空载线路过电压的特点 .....	988
1 中性点接地方式的类型及特点 .....	944	3.3 切除空载线路过电压的影响因素 .....	988
1.1 中性点非有效接地 .....	944	3.4 限制过电压的措施 .....	989
1.2 中性点有效接地 .....	945	4 切除空载变压器产生的过电压 .....	989
1.3 中性点经阻抗接地 .....	945	4.1 切除空载变压器过电压的产生 .....	989
2 中性点接地方式对过电压的影响 .....	948	4.2 切除空载变压器过电压的特点 .....	989
2.1 非有效接地方式对过电压的影响 .....	948	4.3 影响切除空载变压器过电压的因素 .....	989
2.2 有效接地方式对过电压的影响 .....	949	4.4 切除空载变压器过电压的限制措施 .....	990
2.3 阻抗接地方式对过电压的影响 .....	949	5 解列过电压 .....	990
<b>第4章 雷电过电压</b> .....	951	5.1 解列过电压的产生 .....	990
1 雷电的形成 .....	951	5.2 解列过电压的特点 .....	990
1.1 雷云的形成 .....	951	5.3 解列过电压的影响因素 .....	990
1.2 雷电放电 .....	951	5.4 限制解列过电压的措施 .....	990
1.3 雷暴日和雷暴小时 .....	952	6 GIS 中快速暂态过电压 (VFTO) .....	990
2 雷电参数 .....	952	6.1 VFTO 的产生 .....	990
2.1 雷电参数的定义 .....	952	6.2 VFTO 的特点 .....	991
2.2 雷电参数的测定 .....	954	6.3 VFTO 的影响因素 .....	991
3 雷电过电压保护设备 .....	955	6.4 VFTO 的危害 .....	991
3.1 避雷针和避雷线 .....	955	6.5 VFTO 的防护措施 .....	992
3.2 避雷器和 SPD .....	957	<b>第7章 电力系统过电压的研究分析方法</b> .....	993
3.3 防雷接地装置 .....	964	1 暂态网络分析仪 .....	993
4 输电线路防雷保护 .....	968	1.1 电源与发电机的模拟 .....	993
4.1 直击雷防护 .....	968	1.2 变压器与电抗器的模拟 .....	994
4.2 反击雷防护 .....	968	1.3 输电线路 (电缆) 的模拟 .....	994
5 发电厂和变电站的防雷保护 .....	969	1.4 开关的模拟 .....	995
5.1 直击雷防护 .....	969	1.5 避雷器的模拟 .....	995
5.2 侵入雷防护 .....	970	1.6 其他元件 .....	996
6 雷电过电压 .....	976	2 计算机的数值计算 .....	996
6.1 感应雷过电压 .....	976	2.1 概述 .....	996
6.2 直击雷过电压 .....	976	2.2 单相电磁暂态过程的元件模型 .....	996
6.3 反击雷过电压 .....	977	2.3 等效电流源的递推公式 .....	999
<b>第5章 交流电力系统的暂时过电压</b> .....	979	2.4 线路损耗近似的处理方法 .....	1000
1 交流电力系统工频过电压 .....	979	2.5 电源支路的模拟 .....	1002
1.1 工频过电压的产生 .....	979	2.6 单相暂态等值计算网络的形成及求解 .....	1003
1.2 工频过电压的特点和危害 .....	981	2.7 多相电磁暂态过程的数学模型 .....	1003
1.3 工频过电压的主要影响因素 .....	981	2.8 开关元件与非线性元件模型 .....	1004
1.4 工频过电压的主要限制措施 .....	981	2.9 初始值的确定 .....	1004
2 交流电力系统谐振过电压 .....	982	3 系统的现场实测 .....	1005
2.1 线性谐振过电压 .....	982	<b>第8章 交流电力系统的绝缘配合</b> .....	1006
2.2 铁磁谐振过电压 .....	982	1 绝缘配合的原则和方法 .....	1006
2.3 参数谐振过电压 .....	984	1.1 绝缘配合基本原则 .....	1006
<b>第6章 交流电力系统操作过电压</b> .....	985	1.2 绝缘配合方法 .....	1006
1 中性点不接地系统中的电弧接地过电压 .....	985	2 交流输电线路的绝缘配合 .....	1007
1.1 中性点不接地系统电弧接地过电压的产生 .....	985	2.1 绝缘子串中绝缘子个数的确定 .....	1007
1.2 中性点不接地系统电弧接地过电压的特点 .....	986	2.2 空气间隙的确定 .....	1007

3 发电厂和变电站电气设备的绝缘配合.....	1009	3 直流线路无线电干扰.....	1051
3.1 绝缘(配合)耐受电压.....	1010	3.1 直流无线电干扰产生的原因及频谱特性.....	1051
3.2 绝缘的要求耐受电压.....	1011	3.2 影响无线电干扰的因素.....	1052
3.3 标准(额定)耐受电压.....	1011	3.3 无线电干扰的允许电平.....	1053
4 用型式试验确定绝缘的耐受能力.....	1012	3.4 无线电干扰的经验公式.....	1054
4.1 总的要求.....	1012	4 直流线路可听噪声.....	1055
4.2 试验程序.....	1012	4.1 可听噪声的计量.....	1055
5 对架空线路的特殊考虑.....	1013	4.2 可听噪声的横向衰减.....	1055
5.1 运行电压和暂时过电压的绝缘配合.....	1013	4.3 交直流线路可听噪声的差别.....	1055
5.2 缓波前过电压的绝缘配合.....	1013	4.4 可听噪声的限值.....	1055
5.3 雷电过电压的绝缘配合.....	1013	4.5 可听噪声的经验公式.....	1056
参考文献.....	1014	4.6 可听噪声的影响因素.....	1056
<b>第9篇 输变电系统的电磁环境</b> .....	1015	5 直流换流站的电磁环境.....	1057
<b>第1章 概述</b> .....	1017	5.1 直流电磁环境.....	1057
<b>第2章 交流输变电系统的电磁环境</b> .....	1018	5.2 工频电磁环境.....	1058
1 输电线路的工频电磁环境.....	1018	5.3 高频电磁环境.....	1058
1.1 地面电场.....	1018	5.4 换流站主要的抗干扰措施.....	1063
1.2 地面磁场.....	1020	<b>第4章 低频电场和磁场的生态效应</b> .....	1065
2 输电线路的高频电磁环境.....	1020	1 电磁场生态效应的基本概念.....	1065
2.1 电晕及电晕损失.....	1020	2 输变电系统的低频电场和磁场.....	1066
2.2 无线电干扰.....	1023	2.1 低频电场.....	1066
2.3 可听噪声.....	1028	2.2 低频磁场.....	1067
3 变电站工频电磁环境.....	1030	3 低频电场的生态效应.....	1067
3.1 变电站工频电场.....	1030	3.1 静电感应产生的电击.....	1067
3.2 变电站工频磁场.....	1030	3.2 电场中的直接感觉.....	1068
3.3 工频电场、磁场分布.....	1031	3.3 直流线路的电场效应.....	1068
3.4 工频电场、磁场限值.....	1031	3.4 长期生态效应.....	1070
4 变电站静电感应.....	1032	4 低频磁场的生态效应.....	1070
4.1 静电感应现象.....	1032	5 电磁场限值的制定.....	1070
4.2 静电感应产生的环境效应.....	1032	5.1 电磁场限值的制定机构.....	1070
4.3 开关开合静电感应现象.....	1032	5.2 电磁场限制的制定方法.....	1070
5 变电站在二次系统产生的传导电磁骚扰.....	1032	<b>第5章 电磁环境测试及试验技术</b> .....	1071
5.1 变电站主要骚扰源.....	1032	1 场强测量方法.....	1071
5.2 传导电磁骚扰的传播途径.....	1033	1.1 电磁环境监测仪器和基本方法.....	1071
5.3 开关操作时在二次系统产生的传导电磁 干扰.....	1034	1.2 电场的测量.....	1072
5.4 高压母线单相接地故障.....	1037	1.3 磁场的测量.....	1073
5.5 抑制耦合的措施.....	1038	2 合成电场和离子电流密度的测量.....	1074
6 变电站的高频电磁辐射.....	1038	2.1 合成电场的测量.....	1074
6.1 变电站稳态运行时的无线电干扰.....	1038	2.2 离子电流密度的测量.....	1074
6.2 暂态过程引起的高频电磁辐射.....	1039	2.3 自动测量系统.....	1076
7 变电站的可听噪声.....	1042	3 无线电干扰测量.....	1076
<b>第3章 直流输电系统电磁环境</b> .....	1043	3.1 测量仪器.....	1076
1 直流线路电晕.....	1043	3.2 测量方法.....	1077
1.1 直流线路电晕现象.....	1043	4 可听噪声测量.....	1078
1.2 直流线路导线临界电场强度.....	1043	4.1 测量仪器.....	1079
1.3 直流线路导线表面电场强度的计算.....	1043	4.2 测量方法.....	1079
1.4 直流线路电晕损失及影响因素.....	1044	5 试验线段.....	1080
1.5 直流线路电晕损失的计算公式.....	1046	5.1 基本用途.....	1080
2 空间电场和离子流.....	1048	5.2 基本结构.....	1080
2.1 合成电场和离子流的分布.....	1048	5.3 世界各国试验线段介绍.....	1080
2.2 合成电场和离子流的影响因素.....	1049	6 电晕笼.....	1081
2.3 直流电场和磁场的限值.....	1049	6.1 基本用途.....	1081
2.4 合成电场和离子电流的计算.....	1049	6.2 基本结构.....	1081
2.5 直流线路附近的磁场计算方法.....	1051	6.3 世界各国电晕笼介绍.....	1081
		<b>第6章 电磁环境及电磁兼容标准和限值</b> .....	1083
		1 电磁环境管理法规.....	1083



2 直流电场和磁场的限值·····	1083	3.4 产生截断波的方法·····	1106
3 工频电场标准及限值·····	1084	3.5 产生操作波的方法·····	1106
3.1 中国国家标准·····	1084	3.6 产生陡波前冲击波的方法·····	1107
3.2 国外标准概况·····	1084	4 冲击电流发生器·····	1107
3.3 IEEE0~3kHz 电磁场的安全水平标准 ·····	1085	4.1 冲击电流发生器的基本原理·····	1107
4 工频磁场标准及限值·····	1085	4.2 冲击电流发生器的结构·····	1108
5 无线电干扰标准及限值·····	1086	4.3 冲击电流发生器的电流幅值和波形的 调节·····	1109
5.1 无线电干扰限值·····	1086	4.4 冲击电流方波发生器·····	1110
5.2 无线电干扰限值的频率修正·····	1086	5 高电压架空试验线段·····	1110
5.3 无线电干扰场强的距离修正·····	1086	6 高电压电晕试验笼·····	1110
6 可听噪声标准及限值·····	1086	7 高电压实验室·····	1110
7 二次设备电磁兼容要求·····	1086	7.1 高电压实验室的主要设备及其参数·····	1110
8 二次设备的抗扰度要求·····	1087	7.2 高电压实验室的净空距离·····	1111
8.1 二次系统的端口划分·····	1087	7.3 高电压实验室的接地·····	1113
8.2 变电站内二次设备应用场所划分·····	1088	7.4 高电压实验室的屏蔽·····	1113
8.3 二次设备的抗扰性能评估·····	1088	7.5 高电压实验室的建筑·····	1114
8.4 不同端口抗扰度限值·····	1088	7.6 高电压实验室的基本安全规则·····	1115
<b>第7章 输变电系统的电磁兼容技术</b> ·····	1090	<b>第2章 电气绝缘试验</b> ·····	1116
1 输变电系统电磁兼容设计的原则·····	1090	1 绝缘材料电气性能的测量·····	1116
1.1 输变电系统中的电磁兼容问题·····	1090	1.1 概述·····	1116
1.2 电力线路的电磁污染·····	1090	1.2 绝缘电阻和绝缘电阻率的测量·····	1116
1.3 变电站的电磁骚扰·····	1090	1.3 相对介电常数和介质损耗角正切的测量·····	1117
1.4 输变电系统电磁兼容设计原则·····	1090	1.4 击穿和耐压试验·····	1118
2 变电站设备的安全和抗干扰措施·····	1090	2 高电压测量技术·····	1118
2.1 接地措施·····	1091	2.1 概述·····	1118
2.2 辅助电缆敷设·····	1092	2.2 交流高电压测量·····	1119
2.3 二次回路抗干扰措施·····	1092	2.3 直流高电压测量·····	1120
2.4 增加抗干扰设备·····	1093	2.4 冲击电压测量·····	1120
2.5 屏蔽措施·····	1094	2.5 冲击电流测量·····	1122
2.6 GIS 变电站 ·····	1095	3 局部放电试验·····	1123
2.7 其他抗干扰措施·····	1095	3.1 概述·····	1123
3 对外通信及电源线路的隔离·····	1095	3.2 局部放电的检测方法·····	1123
3.1 对外通信线路的隔离·····	1095	3.3 局部放电的诊断技术·····	1124
3.2 向站外供电的三相四线制低压 线路的隔离·····	1096	3.4 抗干扰措施·····	1125
3.3 由变电站供电的移动式设备及工具·····	1096	4 老化试验·····	1126
参考文献 ·····	1097	4.1 热老化试验·····	1126
<b>第10篇 高电压试验设备与电气绝缘试验</b> ·····	1099	4.2 电老化试验·····	1130
<b>第1章 高电压试验设备</b> ·····	1101	5 绝缘电压试验·····	1133
1 交流高电压试验设备·····	1101	5.1 绝缘交流电压试验·····	1133
1.1 概述·····	1101	5.2 绝缘直流电压试验·····	1134
1.2 单级试验变压器·····	1101	5.3 绝缘冲击电压试验·····	1134
1.3 串级试验变压器·····	1102	6 电气设备外绝缘(表面)试验·····	1135
1.4 试验变压器的调压装置·····	1102	6.1 绝缘表面干试验·····	1135
1.5 串联谐振装置·····	1103	6.2 绝缘表面湿试验·····	1135
1.6 并联谐振装置·····	1103	6.3 绝缘表面人工污秽试验·····	1135
2 直流高电压试验设备·····	1103	7 接地电阻的测量·····	1136
2.1 概述·····	1103	7.1 电力系统对接地电阻的要求·····	1136
2.2 串级直流高电压发生器·····	1103	7.2 测量小型接地装置接地电阻的简单方法·····	1137
2.3 特殊的串级直流高电压发生器·····	1104	7.3 三极法测量接地电阻的原理·····	1138
2.4 使用绝缘心变压器的直流高电压设备·····	1104	7.4 利用三极法测量接地电阻·····	1140
3 冲击电压发生器·····	1104	7.5 影响三极法测量结果的因素·····	1143
3.1 概述·····	1104	8 光谱法在电气绝缘领域的应用·····	1144
3.2 冲击电压发生器的基本工作原理·····	1105	8.1 概述·····	1144
3.3 冲击电压发生器的结构·····	1105	8.2 红外测量在电气设备测试中的应用·····	1144
		8.3 紫外测量在电气设备测试中的应用·····	1144



8.4 X射线	1145
9 电气设备的预防性试验和交接试验	1145
9.1 概述	1145
9.2 电气设备的预防性试验	1145
9.3 电气设备的交接试验	1145
参考文献	1151

## 第11篇 设备状态在线监测与故障

诊断技术	1153
第1章 概述	1155
1 输变电设备在线监测与故障诊断的目的、意义	1155
2 输变电设备故障原因与在线监测方法	1155
3 输变电设备在线监测的技术要求及发展趋势	1157
3.1 输变电设备在线监测的技术要求	1157
3.2 输变电设备在线监测技术的发展趋势	1157
第2章 输变电设备在线监测与故障诊断系统的构成	1158
1 在线监测与故障诊断系统的基本结构	1158
2 在线监测系统的信号传感	1158
3 在线监测系统的信号处理与数据采集	1158
3.1 信号处理	1158
3.2 数据采集	1159
3.3 信号的传输	1159
4 在线监测系统的数据处理	1159
5 故障诊断	1159
5.1 故障诊断内容	1159
5.2 故障诊断方法	1160
6 在线监测系统的抗干扰技术	1160
6.1 干扰特点分析	1160
6.2 硬件抗干扰技术	1160
6.3 软件抗干扰技术	1161
第3章 变压器、电抗器的在线监测与故障诊断	1162
1 变压器和电抗器的油中溶解气体在线监测	1162
1.1 变压器油中溶解气体在线监测的油气分离技术原理	1162
1.2 变压器油中溶解气体在线监测的气体检测技术原理	1163
1.3 典型装置及应用实例	1164
2 变压器局部放电在线监测	1165
2.1 脉冲电流法	1165
2.2 超声法	1166
2.3 超高频法	1167
2.4 局部放电监测抗干扰技术	1167
2.5 典型应用实例	1169
3 变压器油中微水含量的在线监测	1170
4 变压器有载分接开关的在线监测	1170
5 变压器综合在线监测系统	1171
6 变压器的故障诊断及典型应用	1172
6.1 以油中特征气体诊断故障的方法及应用	1172
6.2 以油中特征气体组分比值诊断故障的方法及应用	1173
6.3 基于神经网络的故障诊断	1175
6.4 基于模糊理论的故障诊断	1179
6.5 以油中特征气体为特征量的故障诊断专家系统及应用	1179

第4章 互感器的在线监测与故障诊断	1181
1 电流互感器、电容式电压互感器的在线监测	1181
1.1 电流互感器、电容式电压互感器在线监测的基本原理及方法	1181
1.2 电流传感器	1182
1.3 介质损耗监测的稳定性分析	1182
1.4 典型应用实例	1183
2 电磁式电压互感器的在线监测	1184
3 互感器的故障诊断	1184
3.1 基于油中溶解气体的故障诊断	1184
3.2 基于介质损耗分析的故障诊断	1185
第5章 金属氧化物避雷器的在线监测与故障诊断	1186
1 金属氧化物避雷器的在线监测	1186
1.1 金属氧化物避雷器在线监测的基本原理	1186
1.2 电流传感器	1186
1.3 总泄漏电流法	1186
1.4 零序电流三次谐波法	1186
1.5 补偿法监测阻性电流	1187
1.6 阻性电流谐波分析法	1187
1.7 阻性电流监测的影响因素分析	1188
1.8 考虑谐波影响的几种阻性电流监测方法	1189
1.9 国外监测技术的新发展	1190
第6章 电力电缆的在线监测与故障诊断	1191
1 电力电缆故障的产生原因	1191
2 电力电缆绝缘在线监测方法	1191
2.1 交联聚乙烯电缆绝缘的直流分量在线监测方法	1191
2.2 交联聚乙烯电缆绝缘的直流叠加在线监测方法	1192
2.3 交联聚乙烯电缆绝缘的交流叠加在线监测方法	1192
2.4 交联聚乙烯电缆绝缘的低频交流叠加在线监测方法	1193
2.5 交联聚乙烯电缆绝缘的介质损耗在线监测方法	1193
2.6 交联聚乙烯电缆绝缘的局部放电在线监测方法	1194
2.7 交联聚乙烯电缆联结盒温度的在线监测方法	1196
2.8 充油电缆、压气 SF <sub>6</sub> 电缆的在线监测方法	1196
2.9 基于光导纤维的电缆温度在线监测方法	1197
3 电力电缆故障的在线诊断技术	1198
3.1 电力电缆故障的阈值诊断	1199
3.2 电力电缆局部放电的诊断	1199
第7章 高压开关的在线监测与故障诊断	1203
1 高压开关的在线监测和诊断技术	1203
1.1 高压开关的监测与诊断内容	1203
1.2 动触头行程和速度测量	1203
1.3 储能弹簧状态监测	1204
1.4 开断电流加权累计	1204
1.5 合(分)闸线圈电流监测	1205
1.6 动态回路电阻监测	1205
1.7 机械振动监测	1206
1.8 导电接触部位温度测量	1207
1.9 SF <sub>6</sub> 气体密度、含水量与泄漏的监测	1208

1.10 真空灭弧室真空度的监测 .....	1208	1.1 过电压在线监测系统的组成 .....	1227
1.11 高压开关柜局部放电监测 .....	1209	1.2 电压传感器 .....	1228
2 高压开关在线监测与故障诊断举例 .....	1210	1.3 监测信号的触发 .....	1229
<b>第 8 章 GIS 的在线监测</b> .....	1213	2 典型应用实例 .....	1229
1 GIS 的光电检测法 .....	1213	<b>第 11 章 输变电设备故障的红外诊断</b> .....	1231
2 GIS 的化学检测法 .....	1213	1 红外热成像的基本原理 .....	1231
2.1 SF <sub>6</sub> 气体的分解 .....	1213	1.1 各种红外检测仪的特点比较 .....	1231
2.2 SF <sub>6</sub> 分解气体的检测 .....	1213	1.2 红外热像仪成像的工作原理 .....	1231
3 GIS 局部放电的超声波监测法 .....	1214	1.3 红外热像仪的测温方法 .....	1231
3.1 GIS 局部放电的超声波监测原理 .....	1214	2 输变电设备故障的红外成像诊断分析 .....	1231
3.2 GIS 局部放电超声波监测传感器 .....	1214	2.1 输变电设备外部故障的红外成像诊断 .....	1231
4 GIS 局部放电的电气监测法 .....	1215	2.2 输变电设备内部故障的红外成像诊断 .....	1233
4.1 外复电极法 .....	1215	3 红外成像诊断的方法与判断依据 .....	1234
4.2 内部电极法 .....	1215	4 影响红外成像诊断准确性的主要因素 .....	1234
4.3 脉冲电流法 .....	1215	<b>第 12 章 电力网谐波的在线监测</b> .....	1236
4.4 超高频法 (UHF) .....	1216	1 谐波在线监测的分析方法 .....	1236
5 GIS 局部放电的定位 .....	1217	1.1 基于陷波器或带通滤波器的传统监测方法 .....	1236
5.1 声测法定位 .....	1217	1.2 基于瞬时无功功率的监测方法 .....	1236
5.2 超高频法定位 .....	1217	1.3 基于傅里叶变换的监测方法 .....	1236
6 GIS 中 SF <sub>6</sub> 气体的监测 .....	1218	1.4 基于小波变换的监测方法 .....	1237
6.1 SF <sub>6</sub> 气体压力 (密度) 监测 .....	1218	2 谐波在线监测的原理及方法 .....	1237
6.2 SF <sub>6</sub> 气体的微水含量 (或湿度) 监测方法 .....	1219	2.1 谐波在线监测结构框架 .....	1237
<b>第 9 章 绝缘子的在线监测与故障诊断</b> .....	1220	2.2 谐波在线监测传感器 .....	1238
1 绝缘子的在线监测 .....	1220	2.3 典型谐波在线监测装置举例 .....	1238
1.1 在线监测的工作原理及特点 .....	1220	<b>第 13 章 输变电设备的老化和寿命预测</b> .....	1241
1.2 传感器与数据采集 .....	1220	1 变压器的老化和寿命预测 .....	1241
1.3 信号的无线传输与后台总机 .....	1220	1.1 变压器内绝缘老化原因 .....	1241
1.4 电源的获取 .....	1220	1.2 变压器内绝缘老化判别 .....	1242
1.5 典型应用实例 .....	1221	1.3 变压器的剩余寿命预测技术 .....	1244
2 绝缘子劣化的诊断 .....	1221	2 电力电缆的老化和寿命预测 .....	1246
2.1 零值瓷绝缘子的检测诊断 .....	1221	2.1 电力电缆老化的原因 .....	1246
2.2 合成绝缘子的劣化诊断 .....	1224	2.2 电力电缆的寿命预测方法 .....	1246
2.3 绝缘子污秽状态的诊断 .....	1224	3 绝缘子的老化和寿命预测 .....	1249
<b>第 10 章 架空输电线路和变电站的过电压在线监测</b> .....	1227	3.1 绝缘子老化的种类和原因 .....	1249
1 过电压在线监测的基本原理 .....	1227	3.2 绝缘子的寿命预测 .....	1250
		参考文献 .....	1251



## 第1篇 输电系统

主编单位：西安交通大学

主 编：李盛涛 荣命哲 彭宗仁

编写人员：杜正春（西安交通大学电气工程学院）

荣命哲（西安交通大学电力设备电气绝缘国家重点实验室）

刘学忠（西安交通大学电气工程学院）

彭宗仁（西安交通大学电力设备电气绝缘国家重点实验室）

王友功（西安交通大学电气工程学院）

刘 英（西安交通大学电气工程学院）

曹晓琰（西安交通大学电力设备电气绝缘国家重点实验室）

李盛涛（西安交通大学电力设备电气绝缘国家重点实验室）





# 第1章 概 论

## 1 输电的发展历史

1882年,美国人爱迪生在纽约用一台蒸汽机拖动直流发电机供给半径约为1.5km面积内的59个用户照明。同年,法国人德波列茨将直流电能输送到距发电机57km的慕尼黑,用以驱动水泵。这是人类历史上最早的电力系统,也开创了输电的历史。

尽管早期直流系统得到了广泛应用,但后来它几乎完全被交流系统所取代。到1886年,直流系统的局限性明显暴露出来,因为它只能将电能输送很短的距离。为了将输电损耗( $RI^2$ )和电压降落限制在可接受的水平,长距离输电必须采用高电压。而这样的高电压是发电机和用户都不能接受的,因此必须采用适当的方法进行电压变换。

由L.高拉德和J.D.吉布开发的变压器和交流输电技术导致了交流系统的产生,西屋获得了在美国开发的权利。1886年,西屋的助手William Stanley开发和试验了商用变压器和有150个电灯的配电系统。1889年,北美第一条交流输电线路投入运行。这是一条电压4000V、长21km的单相线路。

随着Nikola Tesla开发的多相系统,交流系统变得越发具有吸引力。1888年,Tesla持有交流电动机、发电机、变压器和输电系统等中的多项专利。西屋则购买了这些早期发明的专利,这些发明奠定了当今交流电力系统的基础。

历史上,关于电力工业以直流还是交流作为标准曾展开了一场大的争论。20世纪初始,偏好交流的西屋战胜了主张直流的爱迪生,开始了交流在电力系统中的主导地位。交流系统胜利的主要原因是:

- (1) 交流系统的电压容易变换,因而提供了使用不同电压进行发电、输电和用电的灵活性。
- (2) 交流发电机比直流发电机简单得多。
- (3) 交流电动机便宜得多。

1893年,北美第一条2300V、长12km的三相线路在南加州投入运行,它奠定了交流系统和直流系统争论中交流获胜的基础。此后电力系统的发展都是在三相交流系统上进行的。

日益增长的将大量功率向更远距离输送的需求促使了逐渐使用更高的电压。1908年,美国建成了第一条110kV输电线路,1922年将电压提高到165kV,1923年提高到220kV,1935年提高到287kV,1953年提高到330kV,1965年提高到500kV。魁北克水电局的第一条735kV线路于1966年送电,美国的765kV线路于1969年投入运行。

在欧洲,瑞典于1952年建成380kV线路。苏联也于1952年建成330kV线路,1956年建成400kV线路,1967年建成750kV线路。

1949年以前,我国电力工业发展缓慢,电压等级繁多。1949年以后,我国电力工业发展迅速,并逐渐形成了经济合理的电压等级系列。1952年,我国自行建设了110kV输电线路,逐渐形成京津唐110kV电网;1954年有了220kV

线路,形成东北220kV骨干网架;1972年建成330kV、全长534km的刘家峡—关中输电线路,以后逐渐形成西北330kV骨干网架;1981年建成500kV、全长595km的姚孟—武昌输电线路,并逐渐形成华中500kV骨干网架。为了适应大容量长距离输电的需要,我国西北电网于2005年建成的750kV、长143.5km的官亭—兰州东输电线路投入试运行。

在特高压输电方面,苏联于1985年建成了第一条1150kV、长达2362km的线路。日本也于1996年建成1000kV、427km的线路。目前,国外特高压工程的应用处于停滞状态,已建成的线路均降压至500kV运行。日本计划2015年前升压运行,另外一些经济增长较快的国家(如印度、巴西、南非等)也在积极研究特高压输电技术。我国从1986年就开展了特高压研究工作,并在武汉高压研究所建成200m长特高压试验线段,研制了特高压试验变压器,开展了相关的试验研究工作。国家电网公司1000kV特高压输电试验线路正在研究之中。

充分挖掘三相线路的排列结构和导线分裂根数,苏联学者于1980年提出紧凑型输电的思想。20年来,紧凑型输电技术正在迅速发展并取得一些应用。在紧凑型输电线路的应用上,俄罗斯处于前列,许多国家目前也在研究和试用。1994年9月,我国第一条220kV安廊紧凑型线路建成投运,第一条500kV昌房紧凑型输电线路也于1999年11月18日投入运行。

虽然多相系统早在1888年由Tesla提出,但由于多年来三相系统的主导地位和迅猛发展,使人们忽视了多相输电。1972年,美国学者H. C. BARENS和L. D. BARTHOLD在国际大电网会议上首次提出多相输电的概念。在美国科学基金的资助下,美国阿利根尼电力服务公司与西弗吉尼亚大学合作,于1976年开始对多相输电技术进行详细研究,结果表明,作为现行三相输电系统的另一选择,多相输电是具有实用前景的。1983年,美国能源部资助建设的一路六相输电试验性线路建成。1990年,纽约电力电气公司资助建设从高迪(Goudey)到奥克戴尔(Oakdale)的93kV六相输电示范性线路,它是世界上首条投入商业化运行的多相输电线路。

在多相输电的基础上,我国学者近年来提出了四相输电的概念,并进行了一些初步的理论研究。三相变四相的思想源于受到三相变两相电气化铁路牵引供电系统的启发,只要在三相变两相平衡变压器的基础上作进一步推广,便可以得到四相供电系统。四相输电系统是最接近于三相的多相系统,也是最小可能的偶数相系统。它既具有多相输电方式的优点,又克服了其缺点。四相输电是国内外刚刚开始研究的新型输电方式。

柔性交流输电的概念最初由美国学者亨高罗尼(N. G. Higorani)提出,约形成于20世纪80年代末。鉴于FACTS的广泛发展前景及它对未来输电技术发展、电力建设和运行可能产生的重大影响,美国、日本、巴西以及德国、瑞典、意大利、英国等欧洲一些发达国家已投入大量的资金和人力



对此进行研究和开发,包括对现行电网的评估、硬件设备开发及 FACTS 装置在各电力公司的协调配置等,并已取得了许多可喜成果。

1980 年 1 月,日本关西电力公司与三菱电机公司共同研制的静止同步补偿器 (STATCOM) 样机投入运行,它采用了晶闸管强制换相的电压型逆变器,容量为 20Mvar; 1986 年 10 月,由美国 EPRI 和西屋公司研制的  $\pm 1$ Mvar STATCOM 投入运行,这是世界上首台采用大功率 GTO 作为逆变器元件的静止补偿器; 1991 年,日本关西电力公司与三菱电机公司又采用 GTO 研制了  $\pm 80$ Mvar STATCOM,并在犬山变电站投运,维持了 154kV 系统长距离送电线路中间点电压的恒定; 1996 年 10 月,美国 EPRI 与田纳西电力局、西屋电气公司合作,在 TVA 电力系统的 500kV 变电站投运了  $\pm 100$ Mvar STATCOM。

1991 年 12 月, AEP 与 ABB 公司合作在 Kanawha River 到 Fund 的 345kV 线路上装设了容量为 788Mvar 的晶闸管控制的串联补偿器 (TCSC),它是世界上第一台也是容量最大的 TCSC。由美国电科院 (EPRI)、通用公司 (GE)、邦纳维尔电力局 (BPA) 以及 PGE (Portland General Electric) 合作完成了 Slatt 500kV、202Mvar TCSC 工程,它于 1992 年开始安装,1993 年 9 月正式投运,并于 1994 年 12 月投入商业化运行。此外,在巴西、澳大利亚等国也先后使用了 TCSC。

美国电力 (AEP) 和西屋公司以及美国 EPRI 合作,研制目前世界上唯一的统一潮流控制器 (UPFC),安装于 Kentucky 东部的 Inez 变电站,这也是到目前为止容量最大的柔性交流输电 (FACTS) 设备,由共享直流侧电压的并联和串联两个基于大功率 GTO 的电压型逆变器组成,容量各为  $\pm 160$ MVA,整个 UPFC 的容量为  $\pm 320$ MVA。该装置中的串联部分为静止同步串联补偿器 (SSSC),也是目前世界上在电力输电线路上安装的第一台同类型装置。该装置并联部分 STATCOM 已于 1997 年 7 月完成,串联部分 SSSC 于 1998 年 6 月投入运行。STATCOM 和 SSSC 一般作为一个整体,也就是 UPFC。

FACTS 在中国的发展,从总体上说,要滞后于发达国家。我国对静止无功补偿器 (SVC) 的研究与应用始于 20 世纪 70 年代末,至今已积累了较多的 SVC 运行经验,其制造技术也已相当成熟。目前我国大陆在 500kV 系统中运行的进口 SVC 有 6 台,在钢铁企业中也有较多的应用。1999 年 3 月,我国研制的  $\pm 20$ Mvar STATCOM 在河南洛阳的朝阳变电站并网运行。2003 年 6 月 30 日,我国第一个 TCSC 工程正式在南方电网公司的天生桥到平果 500kV 输电线路投运,设备由西门子公司提供,其串补装置加装在 500kV 天平一、二回线平果侧,每回线额定补偿度为 40%,其中固定部分补偿度为 35%,可控部分补偿度为 5%。2004 年 12 月 24 日,甘肃省陇南地区碧 (碧口) 成 (成县) 线 220kV TCSC 工程竣工,一次投入运行,开创了国产化可控串补装置成功应用的先河。此外,东北的伊敏—冯屯 500kV 输电线等 TCSC 工程正在研究和开发中。

分频输电是我国学者王锡凡于 1994 年提出的一种全新的输电方式,它突破了传统的仅依靠提高电压来提高输电能力的局限,通过降低输电频率从而降低输电线路的电抗以提高输电能力。分频输电目前还处于理论和试验室研究阶段。

随着汞弧阀在 20 世纪 50 年代初的发展,高压直流输电在某些情况下可能更为经济。高压直流 (HVDC) 对于大容

量远距离输电更具吸引力。第一个现代商用的 HVDC 输电于 1954 年在瑞典建成,它通过 54km 的海底电缆将瑞典本土和格特兰 (Gotland) 岛连接起来。

晶闸管阀的出现使得 HVDC 输电更具吸引力。第一个采用晶闸管阀的 HVDC 输电是 1972 年在伊尔 (Eel) 河的背靠背工程,它提供了魁北克 (Quebec) 和新不伦瑞克 (New Brunswick) 之间的非同步电网互联。随着换流设备价格的降低、尺寸的缩小和可靠性的提高, HVDC 输电的应用稳步增长。1954~2000 年,世界上已投入运行的直流输电工程有 63 项,其中架空线路 17 项、电缆线路 8 项、架空和电缆混合线路 12 项、背靠背直流工程 26 项。这些工程中,架空线路最高电压 ( $\pm 600$ kV) 和最大输送容量 (6300MW) 的是巴西的伊泰普直流工程,最长输送距离 (1700km) 的是南非英加—沙巴直流工程; 电缆线路最大输送容量 (2000MW) 的是英法海峡直流工程,最高电压 (450kV) 和最长输送距离 (250km) 的是瑞典—德国的波罗的海直流工程; 背靠背换流站的最大容量 (1065MW) 是俄罗斯—芬兰之间的维堡直流工程。

20 世纪 90 年代以后,具有关断能力的高频绝缘栅双极晶体管 (IGBT) 首先在工业驱动装置上得到应用。1997 年世界上第一个用 IGBT 构成电压源换流器的直流输电工业性试验工程在瑞典投入运行,其输送功率和电压分别为 3MW 和 10kV,输送距离为 10km,这种轻型直流输电系统在小型直流输电工程中具有很大的竞争力。目前,在瑞典、丹麦、澳大利亚和美国等国家已建成了 7 个轻型 HVDC 工程。轻型 HVDC 研究目前在我国尚属空白,但该技术的各方面优势已引起一些应用单位的注意,正考虑在实际的输配电工程中予以采用。

由于 IGBT 单个元件的功率小、损耗大,不利于大型直流输电工程的采用。近期研究成功的集成门极换相晶闸管 (IGCT) 和大功率碳化硅 (SiC) 元件,这类元件的电压高、通流能力大、损耗低、体积小、可靠性高,并且还具有自关断能力,它们将在直流输电工程中有很好的应用前景。

为了解决直流输电多电源供电、多落点受电问题,早在 20 世纪 60 年代中期就提出了多端直流输电的概念和原理。但直到现在,绝大多数的 HVDC 工程均为只有一个整流站和一个逆变站的两端系统,真正投运的多端 HVDC 工程只有意大利—撒丁岛 (Italy—Sardinia, 三端) 和魁北克—新英格兰 (Quebec—New England, 五端) 两个。阻碍多端 HVDC 工程发展的主要原因是其控制保护技术复杂和高压直流断路器制造困难。

HVDC 在我国是从 20 世纪 80 年代末开始应用的,起步虽然较晚,但发展很快。目前包括在建工程在内,总输送容量已达 18 000MW 以上,总输送距离超过 7000km。我国第一个 HVDC 工程是浙江舟山 HVDC 工程,它的规模为  $\pm 100$ kV、500A、100MW、54km,1989 年投入商业运行; 葛洲坝—南桥 HVDC 工程是我国第一个远距离大容量输电的 HVDC 工程,它的规模为  $\pm 500$ kV、1200A、1200MW、1045km,1989 年投入运行; 三峡—常州 HVDC 工程是我国输送容量最大的 HVDC 工程,它的规模为  $\pm 500$ kV、3000A、3000MW、860km,2002 年投入运行; 灵宝背靠背 HVDC 工程是我国第一个背靠背 HVDC 工程,它的规模为 120kV、3000A、360MW,2005 年投入运行。另外,计划 2010 年前后建成投运的 HVDC 工程有四川德阳—陕西宝鸡 (1800MW、 $\pm 500$ kV、550km)、宁夏银南—天津东



(3000MW、±500kV、1200km)等;至2020年前后,还计划建设云南昆明—广东增城、金沙江水电基地—华中和华东HVDC工程以及东北—华北、华北—华中、华中—南方背靠背等十几个HVDC工程。

微波输电的历史可以追溯到赫兹(Hertz)的早期实验。他不仅用火花间隙来产生高频能量并检测它的存在,而且还最早在发射端和接收端采用抛物形反射面。最早提出无线输能设想的是尼古拉·特斯拉(Nikola Tesla),他的首次实验完成于1899年。由于没有技术的发展作先导,其无线有效输能的尝试没有取得成功。磁控管、速调管的出现,为大功率微波的产生奠定了基础;第二次世界大战的爆发又极大地推动了微波技术、天线以及相关学科的发展。但是人们着手将这些新技术应用于微波输电则是20世纪50年代后期的事。古博(Goubau)、施瓦因(Schweing)等人首先从理论上推算出了自由空间波束导波可达近100%的传输效率,并随后在反射波束导波系统上得到了验证。在长达20年的研究中,有四项实验成为微波输电的里程碑:

(1) 1964年,美国雷声公司演示了仅靠微波供能的简易飞行平台,它从天线中获得200W的直流电能。

(2) 1965年,布朗等人演示了模拟的直升飞机。飞机受照于微波束,其高度、俯仰、水平位移等参量全部通过机身的微波传感器随波束自动进行调整。

(3) 1975年,美国雷声公司在实验室完成了交流到直流转换效率达54%的输能系统,系统频率2450MHz,整流天线直流输出功率为600W。

(4) 同在1975年,加州理工学院JPL实验室完成了1609km的微波电能传输,该系统接收天线所截获能量的84%被转换成直流功率,整流天线的直流功率达30kW。

进入20世纪80年代,微波输电的研究重点为军事应用和未来太空太阳能的利用。1992年12月,加拿大学者伊斯特报道了夏普公司(SHARP)高空永久平台的一些研究进展。1993年10月,国际无线点联盟大会期间,日本NEC公司展示了微波供能的无人海岸巡航机的样机,地面发射功率10kW,飞机接收到1kW。目前,日本已制造出位于地球静止轨道上的卫星电站,发电能力500kW,距离地面3.6万km。我国微波技术的发展基本上是基于微波信息的传输,微波作为输能手段的研究至今还接近空白。

在激光输电方面,美国航天局正致力于研究利用激光给太空航天器输送电能的研究,经试验取得一定的进展,但鉴于太空开发的整体进程,主要针对太空电站及其电力传输的激光输电目前还没有大的进展和应用。

## 2 交流输电

### 2.1 高压输电线路的输电特性

图1.1-1为高压输电线路的Π形等值电路,据此我们可以分析高压输电线路的输电特性。

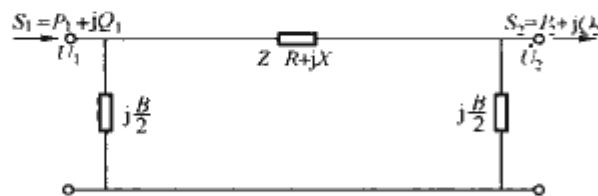


图 1.1-1 高压输电线路的 Π 形等值电路

#### 2.1.1 电压降落

设  $\dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ$ , 则线路的电压降落为

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U} &= \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \\ &= \frac{P_2 R + \left(Q_2 - \frac{B}{2} U_2^2\right) X}{U_2} + j \frac{P_2 X - \left(Q_2 - \frac{B}{2} U_2^2\right) R}{U_2} \end{aligned} \quad (1.1-1)$$

线路的电压损耗为

$$\Delta U = |\dot{U}_1 - \dot{U}_2| = \frac{\sqrt{\left[P_2^2 + \left(Q_2 - \frac{B}{2} U_2^2\right)^2\right] (R^2 + X^2)}}{U_2} \quad (1.1-2)$$

从式(1.1-2)可以看出,线路的电压损耗与输送的无功功率成正比,与电压成反比。因此,减少线路传输的无功功率,有利于输电系统电压调节。

#### 2.1.2 功率损耗

线路的功率损耗为

$$\Delta S = S_1 - S_2 = (P_1 - P_2) + j(Q_1 - Q_2) = \Delta P + j\Delta Q \quad (1.1-3)$$

$$\text{其中} \quad \Delta P = \frac{P_2^2 + \left(Q_2 - \frac{B}{2} U_2^2\right)^2}{U_2^2} R \quad (1.1-4)$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + \left(Q_2 - \frac{B}{2} U_2^2\right)^2}{U_2^2} X - \frac{B}{2} U_1^2 - \frac{B}{2} U_2^2 \quad (1.1-5)$$

式中:  $\frac{B}{2} U_1^2$  和  $\frac{B}{2} U_2^2$  分别为线路两端充电电容产生的无功功率,它们与电压的平方成正比。

从式(1.1-4)可以看出,线路的有功损耗与输送的有功功率和无功功率的平方和成正比,与电压的平方成反比。因此,在输送一定功率的情况下,提高线路电压能显著减少线路的有功损耗;减少线路传输的无功功率。一般用  $\eta = (P_2/P_1)\%$  度量线路的输电效率。

#### 2.1.3 自然功率

对于一般长距离超高压输电线路,由于其电阻远远小于电抗且电导远远小于电纳,因而运用这些概念作粗略估计时,可取电阻和电纳为零。采用这样的假设就相当于设线路上没有有功功率损耗,其特性阻抗成为

$$Z_C = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \quad (1.1-6)$$

式中:  $L_0$  为线路单位长度的电抗;  $C_0$  为线路单位长度的电容。

显然,这时的特性阻抗是一个纯电阻,常称为波阻抗。

在线路的末端接一阻抗为  $Z = Z_C$  的负荷时,该负荷所消耗的功率称为自然功率。如负荷端电压为线路额定电压  $U_N$ ,则自然功率为

$$S_N = P_N = \frac{U_N^2}{Z_C} \quad (1.1-7)$$

此时,线路上各点的电压幅值相等,电流的幅值也相等,且电压与电流同相位。这意味着线路电抗消耗的无功功率恰好等于线路充电电容产生的无功功率,即线路与系统没有无功功率交换,视在功率( $S_N$ )与有功功率( $P_N$ )相等。

假设线路首端电压恒定。当线路上输送的功率超过自然功率时,线路无功功率不足,由首端至末端的电压逐渐下降,电流相位将滞后于电压;当线路上输送的功率小于自然功率时,线路无功功率过剩,由首端至末端的电压逐渐上升,电流相位将超前于电压。

自然功率是反映线路输送能力的重要指标,由国际电工



委员会推荐的自然功率与电压等级的关系如表 1.1-1 所示。

表 1.1-1 自然功率标准值

额定电压 (kV)	132/ 138	150/ 161	220/ 230	275/ 287	330/ 345	380/ 400	500	700/ 750
最大工作 电压 (kV)	145	170	245	300	363	420	525	765
自然功率 (MW)	80	100	175	300	400	550	900	2000
热极限值 (MW)					1200		2600	5400

2.1.4 有功功率与无功功率的输送

线路的自然功率与线路的长度无关，即长线和短线的自然功率相同。由于线路充电电容产生的无功功率和线路电抗消耗的无功功率均是线路长度的函数，即线路长度增加，充电电容产生的无功功率和线路电抗消耗的无功功率均增加，反之亦然。

为了限制工频过电压，通常在超高压和特高压线路的两端安装并联电抗器。对于 500kV 线路，并联电抗器通常要补偿 90% 以上的线路充电功率。对于特高压线路，并联电抗器的补偿容量要兼顾工频过电压限制和输送不同功率下的无功调节，一般补偿度在 75% 左右。

一般来说，长距离线路的输送功率为 (1.1~1.2)  $P_N$  较好。对于距离小于 100km 的线路，输送功率可达 (4~5)  $P_N$ ，主要受热极限限制。各级电压下线路的输送能力如表 1.1-2 所示。

表 1.1-2 各级电压下线路的输送能力

额定电压 (kV)	输送功率 (MW)	输送距离 (km)
10	0.2~2.0	10~20
20	1.0~5.0	15~30
35	2.0~15	20~50
60	3.5~30	30~100
110	10~50	50~150
220	100~500	100~300
330	200~800	200~600
500	1000~1500	150~850
750	2000~2500	500 以上

2.2 交流输电方式

2.2.1 三相输电

三相输电是用三根导线进行电力的传输，这是当前交流输电最为普遍的方式。三根导线分别代表三相交流电的 A、B、C 三相。我们在野外看到的输电线路，一回线路有三根导线（即三相），它们可能水平排列，也可能是三角形排列的；对每一相可能是单独的一根线（一般为钢芯铝绞线），也可能是分裂线（电压等级很高的架空线路中，为了减小电晕损耗和线路电抗，采用分裂导线，多根线组成一相线，一般 2~4 分裂），没有中性线，故称为三相三线制。

三相输电时，线路传输的功率为

$$S = 3\dot{U}_{ph} \dot{I}_{ph} = \sqrt{3}\dot{U}_L \dot{I}_L = P + jQ \quad (1.1-8)$$

式中：S、P 和 Q 分别为线路传输的复功率、有功功率和无功

功率； $\dot{U}_{ph}$  和  $\dot{U}_L$  分别为相电压和线电压相量； $\dot{I}_{ph}$  和  $\dot{I}_L$  为相电流和线电流相量的共轭。

在三相交流输电中，如无特殊说明，我们通常所说的线路电压都是指线路的线电压。

2.2.2 紧凑型输电

紧凑型输电，是在三相交流输电线路杆塔上将三相导线置于同一塔窗内，用缩小线间距离和增加分裂导线根数的方法，降低电抗和增大电容，减小输电线路的波阻抗，达到提高自然输送功率，减少线路走廊宽度，从而显著提高线路输送容量的新型输电方式。研究表明，500kV 紧凑型输电线路与常规线路相比，可提高自然输送功率 34%，压缩线路走廊宽度 17.0m。

实现线路结构紧凑化的主要技术包括：

(1) 采用多根分裂导线并优化导线排列。常规线路的相间距离、排列方式以及导线的分裂根数，都可以通过分析线路传输功率与导线电磁场的内在联系，以提高电晕的起始电压、降低波阻抗从而提高线路自然功率为目标进行设计。

(2) 改革杆塔结构。应用合成棒式绝缘子和相间间隔棒，使导线在档距中间仍能保持固定距离以控制风偏、避免闪络，并把操作过电压限制到 1.8 倍最大工作电压以内。

(3) 线路采用紧凑型布置，线间距离可大大减小。例如，对 110kV 线路，可以从 3m 减少到 1.5m；220kV 线路可从 6~6.5m 减少到 2.5~3.0m；500kV 线路则可从 12~15m 减少到 6.5~7.0m。导线在塔头上布置紧凑，杆塔结构尺寸缩小，线路走廊也可以缩小。若分裂导线根数选择得当，导线排列合适，导线表面的导电场强度配合好，则输送容量可以增加 1 倍、2 倍甚至 3 倍以上，经济效益和社会效益显著。

与常规输电线路相比，紧凑型输电虽然可提高线路的输送容量，但其结构复杂，主要表现为：需要优化分裂导线的排列方式，使每根子导线表面上的电场强度均等于或接近某定值；线路金具连接较为复杂时，分裂导线间要加间隔棒；需用棒式合成绝缘子时，应将金属横担改为柔索横担，以达到使导线布置紧凑的目的，塔头连接也更复杂；增加了运行维护工作量，线路造价也比较高。

虽然紧凑型输电线路有上述问题，但就目前的技术水平，这些问题较容易解决，如棒式合成绝缘子已经试验成功，金具与杆塔可以自行设计制造。

2.2.3 多相输电

类似于三相输电，多相输电 (High Phase Order Power Transmission) 一般是指多于三相的输电。多相输电一般是将发电机发出三相电能转换成六相、九相，甚至十二相进行传输。三相系统相与相之间相差 120° 电角度，六相系统相与相之间相差 60° 电角度，依此类推。 $m$  相输电时，线路传输的功率为

$$S = m\dot{U}_{ph} \dot{I}_{ph} \quad (1.1-9)$$

显然，对于相同的相电压和相电流， $m$  相输电的输送功率为三相  $m/3$  倍。1983 年 9 月，美国能源部在一回六相输电试验性线路的最终报告中指出：“在输送相同容量电能的前提下，与三相输电系统相比，六相输电系统能显著地节约出线走廊面积，采用较小的线路杆塔，并且在不增加电磁和可闻噪声影响的条件下降低总体工程造价”。

多相输电能够明显地降低导线表面的电位梯度，并由于其相间电压减小，对相间绝缘的要求降低，从而可以减小导线的相间距离，使线路变得紧凑。研究与试验显示，多相输



电线路运行的可闻噪声、无线电噪声、地面电磁场等环境指标均优于三相线路。

目前研究的多相输电方式限于相数为3的整数倍,因为实现三相与3的倍数相之间的多相变换很容易通过改变三相变压器的接线方式得到。但是由于六相及以上多相输电导线悬挂困难,杆塔结构复杂,线路造价上升,故障的分析计算、继电保护的设计及整定难度增大,并且多相输电系统中的断路器结构比较复杂,相间过电压倍数较高,因此六相及以上多相输电方式的推广应用受到了限制。

#### 2.2.4 四相输电

四相输电是最接近于三相的输电方式,也是具有最小可能偶数相的系统。它既具有多相输电方式的优点,又克服了多相输电所存在的缺点。四相输电是目前国内外正在研究的新型输电方式。四相输电方式主要优点在于:

(1) 增加一相线路,空间电磁场分布更加均匀,输送容量增加,线路走廊反而减小,能提高线路的输送功率密度,节省输送单位容量的投资成本。

(2) 四相线路是偶数相,可对称地悬挂在单柱杆塔两侧,杆塔结构简单。

(3) 可采用两相邻相运行,提高输电系统运行的可靠性与暂态稳定性。

(4) 故障组合类型远远少于六相及以上多相输电线路,不会给故障分析、继电保护的设计与整定增加太大困难。

比较一回四相线路与一回三相线路,四相导线正四边形排列而三相导线正三角形排列,保证四相线路的参数(每相的电抗、电容、波阻抗)、电晕临界电压与三相线路的参数、电晕临界电压相同。如果在相同的相对地电压下运行时,则四相线路的输送功率为三相 $4/3$ 倍,而前者线路宽度仅为后者宽度 $\sqrt{2}/2$ 倍。故四相线路输送单位容量所占地面宽度为三相0.53倍,节约47%占地面积,而四相线路高度(导体部分)也只有三相的0.816倍,其经济效益非常显著。比较一回四相水平排列线路与一回三相水平排列线路,若保证四相线路与三相线路具有相等的参数、电晕临界电压,则二者宽度之比为0.945,四相线路输送单位容量占地宽度为三相线路的0.709,节约29.1%占地面积,经济效益仍然显著。

综上所述,一回四相线路在不提高相对地运行电压等级条件下,与三相线路比较,其输送能力可提高33.3%。由于线路走廊宽度减小,折算成单位走廊宽度的输送能力,则可提高41.0%~88.7%。显然,这一经济效益与环境效益是现有三相紧凑型线路难以达到的。

四相输电线路与目前国内外研究的交流紧凑型输电线路比较有着本质区别:

(1) 四相线路每相导线仍采用常规分裂布置方案,而紧凑型线路需采用特殊分裂导线布置方案,使线路结构变得更加复杂而导致线路造价上升。

(2) 四相线路每相参数仍维持与常规线路参数一致,而紧凑型高压线路电容显著增大。当线路轻载和空载时,无功功率控制和补偿复杂化,投资明显增加;当线路故障时,较大的潜供电流会影响瞬时性短路故障的恢复及继电保护方向元件动作的正确性。

(3) 四相线路具有与常规线路相同的参数,它易于与现有三相线路参数匹配、协调运行,而且灵活交流输电系统FACTS技术也可直接应用于四相输电系统中。在四相线路基础上,只要进一步采用中等紧凑型结构,其节省架线走廊效果还可与三相高度紧凑型线路一致。另外,四相线路的空间得到压缩使杆塔变得轻巧,以及具有偶数相的性质,还给

同杆并架双回线路的杆塔设计带来极大方便。

双回线路的八相导线在空间上无论是双列逆序布置,还是双行逆序布置,均能构成2个正四边形或矩形,其换位要求远远低于双回三相线路,输送容量则接近3回三相线路。

四相输电系统应用的重大关键设备是研究与实施三相变四相及其逆变换的电力变压器。我国首次提出四相四心柱结构三相变四相电力变压器,这种变压器每相铁心柱上绕组不超过3个,是不等相变换的最简单形式,且具有简单的铁心结构,较高的材料利用率,特别适合于四相侧为高压侧的四相输电系统。这种变压器不仅为四相输电系统提供基础,而且在用于电气化铁路AT(自耦变压器)供电系统中作为牵引变压器时,可节省2台自耦变压器,填补了国内外研究三相变四相牵引变压器的空白。

#### 2.2.5 分频输电

分频输电是通过降低输电频率来减小线路电抗,进而提高输电容量的输电方式。

分频输电由水轮机组发出(50/3)Hz的电力,经变压器后由长距离输电线路将电能输送到受端,然后用倍频变压器将低频电能还原为工频50Hz。水轮发电机组转速很低,适合于低频发电,只需将水轮发电机的极对数减小即可发出低频电能;输电线路与常规线路无异;倍频变压器可采用铁磁型倍频变压器。

与传统的输电方式相比,分频输电具有以下优势:

(1) 可提高输电容量。当频率降低为工频的 $1/3$ 时,线路的输送容量约可提高3倍,已接近其热极限,从而可充分发挥线路的作用。分析表明,常规500kV交流系统在距离为1000km时输送功率不超过800MW,而同样条件下采用分频输电的输送功率可达1800MW。

(2) 在距离适当时有明显经济效益。在500kV输电电压下,与常规交流输电系统和直流输电系统相比,当距离大于650km时,分频输电具有较好的社会效益。分频输电的结构简单、效益显著,在成倍提高线路输送能力的同时,还可显著提高系统的稳定水平,减少电压波动和无功补偿容量。

(3) 运行性能良好。对倍频变压器进行的初步研究表明其效率高于95%,而短路及暂态稳定性分析表明:这种输电方式不会提高受端电力系统的短路电流水平,但能提高系统的暂态稳定性。倍频变压器具有可逆性,即分频输电系统有功功率的流向可改变。降低频率对于输电系统各项运行指标,如末端空载电压、末端补偿容量、电压波动率等亦有显著改善。

作为一种全新的输电方式,分频输电还处于研究的初始阶段。

### 3 直流输电

高压直流输电是应用换流技术将交流电转换为直流电输送到落点处,再逆变为交流的一种输电技术。

相对于交流输电而言,直流输电有许多优点:

(1) 适合于大功率下的远距离输电。在输送相同功率的情况下,直流架空线路只需正负两极导线,杆塔结构简单、线路造价低、损耗小。直流线路所占走廊较窄,由于无充电功率也无需装设并联电抗器。直流输电系统造价的主要部分是两端换流站的造价,因而当输电距离超过临界距离(约600km)时,它比交流输电更为经济。

(2) 几乎是海底电缆送电的唯一选择。当海地电缆长度超过30km时,交流电缆线路的充电电容很高,需要在其中



间装设补偿器,由于造价问题使用交流电缆输电是不现实的,直流电缆送电几乎成为海底送电的唯一选择。

(3) 可实现非同步联网。由于整流和逆变的隔离作用,被联系统可以是额定频率不同的系统(如 50Hz 和 60Hz),也可以是额定频率相同但非同步运行的系统。被联系统可保持自己的电能质量(电压、频率)而独立运行。

(4) 功率可控制。HVDC 输送的有功功率的大小和方向,以及换流器消耗的无功功率均可由控制系统进行快速控制。功率的可控性使得互联电网间的送电协议变得容易实施(交流联络线上的潮流难以控制);暂态功率的快速可控性将会对两端交流系统的稳定性有着显著的影响。另外,交流联网会增加系统的短路容量,有时会出现因遮断容量不满足要求而须更换断路器或采取限流措施的情况,HVDC 的快速可控性使得交流系统的短路容量不会因互联而增加。

虽然直流输电有着诸多的优点,但也有以下缺点:

(1) 换流站造价和运行费用高。通常交流变电所的主要设备是变压器和断路器,而直流换流站除换流变压器和相应的断路器以外,还有换流器、平波电抗器、交流滤波器、直流滤波器、无功补偿设备等,因此换流站的造价比同样规模的交流变电站的造价要高出数倍。由于结构复杂、设备众多,因而其可靠性低,并且运行费用高。

(2) 换流器消耗的无功多。换流器无论在整流还是在逆变状态都需要消耗大量的无功功率。正常运行时,整流侧所需无功功率约为直流功率的 30%~50%,逆变侧为 40%~60%。通常,交流滤波器提供一部分换流所需的无功功率,不足部分尚需另装无功补偿装置来满足。

(3) 产生大量谐波。换流器在交流侧和直流侧都产生一系列的高次谐波电流,导致电容器和发电机过热、换流器控制不稳定和对通信系统产生干扰等问题。因此,在换流站内必须装设交/直流滤波器和平波电抗器进行滤波,增加了换流站的造价。

### 3.1 常规的高压直流输电

常规的 HVDC 可分为两端直流系统和多端直流系统。两端直流系统是由两个换流站以及连接它们的直流线路构成,一般用于点对点的输电问题;而多端直流系统则是由三个或三个以上的换流站以及连接换流站之间的直流线路构成,一般用于多电源供电和多落点受电的输电问题。

下面主要介绍在技术上成熟的两端直流系统。两端直流系统主要由整流站、逆变站和直流输电线路三部分组成。对于可进行功率反送的两端直流输电系统,其换流站既可以作为整流站运行,也可以作为逆变站运行。送端和受端交流系统与直流系统有着密切的关系,它们给整流器和逆变器提供换相电压,创造实现换流的条件。两端直流系统可分为单极系统(Monopolar links)、双极系统(Bipolar links)和同极系统(Homopolar links)。

#### 3.1.1 单极系统

单极系统使用一根导线,常作为负极,它和大地或海水构成回路。从造价考虑常常会选用这样的系统。但是单极系统中的地电流受地质的影响很大,可能会对其附近的其他地下设施产生不良影响,例如加速地下各种金属管道的腐蚀。为了避免这种情况,可使用一根金属线代替大地。

#### 3.1.2 双极系统

双极系统是直流输电工程中采用最多的接线方式。它有两根导线,一根为正极,一根为负极。每端有额定电压相等

的两个换流器,它们在直流侧串联,换流器间的连接点是大地。通常情况下两极电流相等,无地电流,两极可以独立运行。如果一极由于故障而退出运行,另一极可以大地为回路运行,但仅能承担一半的额定负荷,利用换流器和线路的过载能力可带更多的负荷。

#### 3.1.3 同极系统

同极系统有两根或两根以上的导线,它们具有同样的极性。由于电晕引起的无线电干扰较小,因而一般采用负极性。它以大地作为返回线。当一根导线故障时,所有换流器可以利用其余具有过载能力的线路送出功率。相比之下,双极系统将全部换流器改接到一个极线上的操作是比较复杂的,且通常是不可行的。同极系统在容许持续接地电流的情况下具有这一优点。

### 3.2 轻型高压直流输电

轻型高压直流输电(HVDC Light)是采用具有关断能力的高频绝缘栅双极晶体管(IGBT)和脉宽调制(PWM)技术组成的电压源换流器(Voltage Source Converter, VSC)进行换流的一种新型直流输电技术。HVDC Light 不需要外加电压,因而可以工作在无源逆变方式,从而克服了传统 HVDC 受端必须是有源网络的根本缺陷。传统的 HVDC 采用无关断能力的低频晶闸管组成的相控换流器(PCC,亦称自然换相换流器)进行换流,需要较强的受端电网来为逆变器提供换相电压,当受端为弱交流系统时,为改善换相条件有时需要装设同步调相机。

轻型 HVDC 可以省去换流变压器、直流滤波器和平波电抗器等大型设备,换流站在结构上比传统 HVDC 换流站“轻”了许多,因而称为轻型 HVDC。轻型 HVDC 主要适用于向孤立的远方小负荷区供电,风力发电站或小型水电站与主网的连接等,目前在瑞典、丹麦、澳大利亚和美国等国家已建成了 7 个轻型 HVDC 工程。

HVDC Light 和常规的 HVDC 的主要区别如下。

#### 3.2.1 功率范围

HVDC Light 的输电容量从几兆瓦到 300MW,直流电压可达到  $\pm 150\text{kV}$ 。而常规的 HVDC 一般输电容量在 250MW 以上。

#### 3.2.2 模型组件

HVDC Light 是以一套有若干标准规格换流站的模块为基础的,其大多数设备在制造厂家就被封装起来,而传统的 HVDC 往往是根据系统运行的需要以及某些特殊的用途而设计装置。

#### 3.2.3 换流电路

HVDC Light 的换流电路是自然双极性,直流电流没有接地,因此需要两根导线,而传统 HVDC 直流电流接地,可以用单根导线。

#### 3.2.4 换流站电路结构

HVDC Light 换流站通过电压源换流器(VSC)控制着 IGBT 二极管的通断,因此电路结构与传统的 HVDC 有着很大的不同。

#### 3.2.5 运行的独立性

HVDC Light 不依赖于交流系统去维持电压和频率的稳定。与传统 HVDC 相比短路电流容量并不重要。HVDC Light 可以给无源网络供电(如缺少同步发电机),而传统的 HVDC 在受端电网中必须有旋转电机。

#### 3.2.6 对功率的控制

传统的 HVDC 终端可以通过滤波器和串联电感的关断,



以及在某种程度上对触发角的控制来达到对功率的控制,但是这种控制需要额外的设备和额外的投资。HVDC Light 则可以在很短的时间内形成任意的相角或振幅,这对于独立地控制有功功率和无功功率提供了可能性。

### 3.3 高压直流输电中的新技术

#### 3.3.1 光触发晶闸管的应用

目前大多数 HVDC 系统换流器的基本组成元件为电触发晶闸管 (ETT)。这种换流器是在低电位将触发脉冲转换为光脉冲,通过光导纤维传送到高电位,再在高电位将光脉冲转换为电脉冲,然后送到每个晶闸管的控制极对其进行控制。这种触发方式比较复杂,故障率较高。由光触发晶闸管 (LTT) 组成的换流器可直接用光脉冲对晶闸管实施控制,不需在高电位再将光脉冲转换为电脉冲,从而使触发系统得到简化,故障率降低。

高电压、大功率 LTT 在 20 世纪 90 年代初已研制成功,并逐渐在 HVDC 中得到应用。日本 1992 年新信依背靠背 HVDC 系统扩建工程和 1993 年北海道一本州 HVDC 系统扩建工程都采用了 LTT 换流器,我国 2004 年建成的贵广 HVDC 系统也采用了 LTT 换流器。

#### 3.3.2 电容换相换流器

电容换相换流器 (Capacitor Commuted Converter, CCC) 是在传统换流器的基础上,在换流变压器和换流器之间串接一组电容器。CCC 能提高换流器的功率因数、减少逆变器的换相失败、降低换流站甩负荷时的过电压和抑制换流阀的短路电流等优良特性。

CCC 的主要缺点是:一旦发生换相失败,故障相电容将单方向持续充电而引起串联电容的过电压;需采用高性能的交流滤波器(如连续可调交流滤波器或有源交流滤波器)与之配合。CCC 已有应用实例,巴西和阿根廷之间的加勒比背靠背 HVDC 工程 (1100MW,  $\pm 70\text{kV}$ , 2000 年投运) 就采用了 CCC。随着 CCC 技术的完善和存在问题的解决,CCC 将会得到更为广泛的应用,尤其是在受端为弱交流系统以及远距离电缆送电的 HVDC 工程中。

## 4 柔性输电

柔性交流输电 (Flexible Alternating Current Transmission Systems, FACTS) 是利用大功率电力电子器件所构成的控制装置来调节交流电力系统的运行参数和/或网络参数,从而优化电力系统的运行状态,提高电力系统的输电能力的技术。

自从提出 FACTS 以来,已出现了大量的 FACTS 装置,按照它们在电力系统中的接入方式,可分为并联型、串联型和混合型三类。

### 4.1 并联型 FACTS

静止无功补偿器 (Static Var Compensator, SVC) 和静止同步补偿器 (Static Synchronous Compensator, STAT-

COM) 属于并联型的 FACTS,它们都是并联在电力系统的母线上。这类 FACTS 已在实际工程中有大量的使用。

SVC 由晶闸管控制的电抗器 (Thyristor Controlled Reactor, TCR) 和晶闸管投切电容器 (Thyristor Switched Capacitor, TSC) 并联组成,可以实现无功补偿的快速、连续调节。

与 SVC 的功能类似,STATCOM 也在电力系统有不少应用,但它是由全控型整流器件 (GTO、IGBT) 实现的,因而其运行范围更宽,调节速度更快。

### 4.2 串联型 FACTS

晶闸管控制的串联补偿器 (Thyristor Controlled Series Compensator, TCSC) 和静止同步串联补偿器 (Static Synchronous Series Compensator, SSSC) 属于串联型的 FACTS,它们都是串联在电力系统的线路上。

TCSC 由一个固定的电容器和 TCR 并联而成,可以连续地改变所补偿线路的等值电抗,因而可以在一定范围内将线路的输送功率控制为期望的常数。TCSC 技术较为成熟,已在实际工程中有大量使用。

SSSC 是用全控型元件实现的串联补偿器,是将电压型逆变器经变压器串联在线路中。目前,SSSC 虽有原理性设计,但尚无工程应用。

### 4.3 混合型 FACTS

晶闸管控制的移相器 (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer, TCPST) 和统一潮流控制器 (Unified Power Flow Controller, UPFC) 属于混合型的 FACTS,它们都是混联在电力系统的线路上。

TCPST 由并联变压器 (并联在线路上)、串联变压器 (串联在线路上) 和切换开关构成。它是一种由晶闸管实现控制的移相器,可以实现相位的快速、连续调整。目前, TCPST 尚无工程应用。

UPFC 由并联变压器、并联换流器、串联变压器、串联换流器和控制器构成。它不但可以补偿线路的参数,还可以控制节点电压的幅值和相位。目前,已有 UPFC 在电力系统中试运行,但控制策略及其具体应用仍在继续研究。

总体来说,FACTS 具有以下作用:

- (1) 减小线路电抗,进而提高线路的输送功率。
- (2) 通过其控制,提高电网运行的稳定性,进而充分挖掘现有线路的输电能力,提高线路的传输功率极限。
- (3) 可实现整个电网的优化运行。通过控制潮流的大小和方向,使得潮流合理流动。
- (4) 有助于限制电网和设备故障的影响范围,减小事故恢复时间及停电损失。

尽管 FACTS 已在多项输电工程中得到应用,并已呈现出提高线路输送能力、阻尼系统振荡、快速调节系统无功与提高系统稳定性等诸多优点,但由于价格问题,使得 FACTS 的大规模使用还需假以时日。

# 第2章 架空输电线路

## 1 架空输电线路概况

### 1.1 架空输电线路的作用、特点和构成

#### 1.1.1 架空输电线路的作用

架空输电线路是电力系统中电能传输、交换、调节和分配的主要环节。通过架空输电线路，可实现远距离输电，有效节约资金，同时，还可以进行系统联网。不仅可以实现系统间的电能交换和调节，还使系统可安装大机组，建设大型电厂，错开高峰负荷，实现跨区域调节，减少系统备用容量，缩短电气距离，增强系统稳定性，提高系统抗冲击负荷的能力。

#### 1.1.2 架空输电线路的特点

架空输电线路是将输电导线用绝缘子和金具架设在杆塔上，使导线对地面和建筑物保持一定的距离。架空输电线路具有投资省、建设速度快、施工简便、易于发现故障，便于维修等特点，远距离输电线路多采用架空输电线路。线路输送容量越大，输送距离越长，要求线路电压越高。输电线路的输送容量和线路电压的平方成正比，与输电线路的阻抗成反比。其缺点是易遭受风雪、雷击等自然灾害影响，因而发生事故的机会多。

表 1.2-1 列出了输送线路的电压、输送容量和输送距离的关系。

表 1.2-1 交流输送线路的电压、输送容量和输送距离

线路电压 (kV)	输送容量 (MVA)	输送距离 (km)
35	2~10	20~50
110	10~50	50~150
220	110~500	100~300
330	200~800	200~600
500	1000~1500	150~850
750	2000~2500	500~1000
1000~1150	4000~6000	1000~2000

#### 1.1.3 架空输电线路的构成

架空输电线路的构成元件主要有导线、避雷线（或称地线）、金具、绝缘子（绝缘子串）、杆塔、基础及接地装置等，如图 1.2-1 所示。

### 1.2 架空输电线路的运行气象条件

架空输电线路架设在大自然中，自然界的各种气候现象都对输电线路导、地线的运行应力、杆塔强度和电气性能等产生影响。其中大风、冰雪、气温、空气密度、雷电过电压及操作过电压等是主要的。这些气象参数及过电压直接影响到架空输电线路的技术经济指标和线路运行的可靠性，因此，合理地选择气象参数是十分重要的。

在选取架空输电线路的气象参数时，要注意搜集和分析沿线附近各气象台站的资料，重视已建电力线路、通信线路的运行资料，必要时，可在新建线路经过的某些地段设立气象观测站。

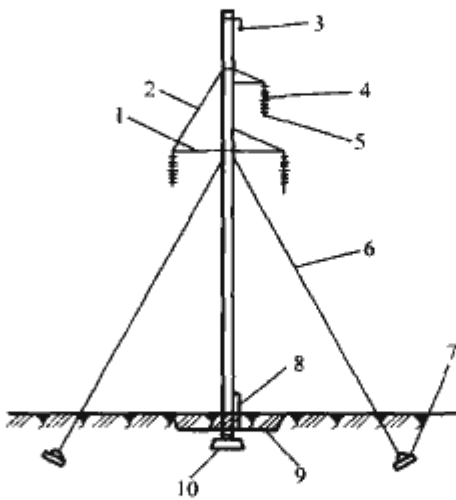


图 1.2-1 架空输电线路的组成

1—横担；2—吊杆；3—避雷线；4—绝缘子；5—导线；6—拉线；7—拉线盘；8—引下线；9—接地装置；10—底盘

对架空输电线路某些地段（如相对高差变化较大的地段、狭口、山峰、冷暖气流交汇等处）的气象参数要特别重视。这些地段由于受微气候的影响，其气象参数同线路其他地段可能有较大的差别。另外，对架空输电线路沿线附近的空气污秽情况和雾天资料也要搜集，把它作为确定线路绝缘水平的依据之一。

风速、覆冰厚度和气温称为架空输电线路的设计气象条件三要素。

#### 1.2.1 最大设计风速

（1）最大设计风速的取值标准。我国架空输电线路的最大设计风速的取值标准如表 1.2-2 所示。

表 1.2-2 架空输电线路的最大设计风速的取值标准

种 类	重现期 (a)	基准高度 (m)	连续自计 (min)
输电线路	15	15	10
配电线路	10	10	10

跨越大江、大河、湖泊和海峡的大跨越档的最大基准风速的取值标准：对于 35~110kV 架空输电线路，采用 15 年一遇的数值；对于 220~330kV 架空输电线路，采用 30 年一遇的数值；对于 500kV 架空输电线路，采用 50 年一遇的数值；基准高度和时距取历年平均最低水位之上 10m 处的 10min 平均最大值。10m 以上高度的风速应作高度换算。500kV 架空输电线路大跨越处的基准设计风速，应不低于 30m/s。

（2）最大设计风速选取法。根据搜集到的历年最大风速值，用气象方面有关概率统计方法求出最大风速的分布频率，再按规定确定最大设计风速基准值。输电线路设计可采用较为粗略而简便的“经验频率法”，也可用极值分布法的耿贝尔法，但计算方法较麻烦。

经验频率法的计算公式为

$$P = \frac{m}{n + 1} \tag{1.2-1}$$

式中：P 为风速出现频率；m 为将统计年限内出现的每年最大风速值由大到小按递减顺序列表编号，则序号即为与该风



速相对应的  $m$  值;  $n$  为统计风速的总次数。

计算频率  $P$  (如  $P=0.05$  即 20 年一遇;  $P=0.1$  即 10 年一遇) 时的最大风速, 将  $P$  和总次数  $n$  代入式 (1.2-1), 可求出风速频率  $P$  和风速  $v$  对应的一组数据, 把它们绘在概率纸上, 形成一曲线, 即可求出任一频率的风速。

(3) 风速的高度变化修正系数。架空输电线路高度和导、地线的平均悬挂高度与基准风速的高度往往不同, 设计中采用的是设计风速应做高度修正。不同高度的风速可由下式求得

$$v_2 = v_1 \left( \frac{h_2}{h_1} \right)^a \quad (1.2-2)$$

式中:  $v_2$  为高度为  $h_2$  的风速, m/s;  $v_1$  为基准高度为  $h_1$  的风速, m/s, 对 330kV 及以下的线路  $h_1$  取 15m, 对 550kV 线路  $h_1$  取 20m;  $a$  为与地面粗糙度有关的指数值, 其取值范围为 0.1~0.28, 对于开阔地区, 一般取 0.16。

按式 (1.2-2) 求得的架空输电线路的风速高度变化修正系数如表 1.2-3 所示。

表 1.2-3 风速的高度变化修正系数

离地高度 (m)	电压等级		离地高度 (m)	电压等级	
	330kV 及以下	500kV		330kV 及以下	500kV
10	0.94	0.89	80	1.31	1.25
15	1.00	0.95	90	1.33	1.27
20	1.05	1.00	100	1.35	1.29
30	1.12	1.07	150	1.45	1.38
40	1.17	1.12	200	1.51	1.45
50	1.21	1.16	250	1.57	1.50
60	1.25	1.19	300	1.62	1.54
70	1.28	1.22	350	1.66	1.58

注 中间值可按线性插入法求得。

### 1.2.2 覆冰厚度

(1) 导线覆冰的种类及其物理特性。如表 1.2-4 所示。

表 1.2-4 导线覆冰的种类及物理特性

种类	性 质
雨淞	透明冰, 坚硬, 密度 $0.9\text{g/cm}^3$ , 附着力强
混合淞	不透明或半透明冰, 坚硬, 密度 $0.6\sim 0.9\text{g/cm}^3$ , 附着力强
软雾凇	白色, 呈粒状雪, 质轻, 密度 $0.3\sim 0.6\text{g/cm}^3$ , 附着力较弱
白霜	白色, 雪状, 针状结晶, 密度 $0.05\sim 0.3\text{g/cm}^3$ , 附着力弱
雪和雾	干雪或凝结雪, 密度低, 附着力弱

(2) 冰荷载的取值标准。我国对 330kV 及以下的架空输电线路, 冰荷载按 15 年一遇的最大覆冰厚度来计算; 对 500kV 的架空输电线路和大跨越的 330kV 及以下电压等级架空输电线路, 取 30 年一遇的数值。对大跨越的 500kV 输电线路, 取 50 年一遇的数值。对 750kV 及以上的架空输电线路, 取 100 年一遇的数值。覆冰等值厚度的密度都取  $0.9\text{g/cm}^3$ 。

按我国的设计标准, 把冰区分为两类: 即覆冰厚度小于 20mm 的地区为轻冰区; 不小于 20mm 的地区为重冰区。轻冰区和重冰区的杆塔荷载条件是不同的。

(3) 冰资料的搜集和处理。冰荷载是设计架空输电线路的重要参数, 对有覆冰现象的地区要重视冰资料的搜集。搜

集沿线气象台站的覆冰资料, 其中要包括冰的种类、直径、密度或单位长度的冰重等。

从气象台站和观冰站搜集到的冰资料, 应进行必要的分析和换算。第一, 要确定冰的种类及其物理特性, 单位长度的冰重; 第二, 根据单位长度的冰重换算至密度为  $0.9\text{g/cm}^3$  的导线等值覆冰厚度; 第三, 用数理统计法计算出一定重现期的冰厚概率值; 第四, 进行高度和线径的修正; 最后确定设计冰厚。

冰荷载对架空输电线路的技术经济指标影响较大, 重冰区的架空输电线路造价要比轻冰区的高 50%~100%, 甚至更大。因此, 确定冰荷载时要十分慎重。在选择线路路径时, 宜尽量避开重冰区, 并尽量避免多回线路通过同一重冰区。

由于缺少可靠的冰荷载资料, 一条架空输电线路的某些地段的冰荷载难以确定。对这些地段, 在选择塔型、塔位时要给予特别重视, 杆塔上的导线布置最好采用水平排列; 导、地线之间也要保持较大的水平位移; 避免出现大档距、大高差和大转角等。这样做可充分利用高压架空输电线路自身的抗冰能力。

### 1.2.3 气温

气温的变化, 引起导线热胀冷缩, 影响架空输电线路的弧垂和应力。气温高, 导线由于热胀引起的伸长量越大, 弧垂增加越多, 应考虑导线对交叉跨越物和对地距离; 气温低, 导线缩短, 应力增加越多, 应考虑导线的机械强度。气温参数的取值:

(1) 最高气温取  $+40^\circ\text{C}$ 。

(2) 最低气温偏低时取 5 的倍数。

(3) 年平均气温在  $3\sim 17^\circ\text{C}$  范围之内时, 取逐年年平均气温的平均值邻近 5 的倍数。

(4) 年平均气温小于  $3^\circ\text{C}$  和大于  $17^\circ\text{C}$  时, 分别按年平均气温减少  $3^\circ\text{C}$  和  $5^\circ\text{C}$  后, 取与此数邻近 5 的倍数。

### 1.2.4 过电压

(1) 雷电过电压 (外部过电压)。雷电是积聚大量电荷的云团对地放电或云团之间放电而发生的自然现象。由于雷电流的幅值和陡度都很大, 当它击中输电线路的导线或杆塔时, 会引起线路绝缘发生闪络。从统计资料中可以看出, 由于雷击而引起的输电线路跳闸事故在输电线路的总事故中所占的比例相当大。所以线路的防雷设计, 特别是在多雷区, 应予足够的重视。在防雷设计中常用到的雷电参数有雷暴日、地面平均落雷密度、雷电流的幅值和波形等。

1) 雷暴日和雷暴小时。雷暴日和雷暴小时都是用来表示某一地区雷电活动的强弱。雷暴日是指一年中有雷电的天数, 雷暴小时是指一年中有雷电的小时数, 一天中或 1h 中只要听到雷声就作为一个雷暴日或雷暴小时。由于不同年份的雷暴日 (或雷暴小时) 变化较大, 一般都采用多年的平均值。利用雷暴小时作计算单位能反映雷暴的持续时间及强烈程度, 但也给统计带来了一些困难。在我国都采用雷暴日作为计算单位。

雷暴日的多少与纬度有关, 以一般平均值来说, 纬度越低, 雷暴日越多。年平均雷暴日数不超过 15 天的地区称为少雷区; 超过 40 天的地区为多雷区; 超过 90 天的地区为强雷区。输电线路设计用的雷暴日数可在沿线附近的气象台站中搜集到, 取其多年平均值。

2) 地面落雷密度和线路落雷次数。真正危害架空输电线路的雷电是落在架空输电线路和架空输电线路附近地面上的雷电, 该参数用地面落雷密度  $\gamma$  [次/( $\text{km}^2 \cdot$  雷暴日)] 来



表示,其意义为每一雷暴日、每平方千米地面遭受雷击的次数。雷暴日为 40 天的地区  $\gamma$  取 0.07,对低电阻率地区,易形成雷云的向阳或迎风的山坡,雷云经常经过的峡谷, $\gamma$  的值要大得多。

对于雷暴日为 40 天的地区,地线平均高度为  $h$  (m) 的线路,每 100km 线路每年遭受雷击的次数为

$$N = 0.28(b + 4h) \tag{1.2-3}$$

式中: $b$  为两根地线之间的距离, m。

3) 雷电流的幅值和极性。雷电流是指雷直击于低接地电阻(或阻抗)的物体时,流过该物体的电流。雷电流的幅值  $I$  与气象及自然条件有关,是一个随机变量。根据我国的实测数据,雷电流幅值的概率曲线如图 1.2-2 所示。

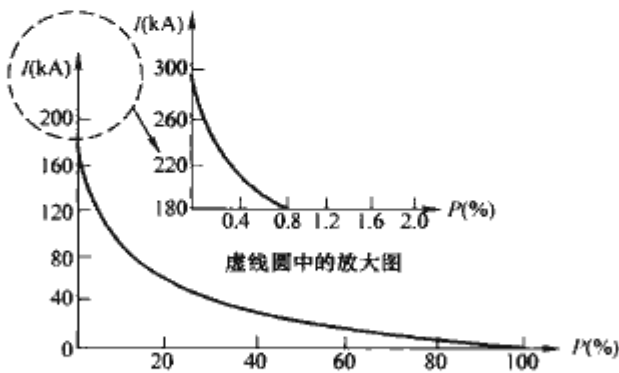


图 1.2-2 我国雷电流幅值概率分布曲线

该分布曲线可用下式表示

$$\lg P = -\frac{I}{88} \tag{1.2-4}$$

式中: $I$  为雷电流幅值, kA;  $P$  为超过雷电流幅值  $I$  的概率。

我国西北地区、内蒙古自治区的部分地区等(这类地区的年平均雷暴日数一般在 20 天及以下)雷电流幅值较小,可由给定的概率按图查处雷电流幅值后减半,或按下式表示

$$\lg P = -\frac{I}{44} \tag{1.2-5}$$

4) 雷电流的波形。根据世界各国测得的数据,雷电流波形的波长( $\tau$ )一般为 30~50 $\mu$ s,波头( $\tau_1$ )为 1~4 $\mu$ s。在线路防雷设计中,雷电流的波头长度一般可取 2.6 $\mu$ s,波头形状取斜角平顶波;在设计特殊高塔时,可取等值余弦波形,波头部分的表达式为

$$i = \frac{I}{2}(1 - \cos \omega t) \tag{1.2-6}$$

式中: $I$  为雷电流幅值, kA;  $\omega$  为角频率,由波头决定  $\omega = \frac{\pi}{t_f}$ ;  $t_f$  为波头时间。

雷电流波形的最大陡度出现在波头中间,其幅值  $a_{\max} = \frac{I\omega}{2}$ 。

雷电流极性,从实测结果来看,多数为负极性,占 75%~90%。加上负极性的冲击过电压波沿线路传播时衰减减小,对设备危害大,因此,在防雷设计中,都采用负极性电流。

(2) 内部过电压。内部过电压是由电力系统内部原因引起的,根据引起原因的不同,可分为:

1) 操作过电压。由电力系统内发生开关操作、故障、断线等原因导致该处参数突变,引起电网从一稳态过渡到另一稳态的电磁暂态过渡过程中出现的过电压,时间在 0.1s 之内。

2) 暂时过电压。暂时过电压可分为:

a. 工频过电压。电力系统中所出现的幅值超过最大工作电压、频率为工频(50Hz)或接近工频的过电压,也称工频电压升高。

b. 谐振过电压。电力系统中的电感及电容元件构成不同自振频率的振荡回路,而电源中存在不同频率的谐波,当部分电路的自振频率与电源基波或谐波的频率之一相等(或接近)时,这部分电路就发生谐振,出现谐波过电压。谐波过电压的频率为工频(50Hz)、高于工频的高次频率和低于工频的低次频率。

内部过电压的幅值  $U_m$  表示为系统最高运行相电压幅值的倍数(标么值 p. u.),即  $U_m = K p. u.$ 。 $K$  值与电网结构、系统运行方式、操作方式、系统容量大小、系统参数、中性点运行方式、断路器性能、故障性质等因素有关,并具有明显的统计性,电力系统绝缘配合要求内部过电压倍数不大于表 1.2-5 的数值。

表 1.2-5 内部过电压倍数要求限制值

系统电压等级 (kV)	60 及以下	110~220	330	500	750	1000
过电压倍数 $K$	4.0	3.0	2.75	2.4	2.1	1.7

### 1.2.5 气象条件组合和典型气象区

架空输电线路设计所采用的气象条件组合,除应合理地反映自然条件的变化规律外,还要适合线路整体技术经济的合理性和适当考虑设计计算的方便。因此,必须根据架空输电线路实际运行中可能遇到的情况,慎重地调查分析原始气象资料,按有关标准,合理地概括出“组合气象条件”。

(1) 选择组合气象条件的要求:

1) 架空输电线路在大风、覆冰及最低气温时,仍能正常运行。

2) 架空输电线路在事故情况下(指断线),具有限制事故(指倒塔)范围的能力。

3) 架空输电线路在安装过程中,不致发生人身或设备损坏事故。

4) 架空输电线路在正常运行情况下,在任何季节里,导线对地面或与其他地物、建筑物保持足够的安全距离。

5) 架空输电线路在长期运行中,应保证导线和地线有足够的耐振动性能。

(2) 设计所采用的气象条件组合:

1) 架空输电线路正常运行情况下的气象条件组合。线路在正常运行中,导线和杆塔要承受大风、覆冰和最低气温三个气象因素的作用。根据气象规律,这三个气象因素的极值不可能同时发生,应分别考虑三种气象条件组合。一般情况下,发生最大风速时,导、地线不覆冰,其相应温度取该地区发生大风月的平均气温或稍低一些;考虑导、地线覆冰时,其相应风速可采用结冰过程中历年最大风速,温度取 0℃ 以下(如 -5℃);考虑最低气温时,不出现风和冰。

2) 架空输电线路安装和检修情况下的气象条件组合。输电线路设计要考虑一年四季都有安装、检修的可能,遇有 10m/s 以上风速时,已不便进行野外作业。因此,安装和检修情况下,风速取 10m/s;温度取其所处地区最低气温月的平均气温;安装、检修时不考虑覆冰。遇有特殊情况,要在超过上述气象条件的情况下进行检修,则必须采取必要的保安措施,以确保人身和设备的安全。

3) 雷电过电压和操作过电压的同时风速雷电过电压的同时风速,一般地区取 10m/s。最大设计风速不大于 35m/s



的地区及雷暴时风速较大的地区，一般采用10m/s。操作过电压的同时风速，一般地区取最大设计风速的50%，但不低于10m/s。

(3) 典型气象区。为了设计、制造上的标准化和统一，根据全国不同地区的气象情况不同和多年的运行经验，我国各主要地区组合后的气象条件归纳为九个典型气象区，如表1.2-6所示。

除表1.2-6中给出的气象条件，各地区应根据本地区具体的气象特点，将线路沿路实际气象数据与典型气象区相比较，划分本地区的典型气象区。

表 1.2-6 全国典型气象区气象参数

气象区		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	
大气 温度 (℃)	最高	+40									
	最低	-5	-10	-10	-20	-10	-20	-40	-20	-20	
	覆冰	—	-5								
	最大风速	+10	+10	-5	-5	+10	-5	-5	-5	-5	
	安装	0	0	-5	-10	-5	-10	-15	-10	-10	
	雷电过电压	+15									
	操作过电压	+20	+15	+15	+10	+15	+10	-5	+10	+10	
风速 (m/s)	最大风速	35	30	25	25	30	25	30	30	30	
	覆冰	10							15		
	安装	10									
	雷电过电压	15	10								
	操作过电压	0.5×最大风速（不低于 15m/s）									
覆冰厚度（mm）		0	5	5	5	10	10	10	15	20	
冰的密度（g/cm <sup>3</sup> ）		0.90									

注 一般情况下，覆冰同时风速10m/s，当有可靠资料表明需加大风速时可取为15m/s。

## 2 架空导线及地线

架空导线是用来传输电流和输送电能。通常采用铝、铝合金、铜和钢材料做成，其具有导电率高、耐热性能好、机械强度高、耐腐蚀性能强、质量轻等特点。架空地线（或称避雷线）主要用作防雷，还可兼有其他多种用途，如用作屏蔽线以降低输电线路对电信线路的电磁影响，或用作载波通道等。

各种导线、地线截面图如图1.2-3所示。

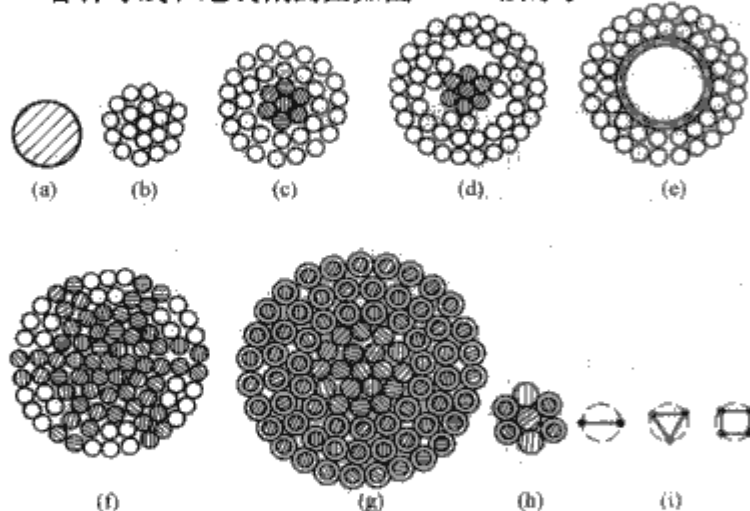


图 1.2-3 架空线路各种导线、地线截面图

(a) 单股导线；(b) 单金属多股绞线；(c) 钢芯铝绞线；(d) 扩径钢芯铝绞线；(e) 空心导线；(f) 钢铝混绞线；(g) 钢芯铝绞线；(h) 铝包钢绞线地线；(i) 分裂导线

## 2.1 导、地线的力学性能

### 2.1.1 比载

在各种气象条件下，导线每单位长度、单位面积上的数值，称为比载。比载的单位是 N/(m·mm<sup>2</sup>)，其意义和计算公式如表1.2-7所示。

表 1.2-7 比载计算公式 10<sup>-3</sup>N/(m·mm<sup>2</sup>)

种 类	计算公式
垂直 比载	自重比载 $g_1$ $g_1 = \frac{9.81G}{A}$
	冰重比载 $g_2$ $g_2 = \frac{27.7b(d+b)}{A}$
	覆冰时垂直总比载 $g_3$ $g_3 = g_1 + g_2$
水平 比载	无冰时导线风压比载 $g_4$ $g_4 = \frac{0.613aCdv^2}{A}$
	覆冰时的风压比载 $g_5$ $g_5 = \frac{0.613aCv^2(d+2b)}{A}$
综合 比载	无冰时有风的综合比载 $g_6$ $g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}$
	覆冰时有风的综合比载 $g_7$ $g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2}$

注 式中：G为导线计算单位质量，kg/km；A为导线截面积，mm<sup>2</sup>；b为导线覆冰厚度，mm；d为导线计算直径，mm；v为设计风速，m/s；a为风速不均匀系数，取值如表1.2-8所示。C为线条风载体系统，当导线直径d<17mm，C=1.2，d≥17mm，C=1.1，覆冰（不论线径大小），C=1.2。

表 1.2-8 风速不均匀系数 a

设计风速 (m/s)	<20	20~30	30~35	>35
a	1.0	0.85	0.75	0.70

表1.2-9列出风速为25m/s，覆冰厚度为5mm的集中导、地线比载。

表 1.2-9 常用导线比载 10<sup>-3</sup>N/(m·mm<sup>2</sup>)

导线型号	比 载						
	$g_1$	$g_2$	$g_3$	$g_4$	$g_5$	$g_6$	$g_7$
LGJ-120/20	34.016	20.678	54.694	44.646	13.981	56.120	56.453
LGJ-150/25	34.026	17.689	51.715	36.078	11.741	49.592	53.031
LGJ-185/30	34.035	15.690	49.725	32.692	10.269	47.193	50.774
LGJ-240/30	32.752	13.357	46.109	28.482	8.549	43.404	46.895
LGJ-300/25	31.105	11.956	43.061	26.036	7.497	40.563	43.726
LGJ-400/35	31.086	10.368	41.454	23.035	6.494	38.690	41.960
LGJ-500/45	31.115	9.124	40.239	20.608	5.642	37.321	40.633
LGJ-653/55	31.095	7.820	38.915	18.004	4.774	35.931	39.207
1×7-7.8	77.804	47.710	125.514	83.611	35.916	114.211	130.552
1×7-8.7	77.802	41.048	118.850	74.966	30.331	108.042	122.659
1×19-11.5	78.013	28.958	106.971	58.044	20.427	97.238	108.404
OPGW-75/45	79.304	23.687	72.991	50.421	15.654	70.521	74.651

注  $g_2$ 为冰厚b=5mm时的冰重比载； $g_4$ 为无冰，风速v=25m/s时的风压比载； $g_5$ 为覆冰b=5mm，风速v=10m/s时的风压比载；LGJ-120/20为钢芯铝绞线，铝部标称截面积为120mm<sup>2</sup>，钢芯标称截面积为20mm<sup>2</sup>；1×7-7.8为镀锌钢绞线，结构1×7、绞线直径7.8mm；OPGW-75/45为光纤复合架空地线，铝部和钢部标称截面积为75mm<sup>2</sup>和45mm<sup>2</sup>。

### 2.1.2 弧垂

弧垂是指导线悬挂曲线上任意一点至两侧悬挂点连线的垂直距离。架空线路的导线或地线悬挂在杆塔上，杆塔间的距离远大于导、地线的直径，并假定导、地线的载荷是沿导线线长度均匀分布，则导、地线的形状呈“悬链线”，如图1.2-4(a)所示，其表达式为



$$\left. \begin{aligned} y &= h_0 \cosh \frac{x}{h_0} \\ h_0 &= \frac{\sigma_0}{\gamma} \end{aligned} \right\} \quad (1.2-7)$$

式中:  $\sigma_0$  为导、地线应力水平分量, MPa;  $\gamma$  为导、地线的比载,  $\text{N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$ 。

弧垂为

$$f = y - h_0 = h_0 \left( \cosh \frac{x}{h_0} - 1 \right) \quad (1.2-8)$$

除大跨越和个别特殊情况外, 工程上一般近似地假定导、地线质量沿横轴  $x$  均匀分布, 则其悬挂形状就成为抛物线。如原点位于导、地线的最低点, 任一点的弧垂就等于纵轴  $y$  值

$$f = y = \frac{\gamma x^2}{2\sigma_0} \quad (1.2-9)$$

导、地线悬挂在不等高 (高差为  $h$ ) 的悬挂点上时, 如图 1.2-4 (b) 所示。

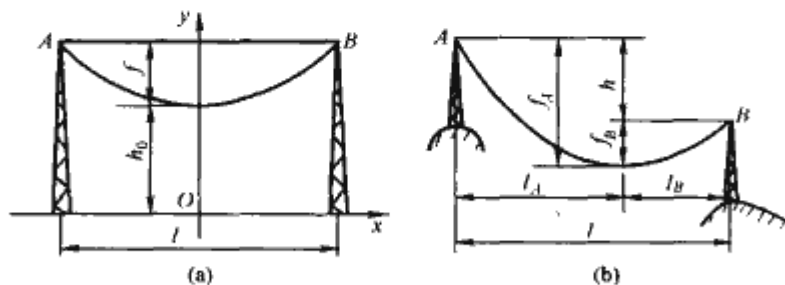


图 1.2-4 不同悬挂点导线的弧垂

(a) 等高悬挂点; (b) 不等高悬挂点

对不等高悬挂点

$$f_A = \frac{\gamma}{2\sigma_0} l_A^2, f_B = \frac{\gamma}{2\sigma_0} l_B^2 \quad (1.2-10)$$

$$l_A = \frac{l}{2} + \frac{\sigma_0}{\gamma} \frac{h}{l}, l_B = \frac{l}{2} - \frac{\sigma_0}{\gamma} \frac{h}{l} \quad (1.2-11)$$

如高差较大, 档距较小, 在低温气象条件下  $\sigma_0$  较高,  $l_B$  可能为负值, 即导、地线的最低点位于 B 塔的右侧, 对 B 塔将产生向上的拉力 (上拔力)。

导、地线的弧垂最低点的最大张力

$$T_{\max} \leq \frac{T_p}{K_c} \quad (1.2-12)$$

式中:  $T_{\max}$  为导、地线的弧垂最低点的最大张力, N;  $T_p$  为导、地线的拉断力, N;  $K_c$  为导、地线的设计安全系数, 悬挂点的设计安全系数不小于 2.25。

导、地线架设后, 其应力和弧垂随气象条件的变化而改变。一般最大应力发生在最低气温或最大荷载 (冰载或风载), 常以此作为已知的控制条件, 来计算其他气象条件下的应力和弧垂。在荷载不大的地区, 为防止微风振动受损所限定的平均运行应力, 也往往是应力和弧垂计算的控制条件。

对悬挂于两固定点的导、地线, 当已知某一起始气象条件的应力, 考虑到弹性伸长和温度伸长等因素, 可从下列的状态方程式, 计算另一气象条件下的应力。

(1) 孤立档的状态方程式。在全程导线中, 一档导线两端都是耐张的档距, 为孤立档距。其状态方程式为

$$\sigma_m - \frac{E g_m^2 l^2}{24 \sigma_m^2} = \sigma_n - \frac{E g_n^2 l^2}{24 \sigma_n^2} - \alpha E (t_n - t_m) \quad (1.2-13)$$

式中:  $g_m$ 、 $g_n$  为已知气象条件和待求气象条件下的导、地线比载,  $\text{N}/(\text{m} \cdot \text{mm}^2)$ ;  $\sigma_n$  为待求气象条件下, 温度为  $t_n$ 、比载为  $g_n$  时的导、地线最低点应力, MPa;  $\sigma_m$  为已知气象条件下, 温度为  $t_m$ 、比载为  $g_m$  时的导、地线最低点应力,

MPa;  $t_m$ 、 $t_n$  为已知气象条件和待求气象条件下的气温,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $E$  为导、地线的弹性模量, MPa;  $\alpha$  为导、地线的线膨胀系数,  $1/^{\circ}\text{C}$ ;  $l$  为档距, m。

(2) 连续档耐张段的代表档距及状态方程式。一个耐张段有许多档距连在一起, 为连续档耐张段。当耐张段中各档悬点高差  $h/l < 0.1$  时, 该耐张段的代表档距为

$$l_D = \sqrt{\frac{l_1^3 + l_2^3 + l_3^3 + \dots + l_n^3}{l_1 + l_2 + l_3 + \dots + l_n}} = \sqrt{\frac{\sum l_i^3}{\sum l_i}} \quad (1.2-14)$$

式中:  $l_D$  为耐张段的代表档距, m;  $l_1$ 、 $l_2$ 、 $l_3$ 、 $\dots$ 、 $l_n$  为分别为耐张段内各档档距, m。

### 2.1.3 蠕变

多股绞线受张力后, 会产生永久性的塑蠕伸长。它由两部分组成: 第一部分取决于绞线的结构和绞合工艺, 与股线之间和各层之间的紧密程度有关, 一般只与所受的张力大小有关, 而与时间的关系不大, 通常在架线过程中就能伸长放出; 第二部分取决于材料的性质及其内部构造, 除了与所受的张力、受力有关外, 还与受力的时间和温度有关, 要在运行中逐渐伸长放出, 即所谓“蠕变”。它将使导、地线的长度增加, 应力放松, 弧度增大, 引起导线对地和跨越物的安全距离不够, 造成运行上的困难。因此, 必须在施工中应予补偿。

经过多年的试验研究和实地调查观测, 按照导、地线的类型, 规格, 材质, 使用环境, 工作条件和补偿期限等因素, 可以对蠕变进行预测。

综合有关的试验和实际运行资料, 导、地线在架线后的塑性伸长率约如下:

钢芯铝绞线为  $(3 \sim 4) \times 10^{-4}$ ; 轻型钢芯铝绞线为  $(4 \sim 5) \times 10^{-4}$ ; 加强型钢芯铝绞线为  $3 \times 10^{-4}$ ; 钢绞线为  $1 \times 10^{-4}$ 。

在工程建设中, 应采用试验或制造厂提供的数据。当无资料时, 一般可采用上述的数据。通常采用降温法来补偿架线后的塑性伸长, 与上列的数值相对应, 降低的温度如下:

钢芯铝绞线为  $15 \sim 20^{\circ}\text{C}$ ;

轻型钢芯铝绞线为  $20 \sim 25^{\circ}\text{C}$ ;

加强型钢芯铝绞线为  $15^{\circ}\text{C}$ ;

钢绞线为  $10^{\circ}\text{C}$ 。

### 2.1.4 振动与舞动

(1) 微风振动。在平稳的横向微风作用下, 风速一般在  $0.5 \sim 5 \text{ m/s}$  之间, 导、地线受到一定频率的上、下交变的风力作用, 当此频率与导、地线的振动频率接近时, 就会发生持续的振动, 称为微风振动。振动频率由几赫至上百赫, 全振幅 (峰对峰) 一般在  $20 \sim 30 \text{ mm}$ 。单根和多根分裂线都能发生, 会造成导、地线疲劳断股, 金具断裂, 联结螺栓松动等。

导、地线的使用应力加大时, 振动水平和持续时间都会增加, 地形平坦越开阔, 振动水平和持续时间也会增大; 档距越大, 悬挂点越高, 振动也较强。分裂导线由于子导线间的相互阻尼作用, 振动会减弱, 但其减弱程度与导、地线的材质和构造也有一定的关系, 根据能量平衡原理, 已注意线材自阻尼的减振作用。

防振措施一般可根据导、地线的平均运行应力、地形和档距, 按表 1.2-10 的要求来选用。

(2) 次档距振荡。只在分裂导线的架空线路上, 在两间隔棒之间的线段上发生。引起振荡的风速为  $4 \sim 18 \text{ m/s}$ , 振荡频率为  $0.7 \sim 2.0 \text{ Hz}$ , 振幅可达几十厘米。造成的危害是: 间隔棒松脱、损坏; 导线疲劳磨损; 也会导致子导线鞭击操作, 乃至分裂导线的解体, 对运行造成很大的困难。因此,



次档距振荡问题，已受到普遍的重视。

表 1.2-10 导、地线平均运行应力的上限和防振措施

情 况	防振措施	平均运行应力上限 (抗拉强度的 百分比)	
		钢芯铝绞线 (%)	钢绞线 (%)
档距不超过 500m 的 开阔地区	不需要	16	12
档距不超过 500m 的 非开阔地区	不需要	18	18
档距 120m	不需要	18	18
不论档距大小	护线条	22	—
不论档距大小	防振锤(线)或另加 防线条	25	25

采取的措施是：选用性能良好的间隔棒，采用不等的次档距和不对称布置，适当减少次档距的长度，增大子导线间的间距  $D$ ，使其与子导线直径  $d$  的比值（即  $D/d$ ）要达到 15。

(3) 舞动。单导线和分裂导线都可能发生，但分裂导线易于形成舞动。绝大多数舞动在覆冰的情况下发生，环境温度为  $0\sim-5^{\circ}\text{C}$ ，风速一般在  $4\sim 20\text{m/s}$  以上，代表风速为  $10\text{m/s}$ ，且风向与线路走向的夹角不小于  $45^{\circ}$ ，频率较低（在  $0.1\sim 3\text{Hz}$  以下），振幅大（可达  $10\text{m}$  以上），持续时间长，可连续舞动几十小时。舞动后果严重，会引起碰线短路跳闸，造成导线断股、断线、金具断裂，杆塔部件损坏，螺栓松脱等。致使长时间停电，威胁电力网安全运行。

从运行经验来看，导线舞动只发生在线路的局部地段，除冰、风等气象因素外，还与地形条件有关，平坦开阔地区容易发生舞动。因此，在选择线路路径，特别是选择大跨越走向时，要根据当地的运行经验，尽量避开有舞动记录的地段。无法避让时，可采取的对策有：

- 1) 采用防舞装置，如失谐摆、双摆防舞器、偏心重锤等防舞动装置，也可用防振锤作分散的集中荷载来抑制舞动。在国外，也有通过提高导线系统的自阻尼和风动阻力来抑制舞动的，如终端阻尼器和空气动力阻尼器等。
- 2) 导线采用水平排列，合理选择线间距离和导、地线间的距离，防止碰线短路事故。国外在高压和超高压输电线路路上，采用合成绝缘的相间间隔棒，用以抑制舞动，并固定相间距离，防止相间短路，这在我国也已开始应用。
- 3) 采用不停电融冰、防雪导线和低居里点合金套管等，防止导线覆冰，以消除诱发舞动的外部条件。
- 4) 绝缘子、金具和杆塔的部件具有足够的机械强度，直线杆塔采用固定型悬垂线夹。

2.2 导线的物理性能

2.2.1 导线材料的物理性能参数

导线或地线常用的材料有铜、铝、铝合金和钢等，其物理性能参数如表 1.2-11 所示。

表 1.2-11 导线或地线材料的物理性能参数

材料	电阻率 ( $20^{\circ}\text{C}$ , $\Omega\cdot\text{m}$ )	密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	抗拉 强度 ( $\text{MPa}$ )	线膨胀 系数 ( $1/^{\circ}\text{C}$ )	最终弹性 系数 ( $\text{GPa}$ )	其他特点
铜	$1.82\times 10^{-8}$	8.9	390	$17\times 10^{-6}$	硬铜线 13 软铜线 98	耐腐蚀 能力强、 价格高

续表

材料	电阻率 ( $20^{\circ}\text{C}$ , $\Omega\cdot\text{m}$ )	密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	抗拉 强度 ( $\text{MPa}$ )	线膨胀 系数 ( $1/^{\circ}\text{C}$ )	最终弹性 系数 ( $\text{GPa}$ )	其他特点
铝	$2.9\times 10^{-8}$	2.7	160	$23\times 10^{-6}$	59 (单线 7 根) 56 (单线 19/37 根) 54 (单线 61 根)	耐一般 化学腐 蚀性能 好，但 易受酸 、碱、 盐的腐 蚀，价 格低
铝合金	$3.39\times 10^{-8}$	2.7	300	$23\times 10^{-6}$	55~66	耐腐 蚀性 能好 ，受 振 动 时 易 损 坏
钢	$10.3\times 10^{-8}$	7.8	1200	$12\times 10^{-6}$	181	易生 锈， 须镀 锌

2.2.2 导线的允许温度

钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线的允许温度为  $+70^{\circ}\text{C}$ （大跨越  $+90^{\circ}\text{C}$ ）；钢芯铝包绞线、铝包钢绞线的允许温度为  $+80^{\circ}\text{C}$ （大跨越  $+100^{\circ}\text{C}$  或经试验决定）；镀锌钢绞线的允许温度为  $+125^{\circ}\text{C}$ 。

环境气温应采用最高气温月的最高平均气温。风速应采用  $0.5\text{m/s}$ （大跨越  $0.6\text{m/s}$ ），太阳辐射功率密度应采用  $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 。

在传统的钢芯铝绞线中用耐热铝合金线代替普通硬铝线就成了钢芯耐热铝合金绞线。虽然这种导线的耐热性能有了很大的提高，导线的载流量也有了相应的提高，但是由于它的导电率比普通钢芯铝绞线低，而且使用温度越高、电阻越大。在钢芯耐热铝合金绞线的问世早期，推广应用受到一定的影响。随着输变电技术的提高和输变电线路的发展，铝合金导线由于其强度高、质量轻，并有较好的导电性能（53% IACS）等优点，愈来愈显示其优越性，国际上 20 世纪 50 年代开始采用至今，西欧、北欧、美国、加拿大、日本等国已广泛采用，法国的输电线路几乎 90% 以上使用铝合金导线，日本也已达 50% 以上，东南亚各国的使用量在逐年激增。这是由于铝合金导线与钢芯铝绞线相比，有其不可比拟的优点决定的，在长距离、大跨越、超高压输电中，独占优势。

2.3 导线的品种、适用范围及功能

导线要具有高的电导率，足够的机械强度和耐振、耐腐蚀等性能。对于交流架空输电线路，一般采用以单根金属线为中心，将数根及数十根导线绕制成绞线，或以两种以上不同金属材料绕制成的绞线。

架空输电线路通常使用钢芯铝绞线。在大距越、重冰区、高海拔地区，以及对导线有严重腐蚀的地段，可按不同的要求选用不同品种的特殊导线。这些特殊导线的品种、适用范围及功效，如表 1.2-12 所示。钢芯铝绞线的规格及机械、导电性能详见国家标准 GB 1179—1999《圆线同心绞架空导线》。

表 1.2-12 特殊导线的品种、适用范围及功能

导线品种	适用范围	功 效
钢芯铝合金绞线	大跨越或重冰区	提高使用应力，减少弧垂或增大安全系统
铝包钢绞线及钢芯 铝包钢绞线	大跨越	提高使用应力，减少弧垂

续表

导线品种	适用范围	功 效
外扩导线	高海拔地区	降低导线表面场强, 减少损失
防腐型钢芯铝绞线及其他防腐导线	海边、盐雾地区及工业污秽地区等对导线有严重腐蚀性的地段	耐腐蚀
耐热钢芯铝合金绞线	截流量大的大跨越或利用旧有杆塔和走廊, 增加输送容量	提高载流量

导线的铝截面选择, 主要是根据输送容量和经济电流密度。对大跨越或增容改造的输电线路, 有时是近导线允许持续发热条件验算其截面积, 对某些输电距离特别长的 35~110kV 输电线路, 有时是按允许电压损失来选择截面积。

在中等截面积和大截面积的钢芯铝绞线或钢芯铝合金绞线的国家标准中, 相同的铝截面积配有不同的截面积的钢芯, 即有不同的铝钢截面积比。通常铝钢截面积比采用的范围为 7~9。在外荷载不大的地区, 采用较大的铝钢截面积比显得更为经济。铝钢截面积比大致在 4 左右或更小, 通常用于大跨越及重冰区等。

导线的电阻主要决定于制造导线材料的电阻率。由于交流电流的集肤效应, 同一导线的交流电阻比其直流电阻略有增大。导线的感抗不仅取决于导线本身的自感, 还与导线和其他相导线、地段, 以及大地等形成的互感有关。换句话说, 导线的互感与各相导线排列是否对称、有无换位、导线

在塔头上所处的几何位置、地线的接地方式等有关。对于分裂导线, 若子导线是按多角形对称布置, 且其分裂间距远小于相间距离, 则在计算中可近似地用电磁场效应等同的单导线来替代。对于双回路或多回路的输电线路, 还应计算其他回路的影响。

在超高压输电线路, 为了提高输送能力和自然功率, 降低电晕损失, 往往采用多根导线组成的分裂导线, 其分裂数随线路电压的不同而异。当线路电压为 220kV 而输送距离较长时, 导线有可能采用双分裂; 线路电压为 330kV 时, 大多采用双分裂导线; 线路电压为 500kV 时, 采用 2~4 根分裂导线; 当电压更高, 达到 750kV 或 1000kV 时, 采用 4~8 根分裂导线, 适用的相分裂导线根数, 应根据工程的具体情况, 经技术经济比较来确定。各种导线的主要技术参数见表 1.2-13。

2.4 导线的布置

导线的线间距离的计算如下:

(1) 对 1000 以下档距, 水平线间距离的计算公式

$$D = 0.4L_k \frac{U}{110} + 0.65 \sqrt{f_m} \tag{1.2-15}$$

式中:  $D$  为导线水平线间距离, m;  $L_k$  为悬垂绝缘子串长度, m;  $U$  为送电线路标称电压, kV;  $f_m$  为导线最大弧垂, m。

使用悬垂绝缘子串的杆塔, 其水平线间距离与档距的关系按表 1.2-14。

表 1.2-13 导 线 参 数 表

型 号		LGJ-240/30	LGJ-300/25	LGJ-300/40	LGJ-300/70	LGJ-400/35	LGJ-400/50	LGJ-630/45
构造	铝	24×3.06	48×2.85	24×3.99	30×3.60	48×3.22	54×3.07	45×4.20
	钢/铝包钢	7×2.40	7×2.22	7×2.66	7×3.60	7×2.50	7×3.07	7×2.80
截面积 (mm <sup>2</sup> )	铝	244.29	306.21	300.09	305.36	390.88	399.73	623.45
	钢/铝包钢	31.67	27.1	38.90	71.25	34.36	51.82	43.10
	总	275.96	333.31	338.99	376.61	425.24	451.55	666.55
直径 (mm)		21.6	23.76	23.94	25.20	26.82	27.63	33.60
单位质量 (kg/km)		922	1058	1133	1402	1349	1511	2060
综合弹性系数 (GPa)		73	65	73	80	65	69	63
线膨胀系数 (10 <sup>-6</sup> /℃)		19.6	20.5	196	17.8	20.5	19.3	20.9
计算拉断力 (N)		71 830	83 410	92 220	121 600	103 900	123 400	148 700
适用线路 (kV)		110	110	110/330	330	500/220	500	500
导线截面积 (mm <sup>2</sup> )		240	300	300	300	400	400	630

表 1.2-14 使用悬垂绝缘子串的杆塔水平线间距离与档距的关系

水平线间距离 (m)		3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	10	11
标称电压 (kV)	110	300	375	450	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	220	—	—	—	—	440	475	615	700	—	—	—	—	—
	330	—	—	—	—	—	—	—	—	525	600	700	—	—
	500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	525	600

注 表中数值不适合于覆冰厚度 15mm 及以上地区。



(2) 导线垂直排列的垂直线间距离取式 (1.2-15) 计算结果的 75%，使用悬垂绝缘子串的杆塔，其垂直线间距离见表 1.2-15。

表 1.2-15 使用悬垂绝缘子串杆塔的最小垂直线间距离

标称电压 (kV)	110	220	330	500
直线间距离 (m)	3.5	5.5	7.5	10.0

(3) 导线三角排列等效水平距离的计算公式

$$D_x = \sqrt{D_p^2 + (4/3 D_z)^2} \quad (1.2-16)$$

式中：\$D\_x\$ 为导线三角排列等效水平距离，m；\$D\_p\$ 为导线间水平投影距离，m；\$D\_z\$ 为导线间垂直投影距离，m。

覆冰地区上下相邻导线间或地线与相邻导线间的水平偏移应小于表 1.2-16 所列数值。

表 1.2-16 上下相邻导线间或地线与相邻导线间的水平偏移

标称电压 (kV)	110	220	330	500
设计冰厚 10mm	0.5	1.0	1.5	1.75
设计冰厚 15mm	0.7	1.5	2.0	2.5

设计冰厚 5mm 地区，上下相邻导线间或地线与相邻导线间的水平偏移应适当减少。

在重冰区，导线应采用水平排列。地线与相邻导线间的水平偏移数值按表 1.2-16 中的“设计冰厚 15mm”栏内的数值至少增加 0.5m。

双回路及多回路杆塔，不同回路的不同相导线间的水平或垂直距离应增加 0.5m。

## 2.5 导线相序和换位

输电线路各相导线的排列次序无统一规定，但线路上的相序必须与两端变电站进出线的相序相配合。如果不配合，则采取变换导线几何位置（简称换位）的办法来解决。

由于架空线路上各相导线的几何位置不同，各相的阻抗和导纳不等，在网络内便引起负序和零序电流。过大的负序电流可引起网络内电机的过热，零序电流超过一定数值，便引起对邻近电信线的干扰，在中性点不接地系统，还有可能造成高灵敏度接地继电器的误动作。

为了限制上述这种正常运行情况下的电流和电压不对称，导线必须进行整循环换位。我国《电力工业技术管理法规》规定：“转子为绑线式的汽轮发电机禁止在不平衡的负荷下运行（当负序电流不超过正序电流的 5% 时，则认为三相电流实际上是平衡的）”。在 DL/T 5219—2005《架空送电线路设计技术规程》中规定：

(1) 在中性点直接接地的电力网中，长度超过 100km 的线路均应换位。

(2) 换位循环长度不宜大于 200km。

(3) 中性点不直接接地的电力网，可用换位或变换线路相位序排列的方法来平衡不对称电容电流。对于 500kV 输电线路，允许的电流不平衡度通常不大于 1%。

对于一个电源来说，出线回路数不止一条，因此，不能孤立地仅仅考虑一条线路的平衡度问题。况且随着系统的发展，出线回路数也要增加，在这方面也要留有发展裕地，在线路设计中完全不考虑换位是不合适的。如一个变电站某级电压的每回出线长度虽小于 100km，但其总长度超过 200km，也应采用变换线路各回线路的相序排列或换位，以

平衡不对称电流。当然，过多的换位也不合适，因为每个换位点往往是绝缘的薄弱环节，可能会增加事故的几率。

输电线路采用单换位循环和双换位循环的布置如图 1.2-5 所示。

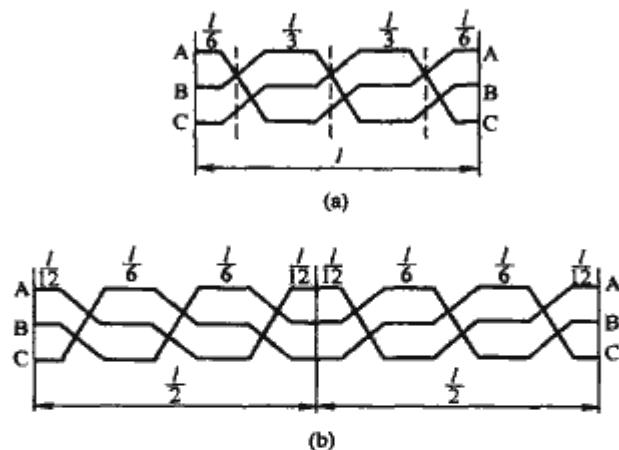


图 1.2-5 输电线路换位循环示意图  
(a) 单换位循环；(b) 双换位循环

线路换位的方式主要有直线换位（又称滚式换位）、耐张换位和悬空换位方式；线路循环换位方式主要有单换位循环（也称全换位）和双换位循环（即两个全换位）。直线换位是利用直线换位杆塔来进行换位的，也是最常用的一种换位方式。耐张换位方式是利用耐张换位塔来完成换位的，跳线比较复杂，通常在地形受限的地区使用。换位方式如图 1.2-6 所示。

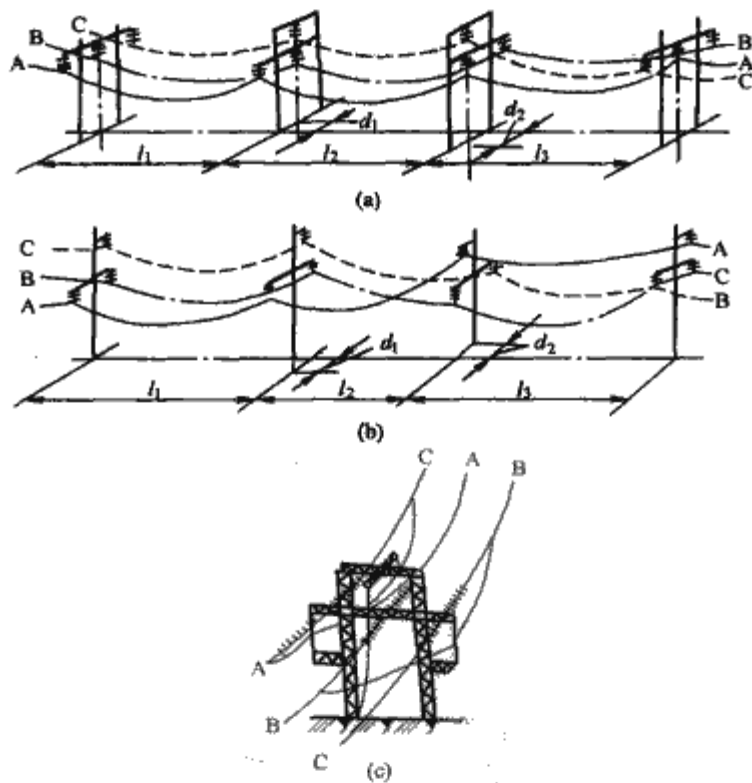


图 1.2-6 导线换位方式示意图  
(a) 门形直线杆塔换位；(b) 单柱直线杆塔换位；(c) 耐张塔换位

## 2.6 架空地线

架空地线因用途不同，需选用不同的材料和结构。当仅用作防雷时，通常选用钢绞线即可，如还有其他用途而采用钢绞线不能满足要求时，可选用良导体架空地线，常用的有钢芯铝绞线、铝包钢绞线及钢铝混绞线等。

光纤复合架空地线 (OPGW) 不仅通信容量大、不受强电干扰、通信质量高，而且与线路本体结合在一起，一次施工建成、机械强度高，提高了通信的安全可靠性。

架空地线的选择除需满足机械强度的要求外，还要考虑

档距中央架空地线和导线间的弧垂配合。随着短路电流的不断增大，还应对架空地线进行热稳定校验。

地线参数如表 1.2-17 所示。

表 1.2-17 地线参数表		JLB4—150	JLB4—120	JLB1A—95	JLB1A—70
型 号					
结构根数	单丝直径 (mm)	19/3.15	19/2.85	7/4.16	7/3.6
截面积 (mm <sup>2</sup> )		148.07	121.21	95.14	71.25
直径 (mm)		15.75	14.25	12.48	10.8
单位质量 (kg/km)		696.3	570.3	633.2	474.2
综合弹性系数 (MPa)		109 000	98 100	147 200	147 200
线膨胀系数 (10 <sup>-6</sup> /℃)		13	15.5	13	13
计算拉断力 (N)		58 720	74 180	101 040	81 400
适用线路 (kV)		500/220	330	110(角钢塔)	110(钢管杆)

在正常运行情况下，三相导线上的负荷电流和电压是平衡的，但因架空地线对各相导线的距离不相等，在架空地线上仍然要感应出一个纵电动势和对地电压，假如架空地线不绝缘，就会在架空地线与大地间构成回路，其结果是增加了线路的电能损耗。这种磁感应引起的电能损耗约与负荷电流的二次方和线路长度成正比。对于长度为 200~300km 的 220kV 输电线路，其电能损耗每年可达几十万千瓦时；而对于长度为 300~400km 的 500kV 输电线路，每年竟达几百万千瓦时。为了减少电能损耗，架空地线宜采用分段绝缘单点接地的方式，如图 1.2-7 所示。



图 1.2-7 架空地线分段绝缘单点接地方式  
(a) 分段绝缘端部单点接地方式；(b) 分段绝缘中间单点接地方式

绝缘架空地线通常加挂一片盘形悬式绝缘子与杆塔绝缘。为保护地线绝缘子免受电弧烧伤，在绝缘子上还带有一

并联火花间隙。

当采用双地线时，为了降低绝缘地线上的电磁感应纵电动势，地线宜换位，并尽可能地做到对称。地线换位一般在耐张塔上进行，如图 1.2-8 所示。



图 1.2-8 绝缘双地线换位示意图

### 3 绝缘子及绝缘子串

#### 3.1 绝缘子分类及特点

绝缘子是架空线路绝缘的主要元件，用来支承或悬吊导线使之与杆塔绝缘，保证线路具有可靠的电气绝缘强度。

线路绝缘子包括针式绝缘子、悬式瓷绝缘子、悬式玻璃绝缘子、半导体釉绝缘子、瓷横担式绝缘子、棒悬式瓷绝缘子、复合绝缘子等，如图 1.2-9 所示。

线路绝缘子按其材料分类，可分为瓷质绝缘子、钢化玻璃绝缘子、复合绝缘子三种，由于它们的材料、结构、伞形等方面的差异，在适用范围上有所不同。因此，应根据电网配置参数、运行环境、绝缘子的机电性能、耐污性能、寿命周期、制造水平、性价比，以及运行部门的运行评价，进行综合分析来选择线路绝缘子。

对于这三种绝缘子，瓷质绝缘子的历史最长，达 100 多年，钢化玻璃绝缘子也有 70 年的历史，复合绝缘子使用较晚，至今已有 20 多年的运行纪录。尽管三种绝缘子的使用时间相差很大，但目前在高压电网中已形成三足鼎立的局面。在日本，瓷绝缘子一统天下，在整个西欧和苏联，玻璃绝缘子的市场占有率高达 90% 以上，整个北美复合绝缘子使用量为世界之最，占本地绝缘子市场总量的 25%~30%。我国三种绝缘子的用量依次为瓷质、钢化玻璃和复合绝缘子。

瓷质绝缘子具有良好机、电、热性能和耐气候性能，被广泛应用于各级电压线路上。随着电压等级向超高压、特高压发展，瓷质绝缘子在材料方面，使用精制的超微工业氧化

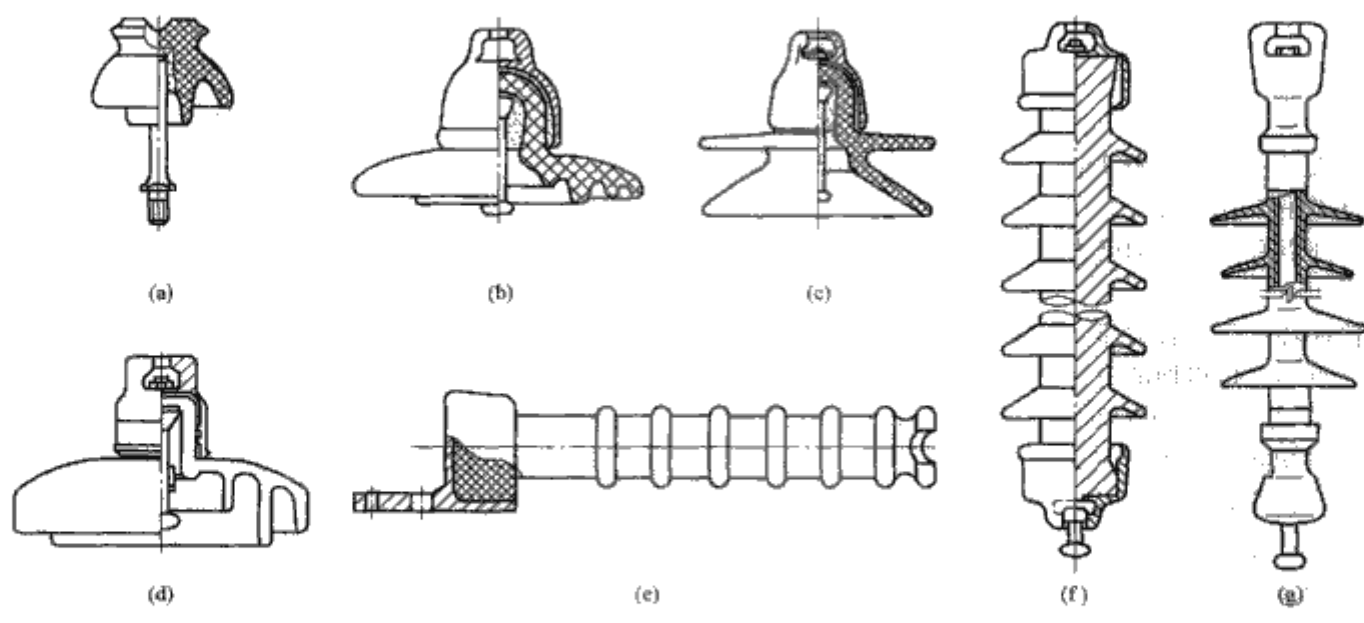


图 1.2-9 架空线路绝缘子

(a) 针式绝缘子；(b) 悬式瓷绝缘子；(c) 双伞形悬式瓷绝缘子；(d) 悬式玻璃绝缘子；(e) 瓷横担式绝缘子；  
(f) 棒悬式瓷绝缘子；(g) 复合绝缘子



铝等微细粒度原材料，有效地提高了瓷件的机械强度和电气强度。在设计上，采用圆柱形上沙头部结构，与铁帽和钢脚配合，最大限度地发挥了瓷件性能，缓和了瓷件上应力集中问题，提高了瓷件的机械强度和长期可靠性。在结构上针对风尘大、污染严重的运行环境特点，设计制造出外伞形结构的绝缘子，这种绝缘子伞平滑无棱，积尘速度低，有利于风雨清洗，有效地提高了防污能力。另外因制造工艺上玻璃绝缘子无法做成这种结构，因此外伞形也就成为瓷质绝缘子的一大特色。盘形悬式瓷绝缘子属于可击穿型，随着运行时间的延长，其绝缘性能会逐渐降低，即通常所说的绝缘子“老化”现象。这种可击穿结构的瓷质绝缘子一旦劣化为低值或零值，应及时检出更换，否则对电网的运行可靠性威胁很大。

钢化玻璃绝缘子的绝缘件为玻璃，它是由高温熔融体经冷凝而形成的一种均质非晶体，经钢化处理后，表层获得均匀分布的压应力，同时具有高的机械强度和热稳定性。钢化玻璃绝缘子具有优良的机电性能，其抗拉强度、耐振动疲劳、耐电弧烧伤、耐冷热冲击和耐电击穿性能都略优于瓷质绝缘子。钢化玻璃绝缘子还具有零值自破的自我淘汰能力，这是区别于瓷和有机复合绝缘子的最显著的特点。钢化玻璃绝缘子自破后失去伞裙，缺陷明显，无需登杆，仅用目力和望远镜或用直升机巡线，即可发现。另外由于钢化玻璃绝缘子自破后的残锤强度较高，因此不致引起掉线事故。

复合绝缘子属棒形绝缘子，它用玻璃纤维增强树脂引拔棒作芯棒，以承受机械负荷并作为内绝缘，芯棒外部用硅橡胶制成的伞裙作为外绝缘。从绝缘子端帽连接结构和工艺来看，已经从内楔式、外楔式、内外楔式、胶装式发展到先进的压接式结构；从伞裙护套的结构和工艺来看，也从伞裙套装、分段模压、整体模压发展到先进的整体注射成型。复合绝缘子充分利用了环氧树脂粘合的玻璃纤维引拔棒的高机械强度，和硅橡胶优良的耐候、憎水及绝缘特性，使其具有强度高、质量轻，无零值、耐污闪、不破碎等诸多优点。复合绝缘子的质量只及同等电压等级瓷绝缘子的 1/7~1/10，运输、安装、维护方便经济。复合绝缘子伞裙有弹性、杆径细长、污秽分布均匀，污闪电压比相同等级的瓷绝缘子高，易制作较大爬电比距的绝缘子。复合绝缘子属不可击穿型结构，不存在零值击穿，无需对其进行绝缘检测。复合绝缘子由于硅橡胶表面的憎水性，使污闪不易发生，这不但提高了复合绝缘子的抗污能力，而且免除了人工清扫绝缘子的困难，从而大大节省了线路的运行维护费用。

表 1.2-18 列出三种绝缘子技术性能对比简表。

表 1.2-18 瓷、玻璃和复合绝缘子技术性能对比				
序号	项目	瓷绝缘子	玻璃绝缘子	复合绝缘子
1	结构工艺	较复杂	较复杂	简单
2	质量	较重	比瓷轻	瓷的 1/10
3	大吨位	易生产	易生产	易生产
4	爬距可变性	不易改变	不易改变	易调整
5	防撞性	较好	好	差
6	自破率	不自破	有自破	不自破
7	耐电压击穿性	可击穿	可击穿	不可击穿
8	憎水性	差	差	好
9	耐污闪电压值	较低	较低	高
10	组装	困难	困难	容易
11	场强分布	不均匀	较均匀	不均匀
12	抗老化性能	一般	较好	差
13	离子迁移	存在(直流)	存在(直流)	不存在
14	针极腐蚀	存在(需加锌套)	存在(需加锌套)	不存在

续表				
序号	项目	瓷绝缘子	玻璃绝缘子	复合绝缘子
15	抗张强度	一般	较好	一般
16	抗蠕变性能	好	好	较差
17	耐振动疲劳性能	一般	好	一般
18	热稳定性	较好	较好	一般
19	抗冰害性能	较好	较好	覆冰后易发生冰闪
20	抗雷击性能	差	较好	差
21	漏电蚀损性能	一般	较好	较差
22	防风沙性能	好	较好	沙漠区不宜用
23	防鼠咬鸟啄	好	好	差
24	运行判断	测零	自测	—
25	寿命周期	较长	长	短

绝缘子串按其组装形式可分为悬垂绝缘子串及耐张绝缘子串。

绝缘子及绝缘子串不仅要耐受各种电压，而且还要承受机械荷载。根据机械荷载的大小，可以由单链或多链组成，每链中的绝缘子片数由电气绝缘强度确定。绝缘子的选取是按耐污闪特性选取绝缘尺寸，然后校核绝缘耐受操作过电压以及耐受雷电过电压的能力。

3.2 绝缘子的机械强度

绝缘子的机械强度的安全系数，不应小于表 1.2-19 所列数值，并按下式计算

$$K = \frac{T}{T_{max}} \tag{1.2-17}$$

式中：K 为安全系数；T 为针式绝缘子的受弯破坏荷载、蝶式绝缘子的破坏荷载或悬式绝缘子 1h 机电试验的试验荷载，N；T<sub>max</sub> 为绝缘子最大使用荷载，N。

表 1.2-19 绝缘子机械强度的安全系数				
绝缘子种类	运行情况	最大使用荷载	断线情况	断联情况
针式绝缘子	2.5	—	—	—
蝶式绝缘子	2.5	—	2.0	—
悬式绝缘子	2.0	2.7	1.8	1.5

线路绝缘包括空气间隙和绝缘子串，它们都应能耐受正常运行电压、操作过电压和雷电过电压。绝缘子的片数一般由正常运行电压下所需的爬电距离（或耐污闪电压）和耐受操作过电压的要求选定的。根据所选定的绝缘子形式和片数，计算线路的耐雷水平，即能耐受多大的雷电流的袭击。

3.3 直线杆塔上悬垂绝缘子串的片数

对海拔为 1000m 以下及大气清洁的地区，直线杆塔上悬垂绝缘子串的片数，应按照表 1.2-20 的数值选用。

耐张绝缘子串由于受力较大，老化率较悬垂串高，加上维修困难，330kV 及以下的线路，其片数比表 1.2-20 中的多 1 片，500kV 及以上线路一般增加 2 片。

表 1.2-20 直线杆塔上悬垂绝缘子片数							
电压 (kV)	35	110	220	330	500	750	1000
绝缘子型号	XP-70	XP-70	XP-70	XP-100	XP-160	XWP-210	XWP-300
片数	3	7	13	19	28	37	48

在海拔为 1000~3500m 地区的绝缘子串片数，对

330kV 及以下电压等级的线路一般按下式确定

$$n_b = n [1 + 0.1 (H - 1)] \tag{1.2-18}$$

式中： $n_b$  为高海拔地区所需的绝缘子片数； $n$  为海拔为 1000m 以下地区的绝缘子片数； $H$  为海拔高度，km。

在大气污秽和沿海地区，线路绝缘子受到工业污秽、盐碱、尘土和海洋盐雾的侵袭，在绝缘子表面积污。当天气潮

湿，特别是大雾、下毛毛雨和积露时，就可能发生闪络，称为污闪。污闪会引起大面积、长时间停电，造成重大损失。因此，必须予以充分的注意。

在污秽区，宜采用耐污能力强的绝缘子，其形式和片数应按照污秽分级标准和污区分布图来确定。对海拔 1000m 以下的高压架空线路，我国的污秽分级标准如表 1.2-21 所示。

表 1.2-21 高压架空线路污秽分级标准

污秽等级	污 秽 条 件		爬电比距 (cm/kV)	
	污秽特征	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	中性点直接接地	中性点非直接接地
0	大气清洁地区及离海岸 50km 以上无明显污染地区	0~0.03 (强电解质) 或 0~0.06 (弱电解质)	1.6 (1.39) [1.45]	1.9 [1.65]
I	大气轻度污染地区，或大气中等污染地区，盐碱地区，炉烟污秽地区。离海岸 10~50km 地区，在污闪季节中干燥少雾 (含毛毛雨) 或雨量较多时	>0.03~0.10	>1.6~2.0 (1.39~1.74) [1.45~1.82]	>1.9~2.4 (1.65~2.09)
II	大气中等污染地区，盐碱地区，炉烟污秽地区，离海岸 3~10km 地区，在污闪季中潮湿多雾 (含毛毛雨)，但雨量较少时	>0.05~0.10	>2.0~2.5 (1.74~2.17) [1.82~2.27]	>2.5~3.0 (2.09~2.61)
III	大气严重污染地区，大气污秽而又有重的地区，离海岸 1~3km 地区，工业与人口密度较大地区，离化学污染源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区	>0.10~0.25	>2.5~3.2 (2.17~2.78) [2.27~2.91]	>3.0~3.8 (2.61~3.30)
IV	大气特别严重污染地区，离海岸盐场 1km 以内，离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区	>0.25~0.35	<3.2~3.8 (2.78~3.30) [2.91~3.45]	>3.8~4.5 (3.30~3.91)

注 1. 爬电比距表示每千伏 (额定线电压) 所需的爬电距离 (cm)；  
2. ( ) 中的数字，表示取系统最高线电压计算的 220kV 及以下电压等级的爬电比距；  
3. [ ] 中的数字，表示取系统最高线电压计算的 330、500kV 电压等级的爬电比距。

按爬电距离决定绝缘子串的片数  $m$ ，应符合下式要求

$$m \geq \frac{\lambda U_N}{K_e L_0} \tag{1.2-19}$$

式中： $\lambda$  为表 1.2-21 中要求的爬电比距，cm/kV； $U_N$  为额定线电压，kV； $L_0$  为每片悬式绝缘子的几何爬电距离，cm； $K_e$  为绝缘子爬电距离的有效系数，标准悬式绝缘子通常取 1，对其他型式绝缘子，其值由试验确定。

海拔高度超过 1000m 时的地区按泄漏距离计算的绝缘子片数如下

$$m = K \lambda U_N / K_e L_0 = (\lambda U_N / L_0) e^{0.104 \cdot 2n(H-1)} \tag{1.2-20}$$

当海拔高度增加较小的  $\Delta H$  (km) 时，则修正系数为

$$K = e^{0.104 \cdot 2n\Delta H} \approx 1 + 0.104 \cdot 2n\Delta H \tag{1.2-21}$$

交流线路，轻污秽地区  $n = 0.5$ ，海拔高度每增加 100m，泄漏比距约增加 0.6%；直流线路，轻污秽地区  $n = 0.35$ ，海拔高度每增加 100m，泄漏比距约增加 0.4%。

500、±500kV 高海拔线路按式 (1.2-20) 计算出的轻污秽条件下各海拔高度所需要的绝缘子片数，如表 1.2-22 所示。

表 1.2-22 交、直流电压不同海拔绝缘子片数

电压 (kV) \ 海拔 (km)	0~1	1~1.8	1.8~2.5	2.5~3.2	3.2~3.9
500	25	27	28	29	30
±500	40	42	43	44	45

3.4 长绝缘子串的片数

对于 500kV 以上输电线路的长绝缘子串，宜采用耐污闪电压来确定绝缘子的片数，应符合下式要求

$$U_w = N U_{50\%} (1 - 3\sigma) k \tag{1.2-22}$$

式中： $U_{50\%}$  为恒压升降法获得的平均每片有 50% 闪络概率的污闪电压，kV； $\sigma$  为绝缘子试验得到的标准偏差 (可取 0.05)； $U_w$  为耐污闪电压，kV； $N$  为绝缘子串的片数； $k$  为单串与双串并联比较， $k$  值取 0.92。

在污秽地区，除了合理地加强绝缘外，还要在运行中进行污情监测，及时检除零值绝缘子。此外，定期清扫也是防止污闪事故的重要手段之一，宜在每年污闪频发季节前清扫一次。

3.5 由工频泄漏距离确定绝缘子的片数

操作过电压对绝缘子片数不起控制作用，按工频电压的泄漏距离要求确定绝缘子的片数，可用下式计算

$$n \geq \frac{d U_N}{L_0} \tag{1.2-23}$$

式中： $n$  为直线杆绝缘子串的绝缘子片数； $U_N$  为线路额定电压，kV； $d$  为单位泄漏比距，cm/kV； $L_0$  为绝缘子几何泄漏距离，cm。

同塔双回路时，在上述计算值的基础上再增加相应的绝缘子片数，绝缘子片数如表 1.2-23 所示。



表 1.2-23 绝缘子片数选择

电压等级 (kV)	回路	海拔高度 (m)	片数 (片)	绝缘长度 (mm)	泄漏比距 (cm/kV)
500	单	≤1000	28	4340	3.08
	双		31	4805	3.41
330	单	≤1000	21	3066	3.53
		1000~1700	22	3212	3.66
		1700~2500	24	3504	4.00
220	单	≤1000	15	2190	2.94
	双		16	2336	3.14
110	单、双	≤1000	9	1314	3.27

3.6 重冰区绝缘子的片数

交流标准绝缘子的最大冰耐受电压 (kV/m) 与结冰水电导率的关系为

$$U_w = 165.3\sigma - 0.18 \quad (1.2-24)$$

式中:  $\sigma$  为结冰水电导率,  $\mu\text{S}/\text{cm}$ , 最大适用到  $150\mu\text{S}/\text{cm}$ 。

绝缘子覆冰强度 (以监控棒覆冰厚度  $C$  表示) 与等值盐密的关系见表 1.2-24。

表 1.2-24 覆冰厚度与等值盐密 ESDD 的关系

$C$ (mm)	5	10	15	20	25	30
ESDD ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	0.02	0.04	0.07	0.13	0.15	0.15

注 根据试验, 均采用 70kV/m 冰耐压标准。

4 金具

4.1 金具的用途、分类和荷载系列

4.1.1 金具的用途

在架空输电线路中, 金具主要用于安装导线、地线、拉线、绝缘子 (串), 并与杆塔连接的零件, 亦用来保护导、地线和绝缘子。

4.1.2 金具的分类

金具按其用途和连接方式, 架空输电线路的金具可分为六大类:

(1) 悬垂线夹。用于将导线固定在绝缘子串上或将地线悬挂在直线杆塔上, 亦用于支持换位导线, 其分为固定和释放悬垂线夹。图 1.2-10 所示为带 U 形挂板的悬垂线夹。

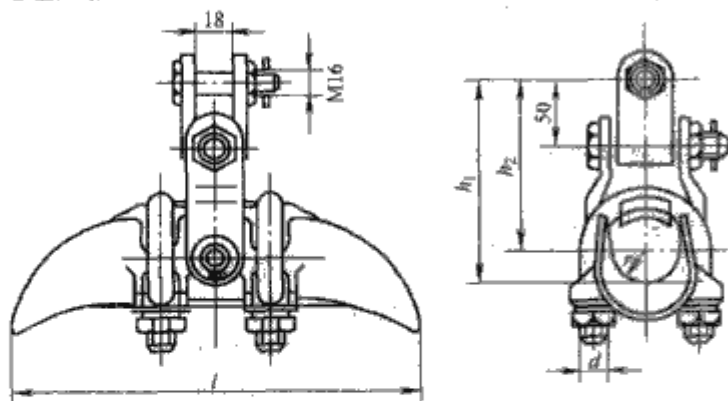


图 1.2-10 带 U 形挂板的悬垂线夹

(2) 耐张线夹。用于将导线或地线固定在非直线杆塔的耐张绝缘子串上, 起锚固作用, 其分为螺栓、压缩和楔形耐张线夹。图 1.2-11 所示为压缩型耐张线夹。

(3) 联结金具。用于将悬式绝缘子组装成串, 悬挂在杆塔上, 其分为球—窝、板—螺栓和板—板联结金具。图 1.2-12 所示为几种联结金具。

(4) 接续金具。用于导线和地线的两端, 承受导线和地

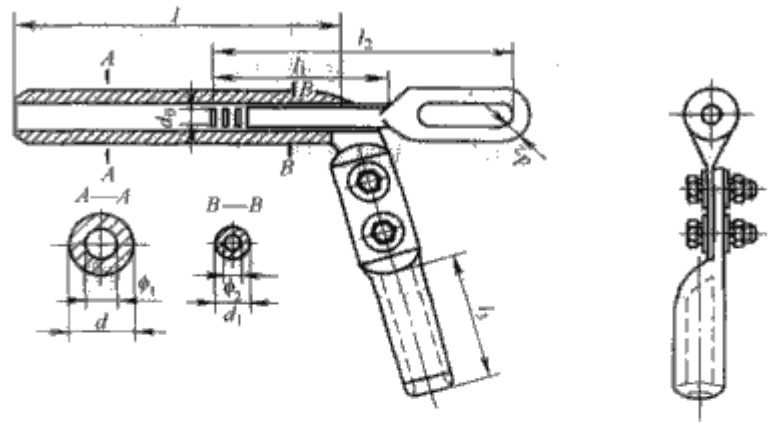


图 1.2-11 压缩型耐张线夹

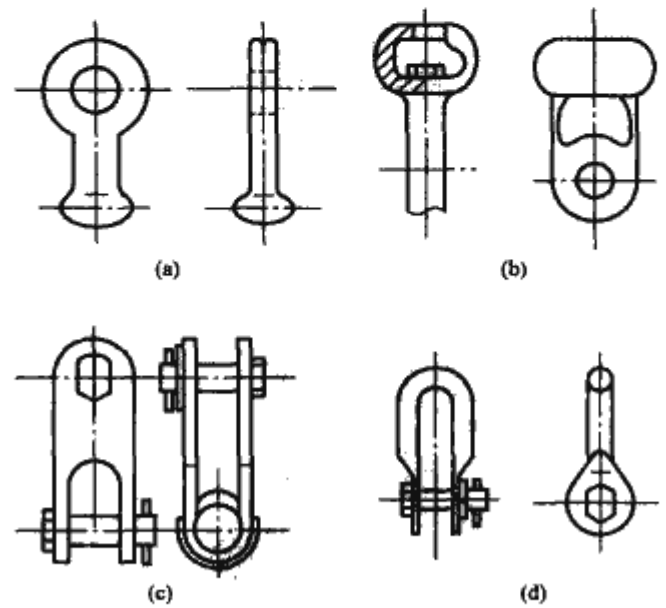


图 1.2-12 联结金具

(a) 球头挂环; (b) 碗头挂板; (c) 挂板; (d) U 形挂环

线的全部张力的持续以及不承受全部张力的持续, 其分为异型管和圆形管接续金具。图 1.2-13 所示为几种接续金具。

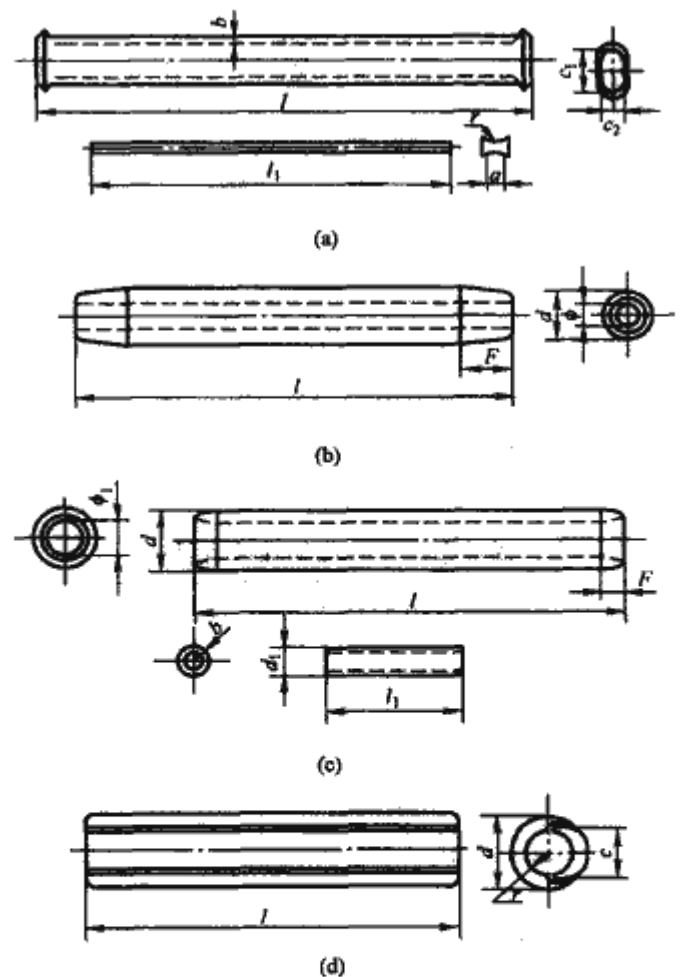


图 1.2-13 连续金具

(a) 钢芯铝绞线钳压管; (b) 铝绞线液压管; (c) 钢芯铝绞线爆压管; (d) 补修管

(5) 保护金具。用于导线和地线的机械防护以及绝缘子的电气防护，分为导线防护和绝缘保护金具。图 1.2-14 所示为几种保护金具。

(6) 拉线金具。用于拉线的金具。图 1.2-15 所示为几种拉线金具。

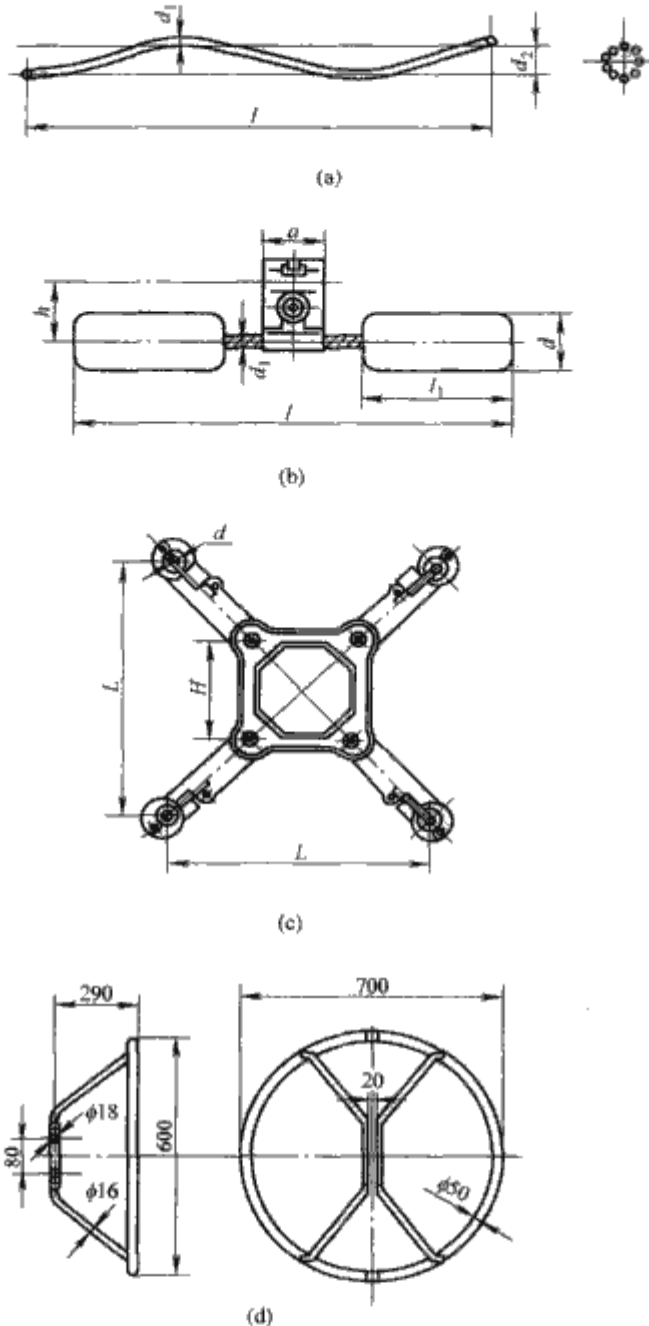


图 1.2-14 保护金具

(a) 预绞丝；(b) 防振锤；(c) 间隔棒；(d) 均压环

4.1.3 金具的破坏荷载系列

金具的标称破坏荷载系列与相应的螺栓直径如表 1.2-25 所示。

表 1.2-25 破坏荷载及相应的螺栓直径										
标记	4	7	10	12	16	20	25	30	50	60
破坏荷载 (kN)	39	69	98	118	157	196	245	294	490	585
螺栓标称直径 (mm)	M16	M16	M18	M22	M24	M27	M30	M36	M42	M48

4.2 金具的选用

在选用架空输电线路的金具时，应根据线路的特性，尽量选用定型金具。金具强度的安全系数不应小于下列数值：运行情况（最大使用荷载）为 2.5；

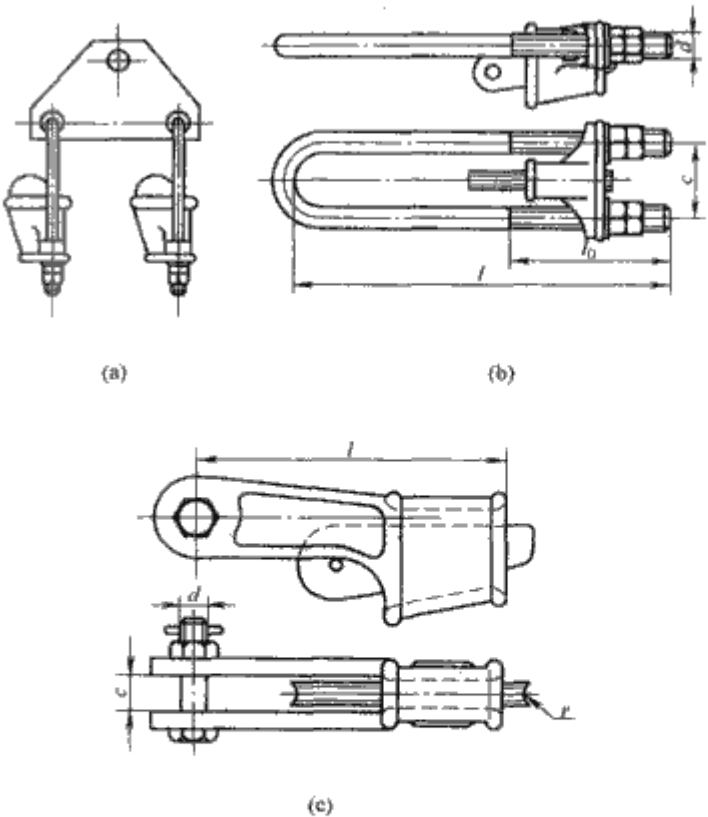


图 1.2-15 拉线金具

(a) 拉线二联板；(b) UT 型线夹；(c) 楔形线夹

断线及断联情况为 1.5。  
非定型金具都应进行形式试验后，才可用到工程中去。  
悬垂线夹一般都采用固定式线夹，因其结构简单，价格便宜，安装方便而被广泛采用。一些大跨越也可采用固定式悬垂线夹。铝合金防电晕线夹在超高压线路中得到越来越多的应用。

大导线的耐张线夹和接续管可采用爆压式或液压式。爆压式的耐张线夹和接续管因其施工方便而被广泛应用，但其压接质量的检查比较困难，而且对环境也有影响。目前，许多超高压输电线路已采用液压式耐张线夹和接续管。小导线一般采用耐张线夹，地线采用楔形线夹也是一种好的选择。

安装防振锤是抑制导、地线振动的有效手段，最常用的是司脱克 (Stock) 型防振锤。

阻尼式间隔棒选用硅橡胶作为阻尼元件，对减少分裂导线次档距的振动及克服间隔棒线夹的松动都有良好的效果。

防舞动装置安装在导线上，能明显减小舞动的幅值，从而减少事故的发生。对容易发生舞动的一些线段，宜装设防舞动装置。

4.3 绝缘子金具串的组合

绝缘子金具串的组合一般应符合下列要求：

- (1) 金具间的连接要合理，一般都采用环—环、板—螺栓、球—窝结构，并尽量不使螺栓受弯。
  - (2) 金具间和金具与绝缘子之间的强度要匹配。
  - (3) 对 330kV 及以上电压等级的输电线路的绝缘子金具需采取措施，使接近导线的绝缘子和金具不产生电晕放电，以减少对无线电的干扰和降低噪声。常用的措施有采用防电晕金具、加装均压环和屏蔽环等。
  - (4) 绝缘子串与杆塔连接的节点要有较高的绞结性能。必要时，与杆塔连接的第一个部件，其标称破坏荷载可加大一级。
  - (5) 要考虑施工检修方便。
- 几种典型的绝缘子金具串的组装形式如图 1.2-16 所示。



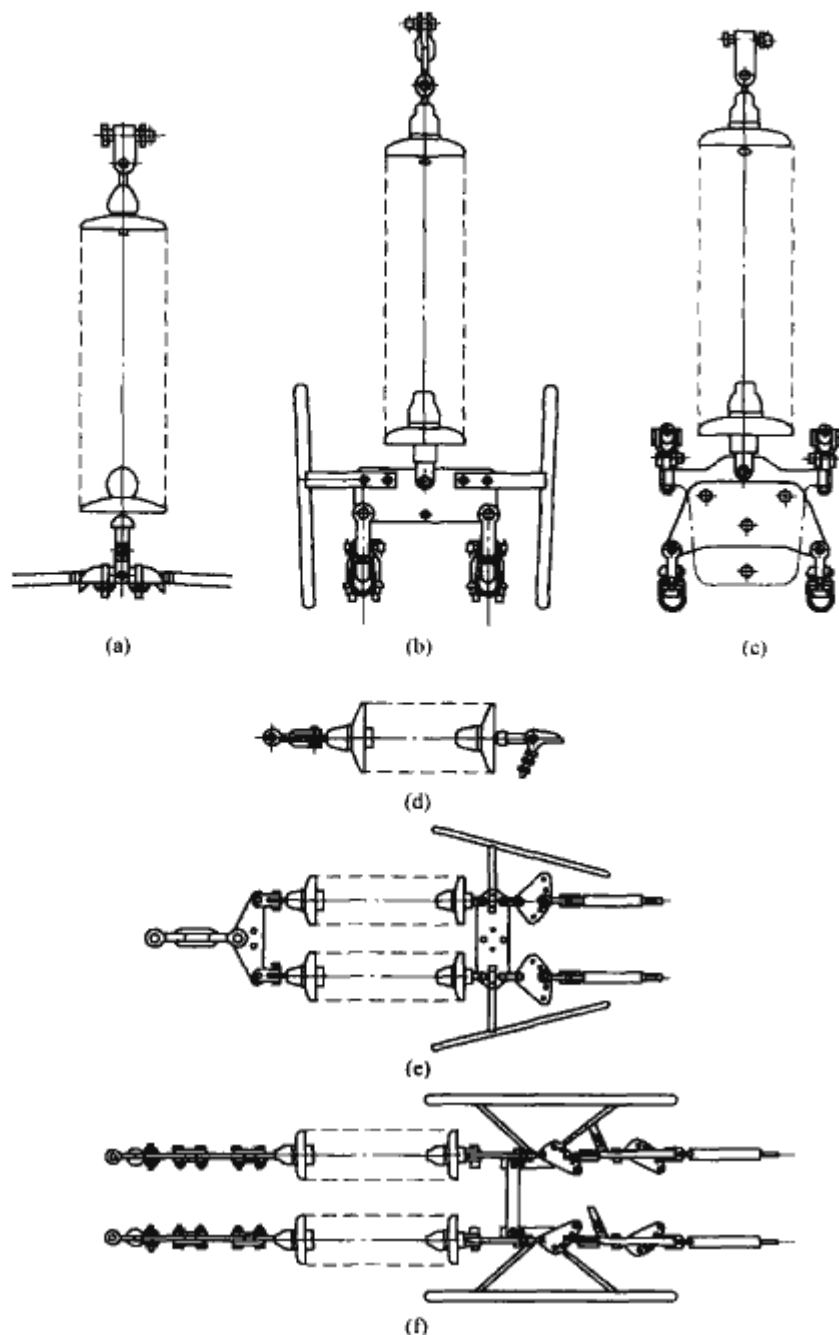


图 1.2-16 绝缘子金具串的组装形式  
(a) 单导线悬垂串; (b) 双分裂导线悬垂串; (c) 四分裂导线悬垂串; (d) 单导线耐张串; (e) 双分裂导线耐张串; (f) 四分裂导线耐张串

## 5 杆塔

杆塔用来支持导线和避雷线及其附件,并使导线、避雷线、杆塔之间,以及导线和地面及交叉跨越物或其他建筑物之间保持一定的安全距离。

### 5.1 杆塔的形式及分类

#### 5.1.1 杆塔形式

杆塔形式主要是根据电压等级、线路回路数、地质条件、使用条件及运输等条件来选取。从结构形式上可分为电杆和铁塔两大类型。

(1) 电杆。输电线路使用的电杆主要有钢筋混凝土电杆、薄壁离心钢管混凝土电杆和拔梢钢管电杆。

1) 钢筋混凝土电杆。具有耗钢量少、施工方便、维护工作少,又可在工厂用离心机钢模生产等优点,因而在输电线路得到广泛的应用。钢筋混凝土电杆有单杆、双杆、三连杆。双杆中有门形杆、八字形杆。图 1.2-17~图 1.2-20 为常用的几种钢筋混凝土电杆的形式。

2) 薄壁离心钢管混凝土电杆。这种形式的电杆是近几年发展起来的,并用于输电线路工程中。它是将混凝土浇灌

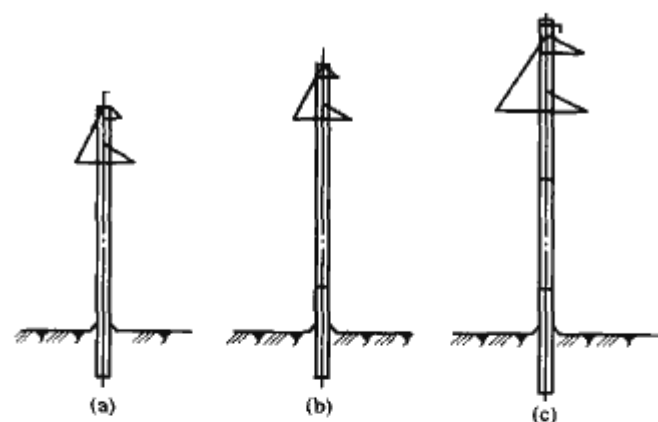


图 1.2-17 钢筋混凝土直线单杆  
(a) 35kV 直线单杆; (b) 66kV 直线单杆; (c) 110kV 直线单杆

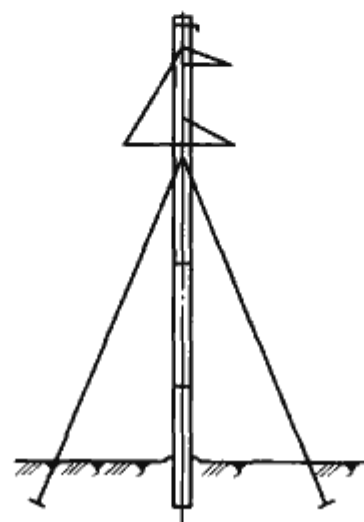


图 1.2-18 带拉线钢筋混凝土直线单杆

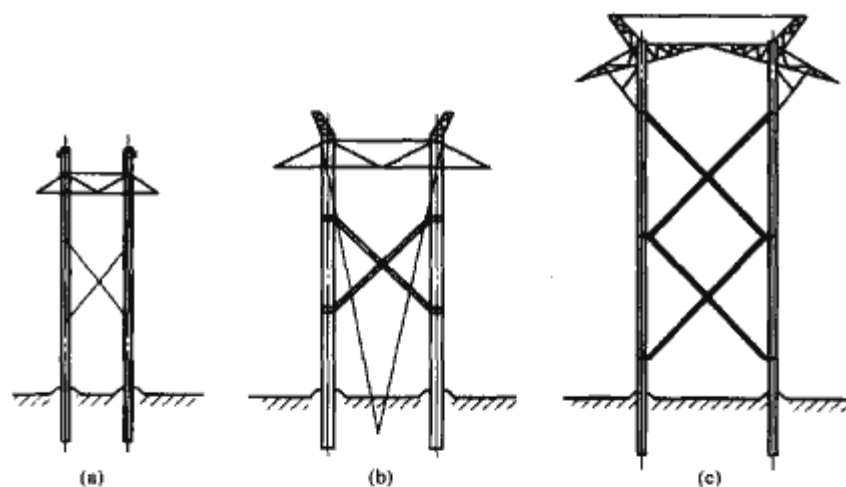


图 1.2-19 带叉梁的钢筋混凝土直线双杆  
(a) 110kV 直线双杆; (b) 220kV 直线双杆; (c) 330kV 直线双杆

在薄壁钢管内,经离心成型的空心复合构件,钢管壁厚为 3~5mm,离心后混凝土壁厚为 25~35mm。它可以充分发挥钢和混凝土两种材料的特性,并具有良好的共同工作性能。与钢筋混凝土电杆相比,在相同的承载力条件下可以减少截面尺寸、减少混凝土用具、减轻构件自重、方便施工安装、加工时可取消钢构件、其规格和长度不受限制、也不需要蒸汽养护,而且可以解决混凝土电杆的裂缝问题。该杆型已用于 110~220kV 输电线路。

3) 拔梢钢管电杆。主要用于向城市市区供电的 35~110kV 输电工程。虽然它的造价较高,但用在市区线路上,具有占地少、所需走廊窄等优点,且显得美观、挺拔、简洁,与城市环境较为协调。

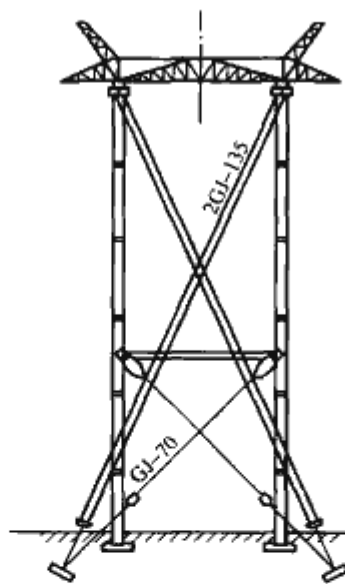


图 1.2-20 预应力混凝土双杆

(2) 铁塔。铁塔是高压输电线路常用的支持物，多用于 110~1000kV 输电线路。它大多采用热轧等边角钢，用螺栓连接成空间桁架结构。也有少量高塔用钢管加工成部段，两端用法兰盘、螺栓连接成钢管塔。也可采用冷弯壁异型钢作为塔材，铁塔一般采用热浸镀锌来防大气腐蚀。根据结构形式和受力特性，铁塔可分为拉线式铁塔、自立式铁塔和大跨越铁塔。

拉线式铁塔主要有上字形塔、门形塔、V 形塔、内拉门塔、揉索横担拉线塔等；自立式铁塔主要有上字形塔、鸟骨形换位塔、桥形换位塔、酒杯形塔、猫头形塔、干字形塔、羊角形塔、门形塔、内拉线门形塔、鼓形塔、伞形塔、蝶形塔、鼓形分支塔等；大跨越铁塔主要有酒杯形跨越塔、钢管跨越塔、钢筋混凝土跨越塔、多层拉线跨越塔。

1) 拉线式铁塔。由塔头、立柱和拉线组成。塔头和立柱一般由角钢组成的空间桁架构成，拉线一般用单根或双根高强度钢绞线组成。它的立柱能承受较大的轴向压力，拉线能承受很大的拉力，以抵抗水平荷载，但拉线系统十分可靠。接线塔能充分利用材料的强度特性，从而减少材料的消耗量。

近几年发展起来的悬索铁塔也是拉线式铁塔的一种，这种塔形特别适用于紧凑型线路。

常用的拉线式铁塔式如图 1.2-21~图 1.2-23 所示。

2) 自立式铁塔。自立式直线铁塔常用的塔型有上字形、猫头形、酒杯形，双回路铁塔常用六角形布置的鼓形及上、下层布置的蝶形。自立式耐张型铁塔常用的有酒杯形、干字形等。由于干字形塔的中相导线直接挂在塔身上，下横担的长度也比酒杯形塔的短，结构也比较简单。

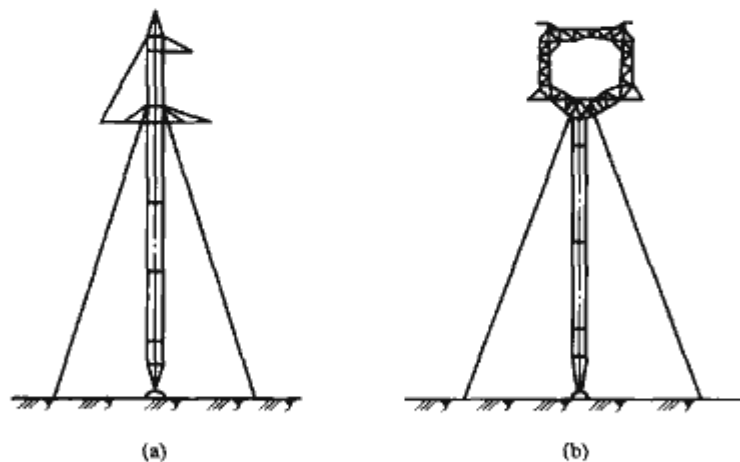


图 1.2-21 导线呈三角形排列的拉线式铁塔  
(a) 上字形拉线式铁塔；(b) 猫头形拉线式铁塔

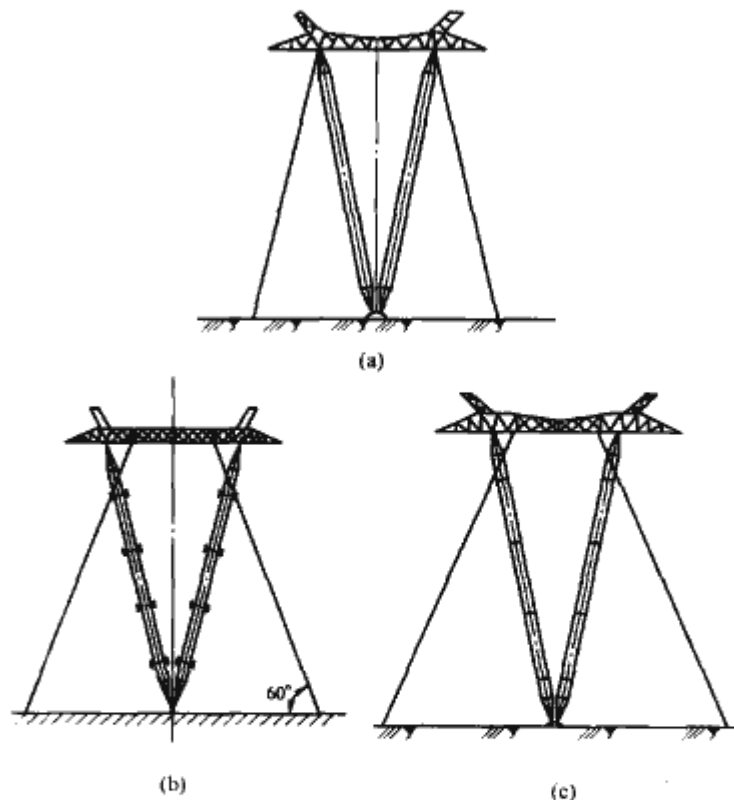


图 1.2-22 拉线 V 形铁塔  
(a) 220kV 拉线 V 形铁塔；(b) 330kV 拉线 V 形铁塔；  
(c) 500kV 拉线 V 形铁塔

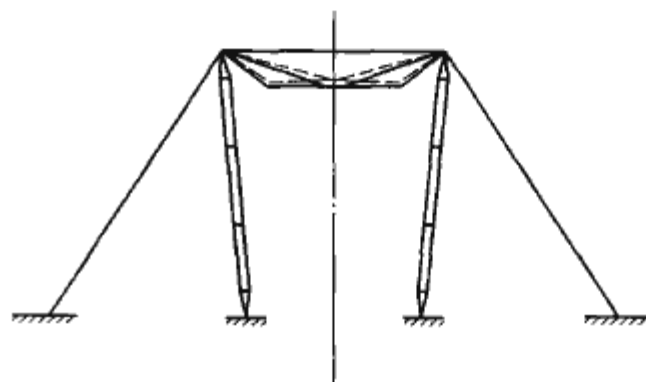


图 1.2-23 悬索铁塔

因而比较经济，是目前 220~1100kV 输电线路用的最多的塔型。

常用的自立式铁塔塔型如图 1.2-24~图 1.2-27 所示。

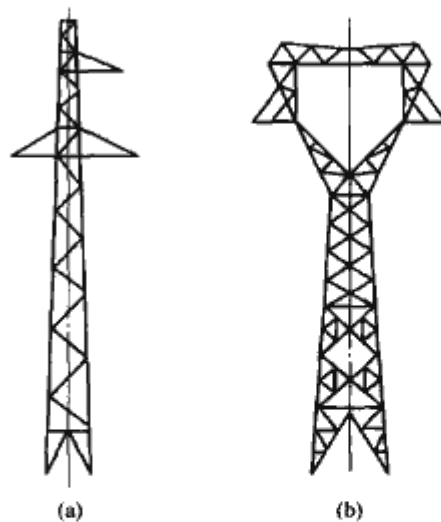


图 1.2-24 导线呈三角形排列的自立式铁塔  
(a) 上字形自立式铁塔；(b) 猫头形自立式铁塔

3) 大跨越铁塔。当送电导线要跨越大江大河等地形条件时，通常使用大跨越铁塔来架空导线。河流越宽，跨越的档距就越大，所需的杆塔就越高，特别是对跨越的水位越



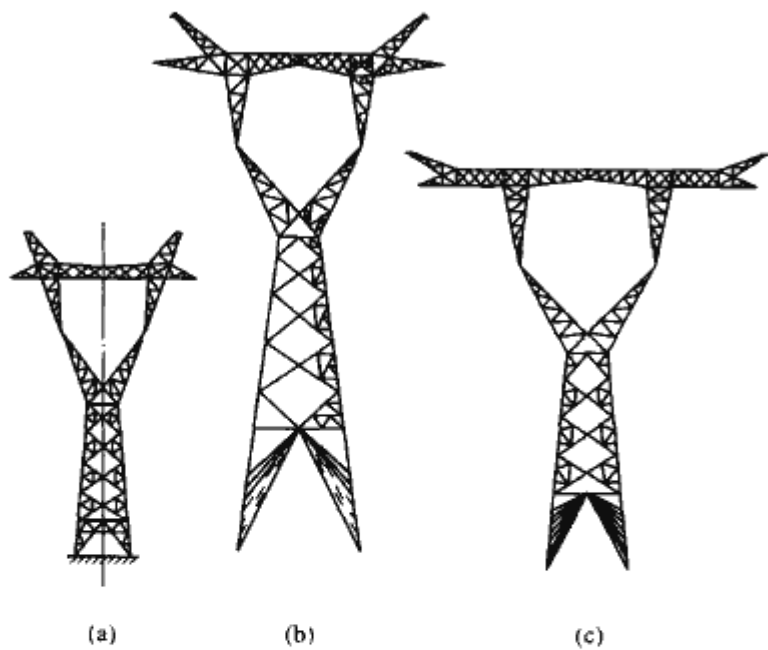


图 1.2-25 酒杯形自立式铁塔  
(a) 500kV; (b) 750kV; (c) 1000kV

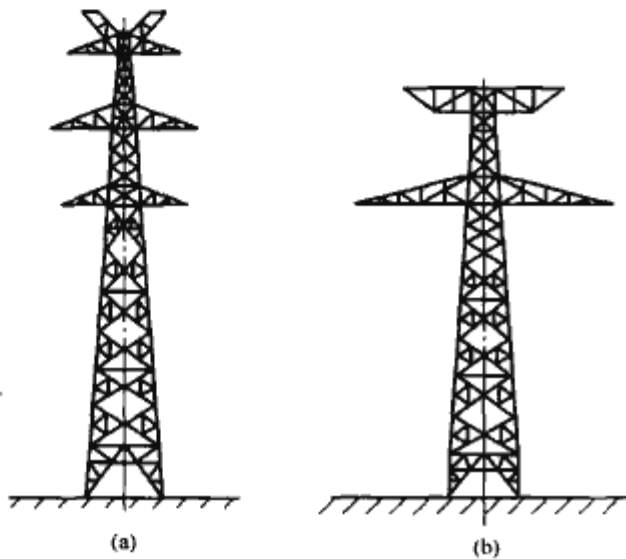


图 1.2-26 双回路自立式铁塔  
(a) 220kV 鼓形铁塔; (b) 220kV 蝶形铁塔

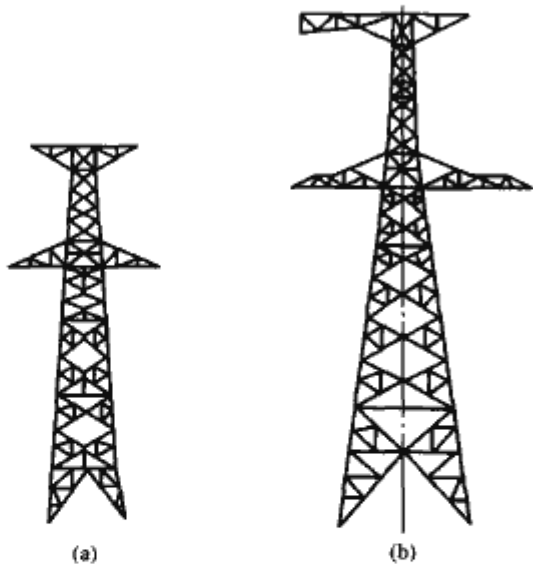


图 1.2-27 自立式十字形铁塔  
(a) 220kV; (b) 500kV

高、有通航要求的江河，所需的杆塔就更高，如图 1.2-28 所示。

5.1.2 杆塔的分类及其作用

杆塔的分类及其作用如表 1.2-26 所示。

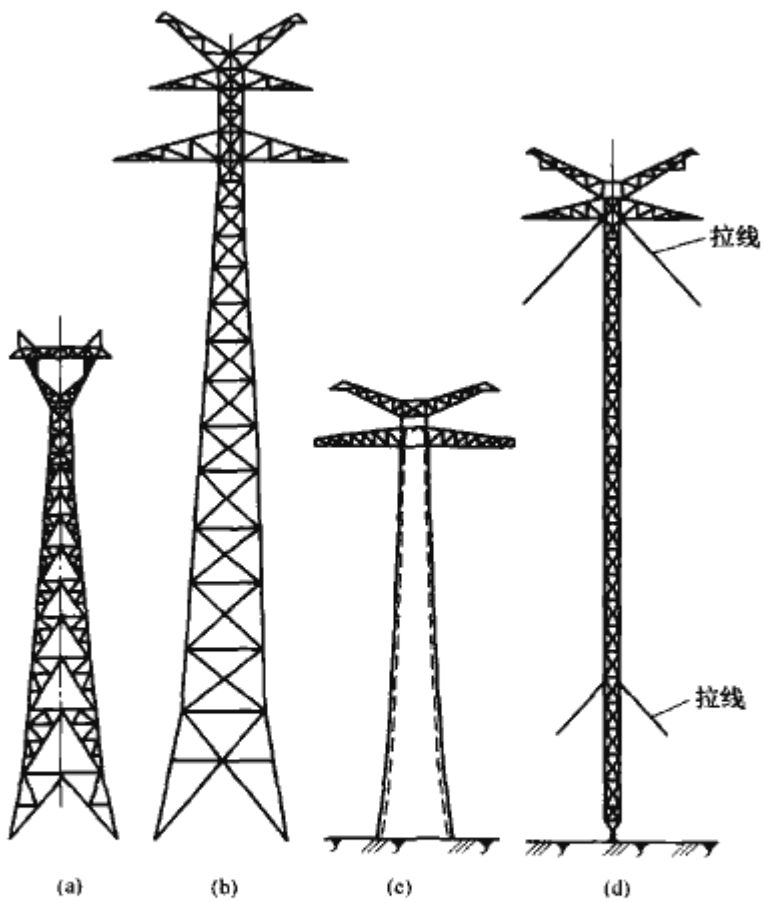


图 1.2-28 大跨越铁塔  
(a) 酒杯形跨越塔; (b) 钢管跨越塔; (c) 钢筋混凝土跨越塔;  
(d) 多层拉线跨越塔

表 1.2-26 杆塔的分类及其作用	
杆塔名称	杆塔的特点和作用
直线杆塔	用于线路耐张型杆塔之间的直线段上，主要承受线路的垂直荷载和横向花卉，并能承受一定的纵向力
转角杆塔	用在线路小转角处，转角一般不超过 20°、以悬式绝缘子串支持导线，绝缘子串有偏角，用它可延长耐张段的长度、降低工程造价
耐张杆塔	用在线路转角处或有特殊要求的地方，它可承受较大的横向荷载和纵向荷载，具有加强线路纵向强度、限制线路事故范围的作用，并可作为施工和检修时的紧线杆塔
换位杆塔	用在线路中需要改变导线相位的地方，它有直线型和耐张型两种形式
大跨越塔	用在线路跨越大河流、湖泊或海峡等地方。跨越档距大（一般在 1000m 以上）或塔的高度高时，导线选型或塔的设计需予以特殊考虑，并应自成一个耐张段。大跨越塔结构复杂，耗钢量和投资额都较高，目前国内大多采用组合构件铁塔、钢管塔或钢筋混凝土筒身、钢横担组合塔
终端杆塔	发电厂或变电所进出线的第一基杆塔，一般采用终端杆塔。这种杆塔的特点是需要承受导、地线的较大的纵向接力差

注 直线转角杆的转向不宜大于 15°。

5.2 杆塔荷载

5.2.1 杆塔结构荷载

作用在杆塔上的荷载按其性质可分为永久荷载和可变荷载。

(1) 永久荷载包括杆塔自重，导、地线和绝缘子串金具的重力及其他固定设备的重力。

(2) 可变荷载包括风荷载，导、地线和绝缘子串上的覆冰荷载，导、地线张力及施工、安装检修时的临时荷载。

5.2.2 风荷载的计算

(1) 风荷载分类。根据荷载在杆塔上的作用方向分为横向荷载、纵向荷载和垂直荷载。

1) 横向荷载包括杆塔及导线、地线的横向风压荷载，转角杆塔导线及地线的角度荷载。直线杆塔上导线、地线水平风力，转角杆塔导线、地线张力产生的水平横向分力。

2) 纵向荷载包括杆塔及导线、地线的纵向风压荷载，事故断线时的顺线路方向张力，导线、地线的顺线路方向不平衡张力，安装时的紧线张力等。导线、地线张力在垂直横担或地线顶架方向的分量。

3) 垂直荷载包括杆塔自重，导、地线、绝缘子（串）、金具及覆冰荷载的自重，安装检修人员及工具重力，使用拉线时由拉线产生的垂直分力。导线、地线和杆塔的重力。

(2) 导、地线风荷载的标准值。垂直于导、地线方向的风荷载为

$$\left. \begin{aligned} W_x &= aW_0\mu_z\mu_{sc}\beta_zdL_p\sin^2\theta \\ W_0 &= v_z^2/1600 \end{aligned} \right\} \quad (1.2-25)$$

式中： $W_x$  为垂直于导线及地线方向的水平风荷载标准值，kN； $a$  为风压不均匀系数，根据设计基准风速，按表 1.2-27 选取； $\beta_z$  为 500kV 线路及地线风荷载调整系数，仅用于计算作用于杆塔上的导线、地线风荷载（不含导线、地线张力弧垂计算和风偏角计算），其他电压等级的线路  $\beta_z$  取 1.0； $\mu_z$  为风压高度变化系数，如表 1.2-28 所示，一般可按地面粗糙度  $B$  计算； $\mu_{sc}$  为导线、地线的体形系数：线径小于 17mm 或覆冰时（不论线径大小） $\mu_{sc}$  应取 1.2，线径大于或等于 17mm 时， $\mu_{sc}$  取 1.1； $d$  为导线、地线的外径或覆冰时的计算外径，分裂导线取所有子导线外径的总和，m； $L_p$  为杆塔的水平档距，m； $\theta$  为风向与导线或地线方向之间的夹角，°； $W_0$  为基准风压标准值，kN/m<sup>2</sup>； $v_z$  为基准高度的风速，m/s。

(3) 杆塔风荷载的标准值为

$$W_s = W_0\mu_z\mu_{s1}\beta_zA_t \quad (1.2-26)$$

式中： $W_s$  为风向与杆塔塔面相垂直时，杆塔风荷载标准值，kN； $\mu_{s1}$  为构件的体形系数，环形截面钢筋混凝土杆为 0.7，圆断面杆件：当  $W_0d^2 \leq 0.002$  时为 1.2，当  $W_0d^2 \geq 0.0015$  时为 0.7，上述中间值按线性插入法计算，由圆断面杆件组成的塔架为  $(0.7 \sim 1.2) \times (1 + \eta)$ ，型钢（角钢、槽钢、工字钢和方钢）为 1.3，由型钢杆件组成的塔架为  $1.3 \times (1 + \eta)$ ； $d$  为圆断面杆件直径，m； $A_t$  为构件承受风压投影面积计算值，m<sup>2</sup>； $\eta$  为塔架背风面的风荷载降低系数，按表 1.2-29 选用； $\beta_z$  为杆塔风荷载调整系数，按表 1.2-30 选用。

表 1.2-27 风压不均匀系数  $a$  和导、地线风荷载调整系数  $\beta_z$

风速 $v$ (m/s)		$\leq 10$	15	$20 \leq v < 30$	$30 \leq v < 35$	$\geq 35$
$a$	计算杆塔荷载	1.00	1.0	0.85	0.75	0.70
	校验杆塔电气间隙	1.00	0.75	0.61	0.61	0.61
$\beta_z$	计算 500kV 杆塔荷载	1.00	1.00	1.10	1.20	1.30

注 对跳线等档距较小者的杆塔荷载计算， $a$  宜取 1.0。

表 1.2-28 风压高度变化系数  $\mu_z$

离地面或海平面高度 (m)	地面粗糙度类别					
	330kV 及以下杆塔			500kV 杆塔		
	A	B	C	A	B	C
10	1.21	0.88	0.63	1.11	0.80	0.57
15	1.34	1.00	0.74	1.22	0.91	0.67

续表

离地面或海平面高度 (m)	地面粗糙度类别					
	330kV 及以下杆塔			500kV 杆塔		
	A	B	C	A	B	C
20	1.43	1.10	0.83	1.31	1.00	0.75
30	1.58	1.25	0.97	1.44	1.14	0.89
40	1.69	1.37	1.09	1.54	1.25	0.99
50	1.78	1.47	1.19	1.63	1.34	1.09
60	1.86	1.56	1.28	1.70	1.42	1.17
70	1.93	1.64	1.36	1.76	1.49	1.24
80	2.00	1.71	1.44	1.82	1.56	1.31
90	2.05	1.77	1.51	1.87	1.62	1.38
100	2.10	1.84	1.57	1.92	1.67	1.44
150	2.32	2.09	1.85	2.12	1.91	1.69
200	2.49	2.29	2.08	2.27	2.09	1.89
250	2.62	2.46	2.27	2.39	2.24	2.07
300	2.74	2.61	2.44	2.50	2.38	2.23
350	2.74	2.74	2.60	2.50	2.50	2.37
$\geq 400$	2.74	2.74	2.74	2.50	2.50	2.50

- 注 1. A 类指近海海面、海岛、海岸、湖岸及沙漠地区。  
2. B 类指田野、乡村、丛林、丘陵以及房屋比较稀疏的中、小城镇和大城市郊区。  
3. C 类指有密集建筑群的大城市市区。

表 1.2-29 塔架背风面的风荷载降低系数  $\eta$

$A_t/A$ $b/a$	$\leq 0.1$	0.2	0.3	0.4	0.5	$> 0.6$
$\leq 1$	1.0	0.85	0.66	0.50	0.33	0.15
2	1.0	0.90	0.75	0.60	0.45	0.30

- 注 1.  $A$  为塔架的轮廓面积； $a$  为塔架迎风面宽度； $b$  为塔架迎风面与背风面之间距离。  
2. 中间值可按线性插入法计算。

表 1.2-30 杆塔风荷载调整系数  $\beta_z$

杆塔全高 $H$ (m)	20	30	40	50	60
单柱拉线杆塔	1.0	1.4	1.6	1.7	1.8
自立式铁塔	1.0	1.25	1.35	1.5	1.6

- 注 1. 中间值可按线性插入法计算；  
2. 对自立铁塔，表中数值适用于高度与根开之比为 4~6。

(4) 绝缘子串风荷载的标准值为

$$W_1 = W_0 \cdot \mu_z \cdot A_1 \quad (1.2-27)$$

式中： $W_1$  为绝缘子串风荷载的标准值，kN； $A_1$  为绝缘子串承受风压面积计算值，m<sup>2</sup>。

5.2.3 导、地线垂直力荷载与杆塔重力荷载

(1) 导、地线垂直荷载为

$$G = L_v P_1 n + G_1 + G_2 \quad (1.2-28)$$

式中： $L_v$  为杆塔垂直档距，m； $P_1$  为导、地线单位长度的重力，N/m； $G_1$ 、 $G_2$  为绝缘子串和防振锤的重力，N； $n$  为导、地线的根数。

直线塔的导、地线垂直力作用在横担中央，耐张型塔的导、地线垂直力分别作用在横担前后的悬挂点上。

(2) 杆塔重力荷载。根据经验取用，计算时分段作用在塔身或各部段的节点上。



### 5.2.4 安装荷载

(1) 直线杆塔。有一根地线或一相导线挂线作业, 包括提升导、地线和附加荷载以及锚线作业, 其余未架或已架情况的不利组合。

(2) 耐张型杆塔。导、地线和安装架设次序是自上而下逐相(根)架设的。对双回路或多回路杆塔, 当分期架设时, 要考虑在同一档内, 在杆塔一侧先架设一个或几个回路较为严重的情况; 当紧线作业时, 一般在导、地线悬挂横担端头处打上临时拉线, 以减小紧线时横担承受的纵向张力。

(3) 终端杆塔应按所有一侧导、地线已架或未架情况。计算各类杆塔强度的荷载, 根据不同受力情况, 采用下列荷载组合系数:

1) 运行情况为 1.0。

2) 断线(或纵向不平衡张力)情况: 对 220kV 及以上线路直线杆塔和各种电压等级的耐张、转角杆塔为 0.9; 110kV 及以下直线杆塔为 0.75。

3) 安装情况为 0.9。

4) 验算情况为 0.75。

## 5.3 杆塔结构的计算和构造

### 5.3.1 杆塔结构的设计方法

杆塔结构的设计方法有极限状态设计法、允许应力状态设计法和安全系数法。

(1) 极限状态设计法是以概率理论为基础, 以结构失效概率来定义结构的可靠度, 从而能较正确地反应结构的安全性, 达到安全、经济和适用的目的。杆塔结构的极限状态可分为下列两类:

1) 构件承载力极限状态。这是对应于结构或构件达到最大承载力或不适合于继续承载的变形。当结构或构件出现下列状态之一时, 即认为超过了承载能力的极限状态: 整个结构或构件作为刚体失去平衡(如倒塔等情况); 结构或连接材料强度超过其本身的承载能力而破坏(如螺栓被剪断、焊缝断裂、拉线金具被破坏, 杆件被拉断或压曲等情况); 结构转变为机动体系(如转动横担未达到规定值而转动, 拉线塔由于缺一组拉线使杆塔产生大的位移等); 结构或构件丧失稳定(如构件压曲破坏)。

2) 正常使用极限状态。这是对应于结构或构件达到正常使用或耐久性能的某项规定限值, 当结构或构件出现下列状态之一时, 即认为超过了正常使用极限状态: 影响正常使用或外观的变形(如塔的变形使电气间隙不能满足要求等); 影响正常使用或耐久性能的局部破坏(如混凝土电杆裂纹宽度超过限值, 基础正常危及杆塔及杆塔结构的安全等); 影响正常使用的振动(如圆断面杆件的风激振动等); 影响正常使用的其他特定状态。

(2) 允许应力状态设计法是输电杆塔结构设计常用的方法, 这种计算方法是将钢材的屈服强度除以系数 1.5, 以此值为钢结构设计选材采用的允许应力值, 用它来计算控制构件的强度限值。

(3) 安全系数法是将使用材料或构件的破坏强度除以规定的安全系数, 作为构件在长期荷载作用下具有的安全度。目前, 在钢筋混凝土电杆、拉线以及杆塔基础设计中普遍使用。

### 5.3.2 钢筋混凝土电杆的构造

钢筋混凝土电杆最常用的是用离心机生产的环形断面, 有等径杆与拔梢杆两种形式。等径杆为 300mm 和 400mm, 壁厚为 50mm, 为加工、运输方便, 电杆分段拼装, 定型杆

长有 4.5、6.0m 和 9.0m, 电杆接头用钢圈电焊或法兰盘螺栓连接。拔梢杆梢径有 150、190、230mm 和 270mm, 杆身坡度为 1/75, 分段定型杆长有 6.9m 和 12m, 壁厚为 50~60mm。普通混凝土电杆和标号通常不低于 C30, 配 I 级或 II 级钢筋。预应力混凝土电杆的标号不低于 C40, 用 IV 级高强度钢筋或 V 级高强度碳素钢丝(也有用冷拔低碳钢丝的)作为预应力, 脱模后, 使电杆产生压应力。因此, 预应力混凝土电杆, 在正常风荷载作用下, 杆表面不产生横向裂纹, 它比普通钢筋混凝土电杆风度大、省钢材, 并具有更好的耐久性。

(1) 不带拉线拔梢单杆。一般用于电压等级在 110kV 及以下, 导线截面为 LGJ-150 及以下, 地形平坦和丘陵的线路上, 单杆占地面积小、造价低、运行维护方便。杆进入地面以下深度为 2.5~3m 时, 常需设卡盘来满足电杆的倾覆稳定, 导线布置成上字形, 架空地线对导线的保护角在 30°以下。拔梢单杆的杆段选择是根据设计荷载的大小与杆模的规格选用, 国标 GB 4623—1984《环形预应力混凝土电杆》及 GB 396—1984《环形钢筋混凝土电杆》中列有各种不同杆段系列。

为了减少单杆断导线时的弯扭作用力, 在 110kV 及以下的线路上, 可用转动横担或变形横担, 起动力需满足运行、施工的要求, 一般选用 2~3kN。

(2) 门形双杆。自立式门形双杆有带叉梁和不带叉梁两种形式。不带叉梁的用于 35kV 线路, 带叉梁的可承受较大的横向外荷载。这种杆型占地少、运行方便, 正常风荷载由杆身承受, 事故断导线要考虑地线的支持作用, 以减小杆根部的弯矩, 满足断导线情况下的纵向强度的要求。在 110~330kV 线路工程中得到了广泛的应用。

(3) 拉线杆。带拉线的单杆或双杆由拉线承受作用于杆上的横向和纵向荷载, 杆身承受压力及部分弯矩, 具有较好的经济性, 但拉线占地面积大, 亦增加征地费用及施工和运行维护的工作量。

拉线是用高强度钢绞线组成的, 两端用定型的楔形线夹或压接金具固定, 下端装设可调节松紧的装置。拉线与电杆的连接用抱箍固定, 电杆浅埋, 深度一般不超过 1.5m, 不设卡盘。

带接线的钢筋混凝土电杆的长细比不宜超过下列数值:

钢筋混凝土直线杆为 180;

预应力混凝土直线杆为 200;

耐张转角和终端杆为 160。

### 5.3.3 铁塔的构造和选材

铁塔大多采用四边形结构, 即方形或矩形, 由若干片桁架组成空间立体结构。它可分解成若干片平面桁架, 按静定结构进行内应力分析, 略去空间桁架相互传力的作用, 因此是一种近似的分析方法。它对多数较简单的铁塔(如上字形塔、干字形塔、双回路鼓形塔等)所引起的误差不大, 因此, 它仍是一种简单而实用的分析方法, 被广泛应用于工程设计中。但对较复杂的结构形式(如酒杯形塔、猫头形塔等), 由于实际传力分配十分复杂, 分解成平面桁架结构分析时, 必须引进一些假设, 这就影响了计算的精度。20 世纪 70 年代以后, 国内输电线路铁塔结构开始用计算机进行计算, 用空间桁架有限元法编制铁塔计算程序, 能计算各种复杂的铁塔结构形式, 大大提高了设计的效率和计算的精确度, 使设计, 选材更为合理。

(1) 塔架腹杆。塔架一般由四片桁架组成, 前后、左右对称, 塔身腹杆的布置形式由视塔的外荷载大小和塔身宽度



来确定。塔架的各种腹杆包括：

1) 单腹杆。常用在 110kV 及以下的铁塔，结构尺寸较小；拉线塔立柱也常用单腹杆布置。

2) 双腹杆。它是铁塔结构常用的腹杆形式。如果腹杆仅承受拉力，可用柔性材料（圆钢）；如果腹杆既要承受压力，又承受拉力，则用刚性腹杆。为减小腹杆的支承长度，一般在腹杆的中间加一些辅助材支撑，以减小构件的长细比，提高抗压承载力，但辅助材要具有一定的强度和刚度，其承载力不低于 2% 的主材内力。

3) K 形和倒 K 形腹杆。当铁塔塔身宽度较大时，常用这种腹杆形式。

4) 混合腹杆。塔身自上而下，按塔的高度及受力大小，上部塔身窄，下部塔身宽。为合理布置腹杆适应不同部位、不同受力的需要，综合使用各种不同的腹杆形式，用计算机进行多方案比较，优选最为经济、合理的腹杆布置形式，以达到最佳经济效果。

各种腹杆形式如图 1.2-29 所示。

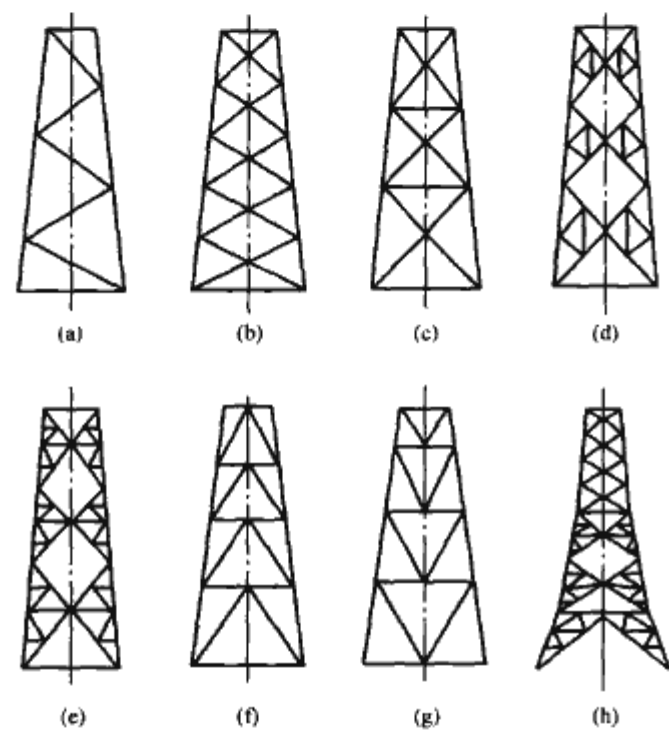


图 1.2-29 塔架的各种腹杆形式

(a) 单腹杆；(b) 双腹杆；(c) 柔性腹杆；(d)、(e) 有辅助杆的双腹杆；(f) K 形腹杆；(g) 倒 K 形腹杆；(h) 混合腹杆

(2) 横隔。塔身设置横隔的作用是使各片桁架组成一个几何形状不变的塔架。同时为了传力的需要，每隔一定的高度需设置横隔，以增加截的整体刚度。塔身与导线横担、地线支架连接处，以及塔身变陡处，塔腿上部等部位均需设置横隔，横隔必须是一个几何形状不变的体系，常用的横隔形式如图 1.2-30 所示。图 1.2-30 (a)、(b)、(c) 中的横隔用于塔身尺寸较小的部位，其中图 1.2-30 (b) 的横隔适用于矩形截面的塔身，图 1.2-30 (c) 的横隔中的十字撑杆可以是刚性的，也可用柔性拉杆，图 1.2-30 (d)、(e)、(f) 的横隔用于较宽的塔身，图 1.2-30 (g) 的横隔用于更宽的塔身。

(3) 塔的呼称高与接腿。根据地形和跨越各种障碍物的需要，同一种类型的铁塔需要有好几种不同的高度，一般是定一个标准呼称高度，即杆塔下横担下缘到设计地面的竖直距离。呼称高公式如下

$$H = \lambda + f_{\max} + h + \Delta h \quad (1.2-29)$$

式中： $\lambda$  为悬垂绝缘子串长度，m； $f_{\max}$  为导线最大弧垂，m； $h$  为导线最大弧垂时至地面的最小距离，m； $\Delta h$  为施工

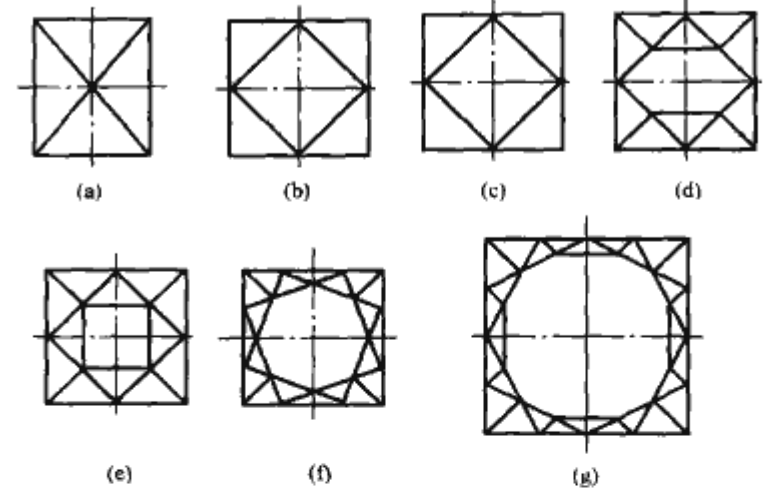


图 1.2-30 铁塔各种横隔形式

(a) 交叉横隔；(b) 方形横隔；(c) 十字撑杆加方形横隔；(d) 有辅助撑杆的方形横隔；(e) 有辅助撑杆的方形横隔；(f)、(g) 混合形横隔

裕度，m，考虑地形断面测绘误差和安装导线的施工误差如表 1.2-31 所示，一般对 110kV 及以下线路，档距 200~500m 时可取  $\Delta h = 0.5 \sim 0.7m$ 。

表 1.2-31 杆塔的呼称高

线路电压等级 (kV)	35~60	110	154	220	500
钢筋混凝土电杆的呼称高 (m)	12	13	17	21	—
铁塔的呼称高 (m)	—	15~18	18~20	23	—

塔腿常用 K 形腹杆布置，便于等高腿和不同长短腿的连接，如图 1.2-31 所示。

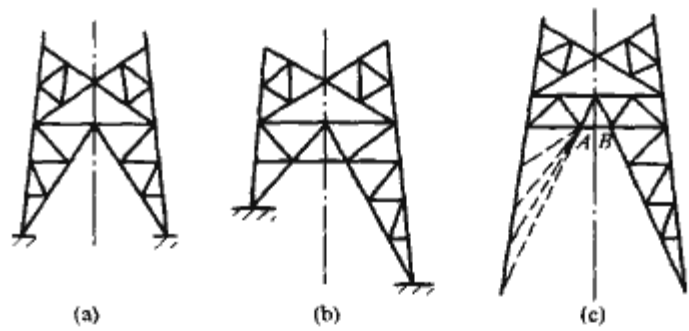


图 1.2-31 塔腿腹杆布置图

(a) 等高腿；(b) 长短腿；(c) 混合型

图 1.2-31 (c) 适用于方塔，根据塔基面的地形，铁塔的四个腿可使用不同高度的长短腿，安装组合较为方便，使基面可以少开或不开土方，保持原来的地形、地貌和植被。

(4) 铁塔杆件的截面选择。

1) 材质与使用应力。我国输电线路铁塔使用的材质，主材常用 16Mn 钢，腹杆、横隔材用 Q235 钢。这是因为主材压杆稳定合适的长细比在 40~80 之间，16Mn 钢可以充分利用屈服强度高的特性，选材较经济。塔材一般选用等边角钢，大跨越塔有采用钢管的，因钢管是圆形截面，能减小风荷载。对高塔而言塔身风荷载是主要荷载，钢管塔能降低钢材用量，但钢管成本及加工安装费用高，只有在合适的条件下，通过技术经济比较决定是否采用。16Mn 钢和 Q235 钢的允许应力表如表 1.2-32 所示。

表 1.2-32 钢材的设计允许应力 MPa

材料	拉应力	压应力	弯曲应力	切应力	孔壁压应力
Q235 钢	160	160	160	100	255
16Mn 钢	230	230	230	140	360

注 表中钢材孔壁压应力适用于构件螺栓端距为 1.5d (d 为螺栓直径)。



2) 构件的允许长细比。铁塔构件的长细比不宜超过下列数值:

铁塔塔身及横担受压主材为 150;

塔腿受压斜材为 180;

其他受压材为 220;

辅助材为 250;

受拉材为 400。

经预拉力的拉杆可不受长细比限制。

接线铁塔立柱长细比不宜超过下列数值:

单柱拉线铁塔为 80;

双柱拉线铁塔为 110。

### 5.3.4 铁塔构件的连接及电杆接头的连接

(1) 铁塔构件的连接材料。

1) 螺栓连接。为便于组装铁塔构件,采用分段螺栓连接,每一连接处取用螺栓的直径大小及数量多少,根据每个构件受力大小,分别按受切、受拉、构件的孔壁挤压等情况计算选用。铁塔螺栓通常采用 4.8、5.8、6.8 级的普通粗制螺栓,螺栓直径选用 M16mm、M20mm、M24mm 三种。

2) 电弧焊接。16Mn 钢焊接用 E5015、E5016、E5018 焊条, Q235 钢焊接用 E4315、E4316 焊条。焊缝所需要的长度和高度由构件受力大小计算而定。螺栓和焊缝的基本允许应力如表 1.2-33 所示。

表 1.2-33 螺栓和焊缝的基本允许应力 MPa

连接材料		拉应力	压应力	切应力
粗制螺栓	4.8 级	130		110
	5.8 级	160		140
	6.8 级	190		160
E4315、E4316 焊条	对接焊缝	140	140	100
	贴角焊缝	110	110	110
E5015、E5016 焊条	对接焊缝	200	200	160
	贴角焊缝	160	160	160

(2) 钢筋混凝土电杆连接。是由预埋在电杆中的钢板圈上、下焊接而成,或用法兰盘螺栓连接,但法兰盘制造成本高,只有在现场焊接有困难的山区才使用。

## 5.4 杆塔基础

### 5.4.1 基础分类

输电线路杆塔基础分为电杆基础、铁塔基础、拉线基础。选用的基础形式应根据杆塔形式、沿线地形、工程地质、水文,以及施工、运输等条件,结合造价比较综合考虑确定。按其施工工艺、地质类别可分为以下几类:

(1) 开挖式现浇基础。这类基础有纯混凝土基础和钢筋混凝土基础。钢筋混凝土基础的立柱有直立式和斜柱式,底板有刚性和柔性,刚性底板不配钢筋,做成台阶式,柔性底板需配筋做成板式,如图 1.2-32 所示。

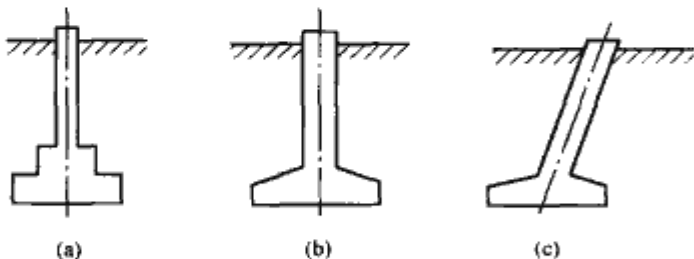


图 1.2-32 钢筋混凝土基础

(a) 刚性基础; (b) 柔性基础; (c) 斜柱基础

直柱基础塔脚传递横向及纵向水平力较大,相应混凝土体积及配筋量较多。计算时不考虑立柱侧向土抗力,立柱配

筋按悬臂柱计算。

而斜柱基础的特点是立柱倾斜,塔腿轴向拉力或压力由斜柱承受,塔脚传给基础的横向及纵向水平力大为减小,立柱受弯矩小,因而斜柱基础钢筋及混凝土量较直柱基础的小,是铁塔基础比较经济的一种形式。但斜柱施工工艺较复杂,需设置定向模板。

斜柱与塔脚的联结固定有两种方式:主材直插式和地脚螺栓埋入式。直插式可以省去较重的塔脚板,减轻基础的用钢量,但安装精度要求高;地脚螺栓埋入式,塔底部有塔脚板,由于立柱是倾斜的,地脚螺栓真放时,一端要火曲。

(2) 装配式基础。将工厂或工地加工厂预制的钢筋混凝土构件或钢组合部件,在基坑内现场装配成整体结构,然后回填夯实。制作单个构件尺寸大小要视运输部件的质量、交通工具运输能力及施工道路等情况而定,如图 1.2-33 所示。

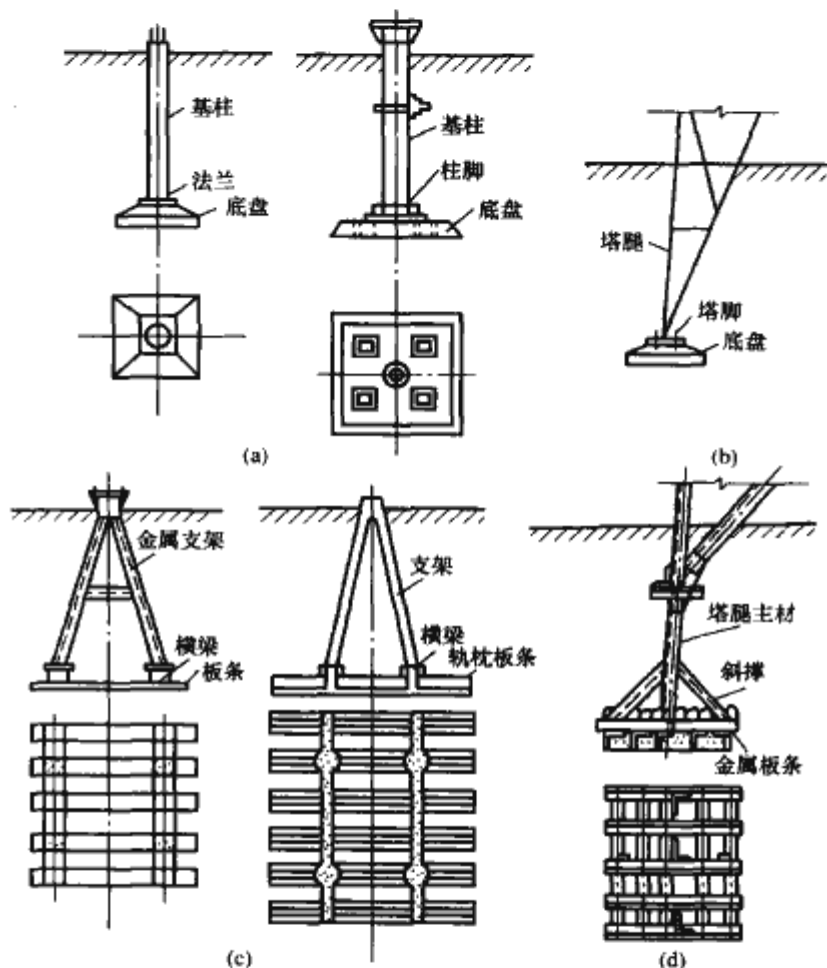


图 1.2-33 各类装配式基础形式

(a) 直柱单盘型; (b) 塔腿埋入型; (c) 角锥支架型; (d) 金属基础

(3) 桩式基础。桩式基础分为深桩基础和浅桩基础。深桩基础用于跨越河流,建立在河滩或河床内,基础顶面应高出最高洪水位,有一定的抗冲刷能力,桩柱的嵌固深度应大于 15m。深桩基础分为灌注桩基础和打桩基础(应用困难)。

浅桩基础的柱长应为 4~10m,用于地质条件较差的流沙、沼泽、泥水地带的塔位。浅桩基础有灌注桩基础、打桩基础、扩桩基础和岩石锚桩基础,其中扩桩基础又分为爆扩桩基础和机扩桩基础。

1) 灌注桩基础用专门的机具钻(或冲)成较深的圆孔,以水头压力和泥浆护壁,成孔后放入钢筋笼,在水下浇注混凝土深桩基础,适用于跨河流地下水位较高的塔位,如淤泥、饱和沙土、流沙、有洪水冲刷等软弱地基,以及施工难以开挖成型的地基,如图 1.2-34 所示。

2) 打桩基础是把一定数量的桩打入地基,桩的入土深度一般在 4~10m,一般用桩锤打入地基,以增强基础的承载能力,解决流沙坑等不好施工的问题。打桩的方法有

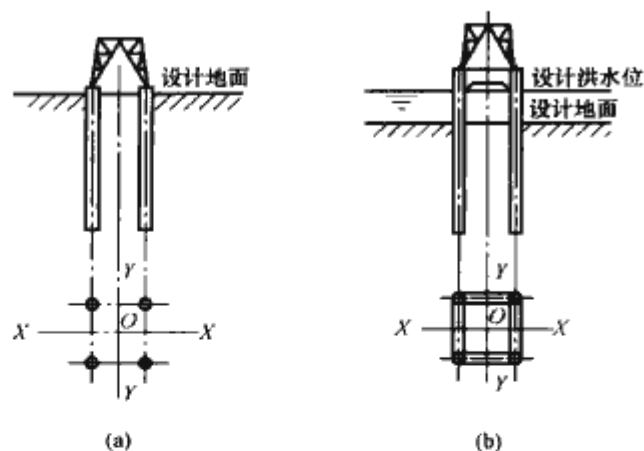


图 1.2-34 灌注桩基础

(a) 低单桩；(b) 高桩带连梁框架

自由落锤打桩法及机械法。自由落锤打桩法如图 1.2-35 所示。

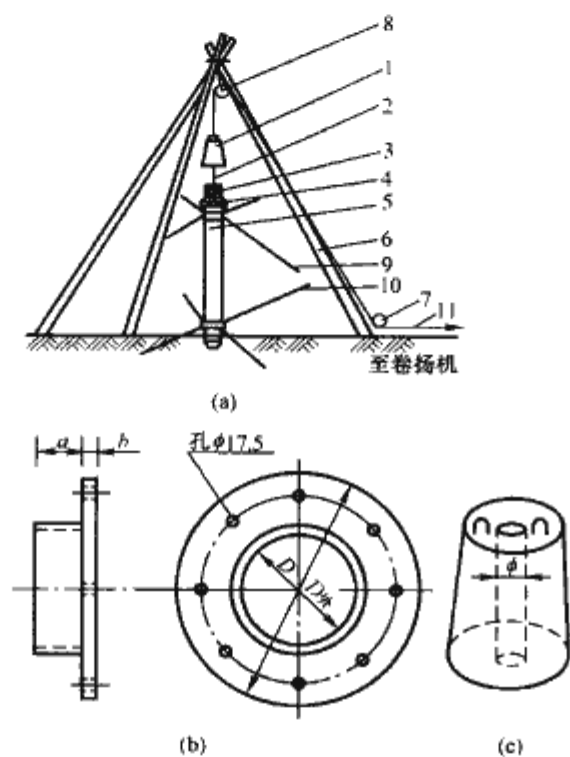


图 1.2-35 自由落锤打桩法

(a) 布置图；(b) 桩帽；(c) 桩锤

1—桩锤；2—桩杆；3—桩垫；4—桩帽；5—桩身；6—木杆；  
7、8—滑轮；9、10—控制拉线；11—牵引

3) 扩桩基础是把钢筋骨架放置于机械或人工掏挖扩底的圆形土胎内，然后浇灌混凝土，以原状土土体抵抗基础上拔。这种基础能充分发挥原状土的特性，抗拔、抗压承载能力强，并能抗较大的水平力。

这类基础特点是：

- a. 与同类型开挖式现浇基础相比，能节约钢筋混凝土材料，降低造价。
- b. 能加快施工进度，提高工效，掏挖成型后不需支模板，并不用回填土。
- c. 由于基坑不用大开挖，塔基周围土坡植皮不被破坏。掏挖扩底式基础适用于土质较好，能掏挖成型的可塑性黏土和亚黏土、黄土，如图 1.2-36 所示。

4) 爆扩桩基础。将钢筋骨架与搅拌好的混凝土放入由炸药爆扩成型的土胎内，由于桩底爆扩成大头，挤压坚实、基础抗拔性能好，同时扩大头接触的持力层为一空间曲面，下压承载力大，这种基础爆扩成型的正确与否与土质、施工工艺有很大的关系，通常只能在有施工经验的情况下使用，如图 1.2-37 所示。

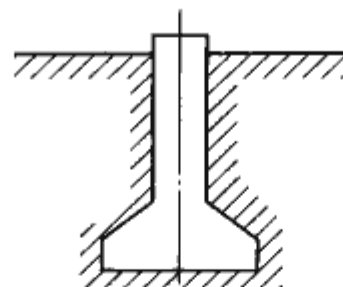


图 1.2-36 扩底桩基础

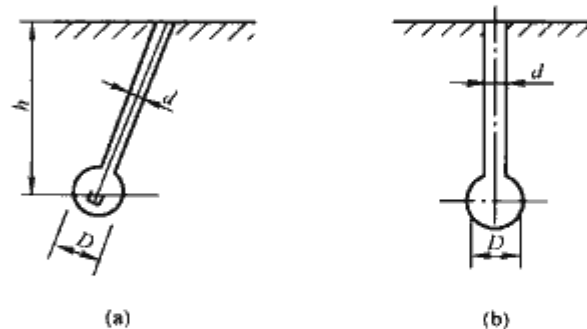


图 1.2-37 爆扩单桩基础形式

(a) 拉线基础；(b) 电杆基础、铁塔基础

5) 岩石锚桩基础把锚筋直接锚固于岩石孔内，凭着岩石本身、岩石与砂浆间和砂浆与锚筋间的接合力，抵抗上部结构传来的外力，以保证杆塔结构的稳定。它具有良好的抗拔性能，基础上拔与下压变形小，适用于覆盖土层较浅，或岩石露头的基岩。根据岩石风化程度的不同，分别选用不同的基础形式，如图 1.2-38 所示。

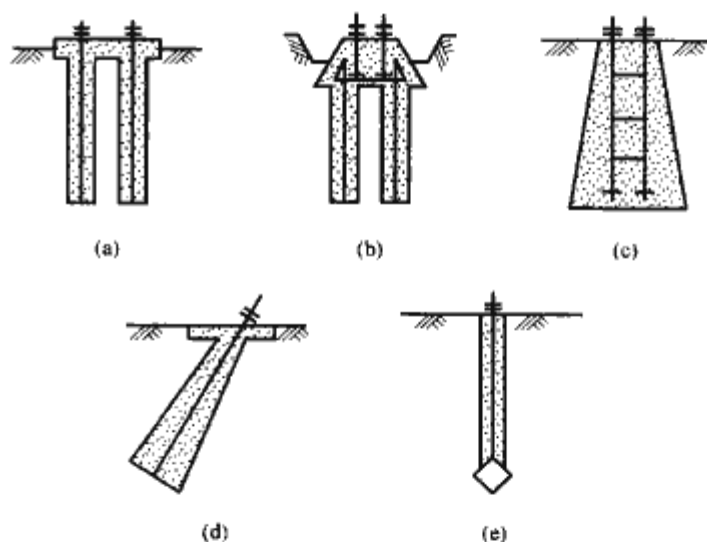


图 1.2-38 岩石锚桩基础

(a) 直锚式；(b) 承台式；(c) 岩固式；  
(d) 拉线式；(e) 自锚式

#### 5.4.2 基础设计要点

(1) 杆塔基础承受上拔、下压和倾覆荷载时，若地质条件合适，施工工艺能保证时，应尽量采用原状土类型的基础，以提高承载力，减小变形。

(2) 基础设计必须保证地基的稳定性和结构的强度，对大跨越塔和处于弱地基的终端塔的基础应进行地基变形验算，并使地基变形控制在允许范围内。

(3) 开挖式基础的回填土按已夯实土考虑，即基坑回填土夯实程度已达到现行施工规范中要求的夯实标准。

(4) 对计算基础上拔、下压和倾覆稳定时，地的物理力学指标的选取，要考虑杆塔基础地质条件的分散性和季节性的影响。

(5) 基础设计如遇地下水，应考虑地下水位季节性的变化，位于地下水位以下、混凝土和土壤的容重，应按浮容量



考虑。

(6) 如果周围地下水、环境水和土壤对基础材料有腐蚀影响,应根据腐蚀强弱程度,采用相应的防护措施。

(7) 对湿陷性黄土、高压季节性冻土和膨胀土的杆塔基础,要参照有关规程要求进行处理。

(8) 对饱和沙土和饱和轻亚黏土地基的重要跨河高塔,当地震烈度在 8 度及以上时,应验算地基地震液化的可能性,并采取相应的抗震设防措施。

6 线路设计与走廊选择

6.1 空气间隙的确定

6.1.1 带电部分对杆塔构件的空气间隙

在风力作用下,绝缘子串摇摆,带电的导线及金具与接地的杆塔构件(包括拉线、脚钉等)之间的空气间隙,应能耐受各种电压而不击穿。如图 1.2-39 所示,  $\theta_1$ 、 $\theta_2$ 、 $\theta_3$  和  $S_1$ 、 $S_2$ 、 $S_3$  分别为运行电压、操作过电压及雷电过电压下的摇摆角和要求的空气间隙。在海拔不超过 1000m 的地区,空气间隙不应小于表 1.2-34 列的数值。在上述三种电压下的摇摆角可按式计算

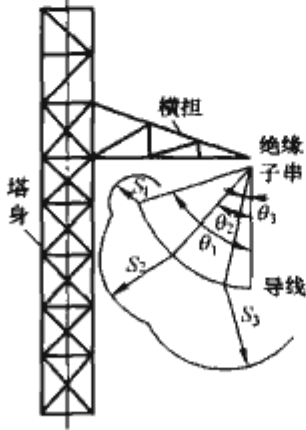


图 1.2-39 铁塔间隙图

$$\theta = \arctan \left( \frac{G_{pt}/2 + L_{pi}}{G_w/2 + L_w} \right) \quad (1.2-30)$$

式中:  $G_{pt}$ 、 $L_{pi}$  为在上述三种电压相应计算风速作用下,绝缘子串和导线所受的风荷载  $N$ ;  $G_w$ 、 $L_w$  为绝缘子串和导线所产生的重力,  $N$ 。

表 1.2-34 带电部分与杆塔构件的最小间隙 m

线路电压 (kV)	35	110	220	330	500
运行电压下 $S_1$	0.10	0.25	0.55	1.00	1.25
操作过电压下 $S_2$	0.25	0.70	1.45	2.20	2.70
雷电过电压下 $S_3$	0.45	1.00	1.90	2.60	3.70

在海拔超过 1000m 的地区,海拔每增高 100m,  $S_1$  和  $S_2$  一般可按表 1.2-34 的数值增大 1%,  $S_3$  按绝缘子串的片数相应增大。污秽地区间隙一般不需增大。

在确定杆塔头部尺寸时,还应满足带电作业的要求。

6.1.2 档距中央的空气间隙

杆塔上导线的布置决定了档距中央不同相导线之间的距离。要求当导线不同步摆动时,档距中央不同相导线之间在正常运行电压下不被击穿。根据我国的运行经验和国外的有关经验,当档距在 1000m 以下时,导线水平相间距离  $D$  一般可按式计算

$$D = 0.4L_k + \frac{U_N}{110} + 0.65 \sqrt{f_m} \quad (1.2-31)$$

式中:  $L_k$  为悬式绝缘子串长度, m;  $U_N$  为额定线电压, kV;  $f_m$  为导线最大弧垂, m。

当导线垂直布置时,垂直相间距离一般采用式 (1.2-31) 计算值的 75%,其垂直相间距离不应小于表 1.2-35 所列数值。

表 1.2-35 使用悬垂绝缘子串的杆塔的最小垂直相间距离

线路电压 (kV)	35	110	220	330	500	750
垂直相间距离 (m)	2.0	3.5	5.5	7.5	10.0	14.0

覆冰地区上下层导线间和导、地线间应有一定的水平距离,以防止在脱冰过程中发生碰线闪络。

6.2 防雷保护与接地

架空输电线路暴露在大气中,并有相当的高度,会使雷电电场畸变,易遭雷击。可能会引起绝缘闪络的途径如下:雷击杆塔顶部或杆塔附近的地线,引起反击造成杆塔对导线的闪络;架空地线保护失效,雷电击中导线,称为绕击,造成空气间隙或绝缘子串闪络;雷击档距中央的架空地线,造成导、地线间空气绝缘的反击击穿。

防雷保护的任务就是根据线路的重要性、雷电活动的强度、地形、地质和大气条件,在充分研究当地运行经验的基础上,经济合理地提出有效的防雷措施,降低雷击跳闸率,保证电力网的安全运行。架空线路的防雷措施有:

(1) 架设架空地线。330kV 及以上线路应沿全线架设双地线;220kV 线路应沿全线架设地线,山区宜架设双地线;110kV 线路一般沿全线架设地线,在雷电活动特殊强烈的地区宜用双地线;35kV 线路一般沿全线架设地线。

(2) 地线对边导线的保护角。500kV 线路一般不大于 15°,山区采用 10°左右;330、220kV 及 110kV 双地线线路采用 20°左右,山区单地线一般采用 25°左右;重冰区为防止脱水过程中导、地线碰线短路,保护角可以增大至 30°。杆塔上两根地线间的距离,应不超过导线与地线间垂直距离的 5 倍。

(3) 根据运行经验,对一般档距,15℃无风时,档距中央导、地线间的距离  $S$  (m) 应符合下式要求

$$S = 0.012l + 1 \quad (1.2-32)$$

式中:  $l$  为档距长度, m。

(4) 用架空地线保护导线免遭直接雷击,但不能全部屏蔽,保护失效所占的比率就是绕击率。与杆塔高度、保护角、地形、地质条件等有关。在多雷地区为防止绕击,特别在高的山头上立塔,尽可能降低杆塔高度,适当减小保护角。

(5) 有架空地线的线路,应具有一定的耐雷水平。雷击杆塔顶部时,导线绝缘子串上所承受的电压其最大值为

$$U_i = \left[ \beta \left( IR_{ch} + L_{gt} \frac{dI}{dt} \right) + h_{av} \frac{dI}{dt} \right] (1 - k) \quad (1.2-33)$$

式中:  $\beta$  为杆塔分流系数;  $I$  为雷击杆塔顶部总的雷电流, kA;  $R_{ch}$  为杆塔冲击接地电阻,  $\Omega$ ;  $L_{gt}$  为杆塔电感,  $\mu H$ ;  $h_{av}$  为导线平均高度, m;  $k$  为导、地线间的耦合系数,决定于导、地线的几何尺寸及其排列位置,并考虑电晕的增大效应;  $t$  为时间, s。

取绝缘子串 50% 正极性冲击放电电压  $U_{50\%}$  等于  $U_i$ ,就可求得雷击杆塔顶部的耐雷水平。耐雷水平越高,运行就可靠。各电压等级有架空地线的线路,耐雷水平一般不宜低于表 1.2-36 所列数值。



表 1.2-36 有架空地线的线路的耐雷水平

额定电压 (kV)	35	110	220	330	500
耐雷水平 (kA)	20~30	40~75	80~120	100~140	120~180

(6) 杆塔接地电阻的大小,对耐雷水平,特别是一般高度的杆塔具有决定作用。按不同土壤电阻率在雷季干燥时的接地电阻不宜超过表 1.2-37 所列数值。在土壤导电性差的地区,雷电流幅值降低,因此,接地电阻可相应增加。在现场测量冲击电阻有困难时,可根据换算关系,用工频电阻值表示。

表 1.2-37 有架空地线杆塔的工频接地电阻

土壤电阻率 $\rho$ ( $\Omega \cdot m$ )	$\rho \leq 100$	$100 < \rho \leq 500$	$500 < \rho \leq 1000$	$1000 < \rho \leq 2000$	$\rho > 2000$
接地电阻 ( $\Omega$ )	10	15	20	25	30

(7) 线路绝缘属自恢复绝缘,因此,应采用重合闸作为有效的防雷措施,防止供电中断。

(8) 在多雷和高土壤电阻率地区,采用接地耦合线,提高耐雷性能,一般可降低雷击跳闸率 40%~50%。

(9) 在雷害频发的杆塔上,安装合成绝缘外壳有间隙的氧化锌避雷器进行保护。

## 6.3 电晕及电晕损失

### 6.3.1 电晕

电晕是带电体附近空气在电场作用下,产生电离的现象。当带电体表面的电场强度超过空气的击穿强度时,电晕电流显著增加,一般称此时的电场强度为电晕临界电场强度,相应的电压称为电晕临界电压。

电晕临界电压不仅与带电体表面电场强度及其不均匀程度有关,还与带电体周围的空气状态、电压的类型以及带电体的材料等有关。在输电线路可能产生电晕的部位主要是导线。相导线的结构、子导线的直径、绞线中股线的股数和股径、导线表面的光滑和脏污程度都是影响电晕临界电压的内在因素,导线周围的空气密度、风、湿度、雨、雪、霜等则是影响电晕临界电压的外部因素。

导线表面有时在运输或施工过程中受损伤而出现棱角和毛刺,或者局部粘附某些污秽微粒,都会导致导线表面电场强度的局部畸变,使导线产生局部电晕,乃至刷形放电。这种局部电晕往往是无规律的,也是不稳定的。导线在运行中受到风吹雨打和局部放电时受到离子的轰击,棱角和毛刺会受到磨蚀,表面变得较光滑,呈现老化效应。

电晕可产生光、可听噪声、对无线电及有线电信的干扰、臭氧及其他生成物,诱发导线振动,影响生态环境和造成电能损耗等。电晕还有可能加速金属的腐蚀和绝缘体的老化。

高海拔地区的输电线路,由于空气密度减小和坏天气(雾天、霜天、雪天)的增多,降低了电晕临界电压。此外,升压线路如原有导线不变,其导线表面电场强度随运行电压的升高而成正比地增加。因此,对于高海拔地区和升压线路,更需注意导线能否满足电晕要求。

### 6.3.2 导线电晕临界电场强度

导线电晕临界电场强度(峰值 kV/cm)可按式计算

$$E_0 = 30.3m\delta^x \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{r_0\delta}}\right) \quad (1.2-34)$$

式中:  $m$  为导线表面系数;  $r_0$  为导线半径, cm;  $\delta$  为相对空气密度;  $x$  为指数,一般取 0.5~1.0。

导线表面系数  $m$  是该导线的电晕临界电压与同外径光滑圆管的电晕临界电压之比。对于绞线来说,  $m$  除与导线外径和导线表面粗糙度有关外,还与导线外层的股数和股径有关。在制造过程中的绞合紧密程度和运输安装过程中的磨损情况也有较大影响。根据国内外的经验数据,钢芯铝绞线的  $m$  为 0.82~0.9,在工程中按具体情况选用。

### 6.3.3 电晕损失

凡电晕引起的通过光、热、声等各种形式释放的能量均属电晕损失。三相线路的年平均电晕损失一般不会超过线路电阻损失的 10%~20%。

电晕损失是导线几何尺寸、导线表面电场强度、线路电压和天气条件的函数。根据测试,电晕损失受天气影响很大,超高压线路在好天气时的电晕损失功率每千米几千瓦,在最恶劣天气时,每千米可达几百千瓦。天气变化是随机的,数据积累也不完整,全线的天气情况又不一致,因此,年平均电晕损失难以进行精确计算,而只能进行估算。

估算电晕损失时,一般将全年天气分为四类:

(1) 雨天:除一般降雨天外,还包括毛毛雨、雨夹雪及湿雪天。

(2) 雪天:指干雪天,包括下雪花、雪球及暴风雪等。

(3) 雾凇天:包括颗粒状或针状结晶的雾凇、雨凇及严重的霜。

(4) 好天:除上述天气外均属好天,还包括雾天和阴天。

一条输电线路的年平均电晕损失,即三相导线在上述天气条件(历年平均)下产生的电晕损失的总和。线路距离很长时,可按各段不同的天气条件和海拔高度分别计算再求和。

### 6.3.4 按电晕条件验算导线规格

在选择导线截面时,必须计算导线的表面电场强度,以此来判断导线的电晕性能。

导线表面电场强度与其直径、电压和工作电容有关。当线路上每相采用单导线时,导线表面电场强度(峰值 kV/cm)可用下式求得

$$E_m = 0.0147 \frac{CU_N}{r_0} \quad (1.2-35)$$

如果采用分裂导线,因受导线间的相互影响,导线表面电场强度是不均匀的,其表面平均电场强度(峰值 kV/cm)为

$$E_{av} = 0.0147 \frac{CU_N}{nr_0} \quad (1.2-36)$$

当分裂导线按正多边形排列时,导线表面最大电场强度(峰值 kV/cm)为

$$E_m = E_{av} \left[1 + \frac{2r_0}{D} (n-1) \sin \frac{\pi}{n}\right] \quad (1.2-37)$$

以上式中:  $C$  为一相导线的工作电容, pF/m;  $U_N$  为额定线电压(有效值), kV;  $r_0$  为导线半径, cm;  $D$  为分裂间距, cm;  $n$  为分裂导线根数。

单导线和分裂导线的电力线和等位线分布如图 1.2-40 所示。

导线工作电容  $C$  与三相导线的排列方式、相间距离、相导线结构以及导线对架空地线和对地面的距离等有关。当各相导线呈水平排列,中相导线的工作电容比边相约大 5%~7%,中相导线的表面电场强度也比边相的高 5%~7%。导



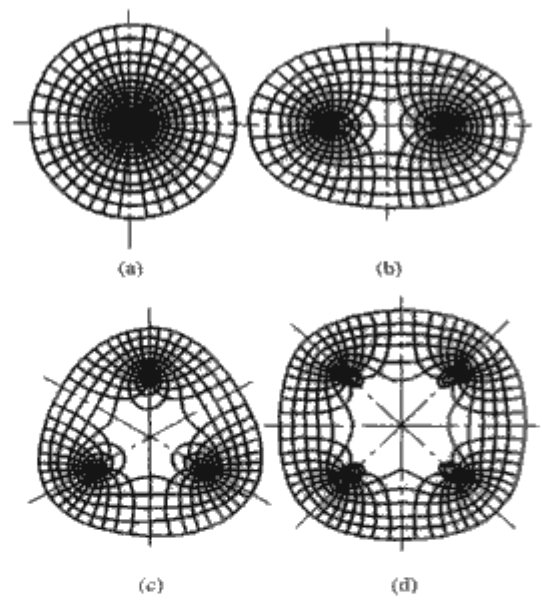


图 1.2-40 单导线及分裂导线的电力线和等位线分布  
(a) 单导线；(b) 双分裂导线；(c) 三分裂导线；  
(d) 四分裂导线

线为三角形排列时，各相的工作电容基本相同。需较准确地计算导线工作电容，可通过求解麦克斯韦方程组来求得。

已知导线表面电场强度，就可计算分析电晕损失、无线电干扰和可听噪声等。

根据运行经验和计算分析，在海拔不超过 1000m 的地区，当导线不小于表 1.2-38 所列规格时，一般不必验算电晕。

表 1.2-38 不必验算电晕的导线最小规格  
(海拔不超过 1000m)

额定电压 (kV)	导线外径 (mm)			导线型号
110	9.6			LGJ-50/8
220	21.6			LGJ-240/30
330	33.6	2×21.6		LGJ-240×2
500	2×36.2	3×26.8	4×21.6	LGJQ-400×3~300×4
750	4×36.9	5×30.2	6×25.5	LGJ-400/50, LGJK-300/50

如采用更小规格的导线或海拔超过 1000m 时，必须按电晕条件验算导线规格。当  $E_m/E_0 \leq 0.85$  时，一般认为该导线的电晕性能是可以接受的。

6.4 可听噪声

输电线路的可听噪声有两个特征分量：其一是宽频带噪声；另一是交流声。两者之间无恒定比例，随天气条件的变化而有所不同。

宽频带噪声是导线表面局部放电时产生的无规律的脉冲所造成的，也称无规噪声。在交流电压下，主要发生在每一周的正极性流注，因此，有可能出现工频和更高次的谐波分量。其振幅通常不大，噪声作用也可忽略不计。

交流声是导线表面产生电晕时，周围空气电离形成空间电荷的交变运动所产生的。

在好天气时，输电线路导线在运行电压下的电晕非常小。而在坏天气时，导线上存在大量的电晕源，使噪声增强到相当高的声压级。因而可以认为，输电线路的可听噪声主要发生在坏天气。由于输电线路的噪声是由电晕派生的，噪声的声强和电晕一样，除与天气条件密切有关外，还取决于线路的电压和导线的几何特征，包括导线的表面。因天气条

件是随机的，所以对可听噪声的全面评价应用统计方法。

噪声问题由于近年来车辆、飞机、工厂、基建施工噪声源的大量增加，日益受到社会的重视。国家标准 GB 3096—1993《城市区域环境噪声标准》对城市内各类区域环境作了明确的规定，如表 1.2-39 所示。

表 1.2-39 城市五类环境噪声标准值等效声级  $L_{Aeq}$  dB (A)

类别	昼间	夜间	适用区域
0	50	40	疗养院、高级别墅区和高级宾馆区等特别需要安静的区域
1	55	45	以居住、文教机关为主的区域
2	60	50	居住、商业和工业混杂区
3	65	55	工业区
4	70	55	交通干线道路两侧、穿越城区的内河航道两侧区域

输电线路，尤其是超高压输电线路，通常都处于郊外和农村，背景噪声、环境条件以及噪声的影响范围和忍受程度均与城市的不同，标准也应有所不同。

从我国城市区域环境噪声标准来看，输电线路在坏天气下的噪声控制在 60dB (A) 是可行的。据此，只有 500kV 以上的输电线路才需考虑噪声问题。

6.5 静电感应

在架空输电线路附近，存在着工频的电场和磁场，对生态环境产生影响。随着输电电压和输送容量的提高，影响的程度也日益增加。除了影响电信和无线电设施外，也会在人、畜和其他物体上感应出电压和电流，产生影响。对磁场的影响还研究得不够，有关工作正在开展，一般认为只有在带电作业人体靠近导线，磁场强度达到 150A/m 时，才会产生有害的影响。

架空输电线路附近的静电场是由导线上的电荷形成的，超高压线路采用分裂导线，导线电荷和地面电场强度都因此而增加。一般来说，220kV 及以下电压等级的架空输电线路不致出现有害的电场影响，对 330kV 及以上电压的架空输电线路，就必须考虑静电感应问题。

由于电容耦合，在高压架空线路附近的人和导电物体上会感应出电压和电流。例如，对地绝缘的人（穿绝缘的橡胶鞋底）接触到接地的物体，或者对地不绝缘的人（穿潮湿的皮鞋或者赤脚），接触到绝缘的导电物体（如橡胶轮胎的汽车），就有电流通过人体，产生电击。

电击可分为暂态电击和稳态电击。如前所述，在接触的瞬间，就有能量或电荷通过人体释放到大地，释放的能量达 0.1mJ 就有感觉，达 0.5~1.5mJ 就可引起痛感和肌肉不自觉反应，达到 25J 就可能引起伤亡，这类电击称为暂态电击。

当人接触到处于架空输电线路附近对地绝缘的金属，就有感应电流经人体入地。当此电流达到一定的数值，就有电击感，称为稳态电击。电流更大就有痛感，直至被击都不能自行摆脱金属体的程度。被击者能自行摆脱的最大电流值，称摆脱电流。

当流经人体的感应电流达 100mA，持续时间 3s 以上，就会造成人身伤亡。

关于人长期处于高电场强度下的影响，试验研究工作还在继续，但一系列的试验表明：20kV/m 的电场强度，不致对人体造成有害的影响，德国用高达 30kV/m 的电场强度进



行试验研究,结果还不能断定对人的健康有什么影响和危害。

电场的影响程度取决于电场强度、被感应物体的对地电容及对地绝缘状况、四周环境的屏蔽效应等,其中电场强度是最基本的参数。架空线路下的电场强度在离地 2m 的范围内比较均匀,通常以离地 1m 高处的未畸变电场强度(有效值)作为量度地面场强的标准。线路下的地面电场强度与导线离地高度、导线排列和相分裂的结构等因素有关。导线三角形排列较水平排列的电场强度要小;相导线截面积相同,分裂数多,电场强度较高;架空地线可使地面电场强度稍有降低,但影响很小,在工程计算中可略去不计。线路下的地面电场强度一般是对称的,以线路中心线为对称轴,中心线下的地面电场强度较低,边线下较高。

静电效应还有可能会引起线路附近可燃物的着火和爆炸,在与线路平行接近的架空线上和金属栅栏上产生较高的感应电压等,都必须采取相应的安全防护措施,如禁止车辆在线路附近加油,将接近的金属接地。为限制电场的影响在可以接受的水平,当建设超高压架空线路时,必须安全可靠、经济合理地制订地面电场强度的限值。目前在一般地区,超高压架空线路下的地面电场强度控制在 10V/m 以下,与国外的水平相当。实践证明,这样的水平是合适的。

## 6.6 安全距离

各电压等级架空输电线路对地面和交叉物的最小安全距离,应能保证在导线最大弧垂时,对通过线下的行人和交通工具、电力线路及通信设施等,不发生空气间隙击穿放电。对超高压线路,还要求线下的地面电场强度控制在限值以内。导线对地面和交叉跨越物的最小垂直距离,如表 1.2-40 所示。

表 1.2-40 输电线路导线对地面和交叉物的最小垂直距离

序号	项目	电压等级 (kV)	35~ 110	220	330	500	750	1000
1	居民区		7.0	7.5	8.5	14	19.5	27~28
2	非居民区		6.0	6.5	7.5	11	15.5	21~22
3	交通困难地区		5.0	5.5	6.5	8.5	11.0	15
4	步行可达山坡		5.0	5.5	6.5	8.5		12
5	步行不可达山坡		3.0	4.0	5.0	6.5		10
6	建筑物		3.0	3.5	3.5	7.5	11.5	15
7	树木		4.0	4.5	4.5	7.0	8.5	14
8	标准铁路		7.5	8.5	9.5	14	19.5	26~27
9	电气化铁路		10.0	11.0	12.0	16.5	21.5	27
10	公路		7.0	8.0	9.0	14.0	19.5	27
11	弱电线		3.0	4.0	5.0	8.5	12.0	18
12	电力线		3.0	4.0	5.0	6.0	7	10

## 6.7 对电信线路及无线电设施的影响与防护

由于架空输电线路上的电压和电流所建立的电场和磁场,以及入地电流产生的地电位升高将对与其邻近的电信线路产生危害影响,其影响按危害类别可分为危险影响和干扰影响。而按危害性质又可分为电流产生的磁影响(感性耦合)、电压引起的电影响(容性耦合),以及入地电流产生的地电位升高影响(阻性耦合)。

当导线表面的电场强度超过空气的击穿强度时,在输电线路导线表面形成电晕放电。它在输电线路导线上产生电流脉冲,其重复频率可在兆赫范围内。因此,输电线路的电晕放电是一个无线电干扰源。它将对邻近的无线电设施的正常

工作产生不同程度的影响。

### 6.7.1 磁危险影响

中性点直接接地系统的三相对称输电线路发生单相接地短路及中性点不直接接地系统的三相对称输电线路,有两相在不同地点同时接地短路时,输电线路中的不平衡电流急剧增加。当此不平衡电流(又称影响电流)在邻近的电信线路上感应产生的电压(感性耦合),足以危及运行维护人员的生命安全,损坏电信线路或设备,使建(构)筑物发生火灾及铁路信号设备误动而危及行车安全等,称为输电线路对邻近的电信线路产生磁危险影响。

(1) 磁危险影响标准。磁危险影响通常以电信线路上感应的纵电动势和对地电压来衡量。高压输电线路一般属于高可靠线路,对明线电信线路的纵电动势允许值为 650V(有效值)。在输电线路或电信线路建设时,对后建线路应采取保护措施,避免产生危险影响。万一感应纵电动势超过允许值,可进一步计算对地电压,保证在任何情况下不超过 650V。

(2) 纵电动势的对地电压计算。电信线路上感应纵电动势  $E(V)$  可按式计算

$$E = \sum_{i=1}^n -j\omega M_i l_{pi} I_k K_z \quad (1.2-38)$$

式中:  $M_i$  为输电线路与电信线路间接近段  $i$  的互感系数, H/km;  $l_{pi}$  为电信线路  $i$  接近段在输电线路上的投影长度, km;  $I_k$  为输电线路单相接地短路电流, A;  $K_z$  为接近段内各种接地导体的电磁综合屏蔽系数;  $\omega$  为角频率。

危及人身和电信设备安全的并不是纵电动势,而是对地电压。如果纵电动势超过允许值,则需计算对地电压,其值取决于纵电动势和电信线路两端的接地方式。

(3) 磁危险影响防护措施。新建输电线路对邻近的电信线路产生危险影响时,必须采取防护措施以保证人身和设备的安全。防护措施的选用应通过技术经济比较来确定。可供选用的防护措施如下。

1) 输电线路方面:

- 与电信线路保持合理的间距;
- 架设屏蔽线(包括良导体地线);
- 限制单相接地短路电流;
- 缩短接地故障时间。

2) 电信线路方面:

- 与输电线路保持合理的间距;
- 加装放电管、电信电缆过电压保安管、幻能谐振变压器、中和变压器、防护滤波器、隔离变压器、耦合线圈及使用携带保安器;
- 加挂屏蔽线;
- 架空明线改为屏蔽电缆,必要时可使用高屏蔽电缆或通信光缆。

### 6.7.2 电危险影响

当中性点不直接接地系统三相对称输电线路发生单相接地故障时,将在与其邻近的电信线路绝缘导线上感应电压(容性耦合)。此时,当人体接触到绝缘电信导线时,人体内将通过静电感应电流。当此电流超过一定数值时,将会危及人身安全。此时,称输电线路对邻近的电信线路产生电危险影响。

(1) 电危险影响标准。流经人体的电感应电流允许值在国家标准 GB 6830—1986《电信线路遭受强电线路危险影响的允许值》中规定为 15mA(有效值)。

(2) 电感应人体电流的计算。电感应人体电流的计算详见 DL/T 5033—2006《输电线路对电信线路危险和干扰影响



防护设计教程》。

### 6.7.3 地电位升高

当输电线路发生单相接地故障时，不平衡电流通过接地点流入大地。由于接地回路存在电阻，因此，在影响电流入地点就形成了高电位——地电位升高。它将使大地上各点间产生电位差，当此电位差超过一定的限值时，也将对人身和设备构成危险影响。

由地电位升高引起的对人身和设备构成危害的电位差允许值见国家标准 GB 6830—1986《电信线路遭受强电线路危险影响的允许值》。

地电位升高与影响电流入地点周围大地电位分布和流入接地装置电流大小、接地装置规模及大地电阻等因素有关。

(1) 大型接地装置地电位计算。大型接地装置一般指发电厂和变电站的接地装置，如图 1.2-41 (a) 所示。其中 P 点的电位  $V$  为

$$V_P = \frac{I\rho}{2\pi r} \arcsin \frac{r}{r+x} \quad (1.2-39)$$

式中： $I$  为经接地装置流入大地的影响电流，A； $\rho$  为大地电阻率， $\Omega \cdot m$ ； $r$  为接地装置计算半径，m； $x$  为 P 点至接地装置边缘距离，m。

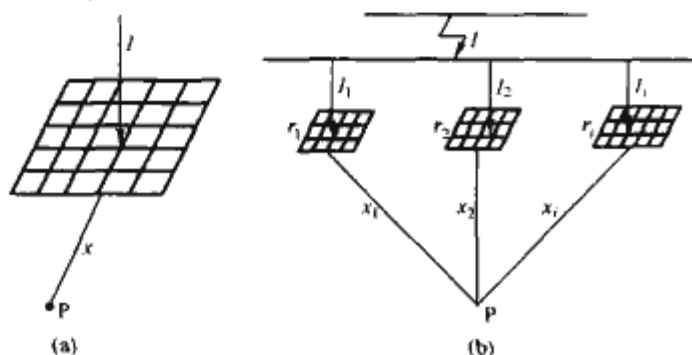


图 1.2-41 地电位计算说明图  
(a) 大型接地装置；(b) 小型接地装置

(2) 小型接地装置地电位计算。输电线路杆塔接地装置一般属于小型接地装置类型。在其附近 P 点的电位  $V$  为

$$V_P = \frac{I\rho}{2\pi r} \frac{r}{r+x} \quad (1.2-40)$$

当需要考虑多基杆塔接地装置地电位升高的影响时，如图 1.2-41 (b) 所示，则 P 点电位为

$$V_P = \sum_{i=1}^n \frac{I_i \rho}{2\pi r_i} \frac{r_i}{r_i + x_i} \quad (1.2-41)$$

### 6.7.4 干扰影响

当外部电磁场在电信线回路中产生的电压或电流，破坏了它的正常工作时，称为干扰影响。输电线路内电压和电流的谐波分量是对电信线音频话路产生干扰影响的主要因素之一。

(1) 干扰影响标准。目前，国内遵循的干扰影响允许值如表 1.2-41 所示。

表 1.2-41 干扰影响允许值

项 目	电信线类别	允许值
杂音电动势 (mV)	设有增音站的双线回路	4.5
	未设有增音站的双线回路	10.0
	单线回路	30.0
电报回路干扰电流 (mA)	快速电报	1.0
	普通电报	3.0

注 1. 杂音电动势是在电信线路两端 600 $\Omega$  纯电阻上所测得的杂音计电压之和；  
2. 电报回路干扰电流可按不大于电报工作电流的 1/10 执行。

(2) 干扰影响计算。输电线路在正常运行情况下，相导线上的电压和电流一般是不对称的，它包含平衡分量和剩余分量。因此，在干扰计算中必须考虑电压及电流的平衡分量和剩余分量。

另外，由于双线电信线路对输电线路三相导线存在几何位置不对称，因而电信线路两导线上感应的电压不相等，致使在回路内形成环流而产生杂音，称为环路效应。同时，由于电信线路两导线对地导纳和阻抗不相等，存在着对地不平衡，致使两导线的对地电压不等而在回路中产生杂音，称为不平衡效应。

因此，中性点直接接地系统的输电线路对电信线音频回路的干扰影响需计算四个分量，即电压平衡分量、电流平衡分量、电流剩余分量、由电信线路的环路效应及不平衡效应而引起的杂音电动势。

中性点不直接接地系统的输电线路对电信线音频回路的干扰影响一般仅需计算两个分量：单相接地时电压剩余分量、由电信线路的环路效应及不平衡效应而引起的杂音电动势。

干扰影响的计算可采用国际电报电话咨询委员会 (CCITT) 1989 年颁布的《防护导则》中的有关公式。当输电线路的电信线路间的距离远大于输电线路和电信线路的导线对地高度时，可采用简化公式。在工程应用中，可略去环路效应引起的杂音电动势分量。

### 6.7.5 无线电干扰特性

高压输电线路随着电压的不断提高，其导线表面发生电晕及其他放电的机会（如绝缘子表面的污秽、联结金具的间隙火花放电等）越来越多。在电晕及其他放电的同时，产生的效应是对周围环境产生无线电干扰 (Radio Interference, RI)。无线电干扰的实质是在电晕及其他放电过程中出现一些有害的、频带相当宽的电磁波，干扰无线电通信，危害无线通信环境。

输电线路的 RI 特性主要有晴天特性、雨天特性、老化特性、横向衰减特性和频率特性。

(1) RI 的晴天特性。晴天的 RI 是输电线路 RI 的标准值，也是其他天气情况下 RI 值的计算基础。晴天 RI 值是晴天、阴天 RI 总测试值的统计值。晴天 RI 特性主要取决于一年四季中空气相对湿度的变化，导线表面状态的不同、风的大小、空气密度、海拔以及昼夜变化的影响。晴天 RI 值的分散性，一般不超过 10dB。

(2) RI 的雨天特性。输电线路 RI 的雨天特性受导线表面电位梯度、降雨量及地区范围的雷电活动等影响。根据国内大量测试数据表明，在 RI 全天候分布曲线上：

- 1) 晴天 50%RI 电平比全天候 50%RI 电平低 5dB 左右。
- 2) 雨天 (降雨量  $\geq 0.6\text{mm/h}$ ) 50%RI 也就是全天候 95%RI 电平。它比全天候 50%RI 电平增加 10dB 左右，比晴天 50%RI 电平增加约 15dB。
- 3) 全天候 80%RI 比晴天 50%RI 值大 6~10dB，全天候 95%RI 电平比 80%RI 电平高约 5~12dB。

以上关系为仅在晴天天气条件下运用“短期测试法”代替全年各种气候条件下的“长期测试法”，提供了对比参照条件。

(3) RI 的老化特性。输电线路 RI 的老化特性主要取决于导线表面氧化、炭化的程度，其次取决于绝缘子、金具、防振元件及间隔棒等的老化。根据大量测试数据统计，输电线路投运半年后，RI 水平逐渐稳定，一年后基本稳定，老化过程基本完成。

(4) RI 横向衰减特性。RI 的横向特性是指干扰场强沿高压架空输电线路的横向距离的衰减特性,其表达式为

$$\Delta E_D = 20K \lg \frac{20}{D} \quad (D \leq 100\text{m}) \quad (1.2-42)$$

$$\Delta E_D = -13.98K + 20 \lg \frac{100}{D} \quad (D > 100\text{m}) \quad (1.2-43)$$

式中:  $\Delta E_D$  为距边导线横向距离  $D$  处,相对于基准距离 20m 处的 RI 增量, dB;  $K$  为衰减系数,如表 1.2-42 所示。

表 1.2-42 衰减系数  $K$  值

频率 (MHz)	0.15~0.4	0.4~1.7	30~100	100~300
$K$	1.8	1.65	1.2	1.0

(5) RI 频率特性。输电线路的 RI 场强与频率的函数关系组成了输电线路的 RI 的频谱特性。电晕注入相导线的脉冲电流形状决定了 RI 的频谱特性。应用傅里叶级数展开分析的频谱特性和实测均表明输电线路的 RI 场强随频率的升高而迅速降低。

输电线路 RI 场强的频率特性的数学表达式如下:

$$1) \text{ 以 } 0.5\text{MHz} \text{ 为基准频率时} \quad \Delta E_f = 5[1 - 2(\lg 10f)^2] \quad (1.2-44)$$

$$2) \text{ 以 } 1.0\text{MHz} \text{ 为基准频率时} \quad \Delta E_f = 20 \lg \frac{1.5}{0.5 + f^{1.75}} \quad (1.2-45)$$

式中:  $\Delta E_f$  为频率为  $f$  (MHz) 时,相对于基准频率时的 RI 场强增量, dB $\mu$ V/m。

#### 6.7.6 无线电干扰水平及允许值

(1) 无线电干扰水平的预估。输电线路的 RI 水平可通过导线表面最大场强进行预估。

1) 基准频率  $f=0.5\text{MHz}$  时,输电线路 RI 水平预估式(置信度 50%)为

$$E_{20} = 3.5g_{\max} + 12r - 30 \quad (1.2-46)$$

2) 基准频率  $f=1.0\text{MHz}$  时,输电线路 RI 水平预估式(置信度 80%)为

$$E_{20} = 41 + 4(g_{\max} - 15.3) + 40 \lg \frac{d}{2.72} + F \lg n \quad (1.2-47)$$

以上式中:  $E_{20}$  为基准频率下,距输电线路边相导线地面投影 20m 处 RI 场强值, dB $\mu$ V/m;  $g_{\max}$  为输电线路导线表面最大电位梯度(有效值), kV/cm;  $r$  为输电线路子导线半径, cm;  $d$  为输电线路子导线直径, cm;  $F$  为分裂导线系数,一般取 5~10;  $n$  为分裂导线根数。

(2) 无线电干扰场强允许值。输电线路 RI 场强允许值,既关系到各级电压等级输电线路的造价,又关系到人类生活环境的保护。我国输电线路 RI 场强允许值如表 1.2-43 所示。

表 1.2-43 RI 场强允许值  
(0.5MHz, 80%时间, 80%置信度)

输电线路电压 (kV)	110	220~330	500	750
RI 场强允许值 (dB $\mu$ V/m)	46	53	55	55~58

#### 6.7.7 对各种无线电设施的防护间距

(1) 防护间距的计算。

1) 直接计算法公式为

$$D = 10 \times \left( \frac{E'_{20} - S_p + R_p}{20} + 0.85 \right) \quad (1.2-48)$$

2) 间接计算法公式为

$$D = 10 \times \left[ \frac{E'_{20} - N_0 - 10 \lg (10^{0.1\Delta N-1})}{20} + 0.85 \right] \quad (1.2-49)$$

式中:  $D$  为防护间距, m;  $E'_{20}$  为距输电线路边相导线 20m 处,频率为  $f$  时的 RI 值, dB;  $S_p$  为无线电设施接收最低信号场强, dB;  $R_p$  为无线电设施正常工作所需信杂比, dB;  $N_0$  为环境(背景)噪声, dB;  $\Delta N$  为允许环境噪声场强增量, dB, 一级台为 0.5, 二级台为 1.0, 三级台为 1.5。

(2) 防护间距标准。输电线路对各种无线设施的防护间距国家标准有:

1) GB 7495—1987《架空电力线路与调幅广播收音台的防护间距》。

2) GBJ 143—1990《架空电力线路、变电所对电视差转台无线电干扰防护间距标准》。

3) GB 6364—1986《航空无线电导航台站电磁环境要求》。

4) GB 13613—1992《对海中远程无线电导航台站电磁环境要求》。

5) GB 13614—1992《短波无线电测向台(站)电磁环境要求》。

6) GB 13615—2009《地球站电磁环境保护要求》。

7) GB 13616—2009《微波接力站电磁环境保护要求》。

8) GB 13617—1992《短波无线电收信台(站)电磁环境要求》。

9) GB 13618—1992《对空情报雷达站电磁环境防护要求》。

## 7 线路施工与试验

架空输电线路的施工与试验可分为准备工作、施工安装和检查验收三部分。

### 7.1 准备工作

准备工作包括现场调查、备料加工和复测分坑。

(1) 现场调查的内容包括沿线的自然状况、地形、地貌、地物及自然村的分布,居民的风俗习惯及老动力情况;沿线运输道路及通过的桥梁结构、交叉跨越结构;材料集散转运的地点及仓库;指挥中心及施工驻地的选择等。

(2) 备料加工包括主要是工器具、材料、物资、加工件的供应等。

(3) 复测分坑包括交接桩、线路复测和分坑。

### 7.2 施工安装

施工安装包括杆塔基础施工、材料运输、杆塔组立、架线、接地及线路防盗等。

(1) 杆塔基础施工。杆塔埋入地下的部分为杆塔基础。

1) 土壤的物理性质:

a. 土的容重(单位体积的重力)一般为 12~20kN/m<sup>3</sup>;

b. 土的密度(单位体积的土壤颗粒与同体积水之比)一般为 2.5~2.8,未做试验时,可取 2.7;

c. 许可耐压力、上拔角、被动土抗力等。

各类土壤的物理特性参数如表 1.2-44 所示,可作计算时参考。



表 1.2-44 土壤物理特性参数表

土壤名称	土壤状态	计算容重 (kN/m <sup>3</sup> )	计算上拔角 (°)	计算抗剪角 (°)	被动土抗力 (kN/m <sup>3</sup> )	许可耐压力 (kN/m <sup>2</sup> )
黏土及亚黏土	坚硬	18	30	45	105.0	250~300
	硬塑	17	25	35	62.6	200~250
	可塑	16	20	30	48	150~200
	软塑	15	10~15	15~20	27.2~35.2	100~200
亚砂土	坚硬	18	27	40	82.8	250
	可塑	17	23	35	62.6	150~200
大块碎石类	不论夹砂或黏土	20	32	40	92	300~500
粗砂	不论湿度	18	30	37	72.0	350~450
中砂		17	28	35	62.6	250~350
细砂		16	26	32	52.2	150~300
微砂		15	22	25	36.9	100~250

2) 混凝土的配制:

a. 确定配比强度的公式

$$f_{cu0} = f_{cu,k} + 1.645\sigma \quad (1.2-50)$$

式中:  $f_{cu0}$  为混凝土的施工配制强度, MPa;  $f_{cu,k}$  为设计的混凝土立方体抗压强度标准值, MPa;  $\sigma$  为施工单位的混凝土强度标准差, 强度低于 C20,  $\sigma=4$ , C20~C35 的  $\sigma=5$ , 高于 C35 的  $\sigma=6$ 。

b. 确定水灰比强度。

利用碎石时

$$f_{cu0} = 0.46f_{ce} \left( \frac{C}{W} - 0.52 \right) \quad (1.2-51)$$

采用卵石时

$$f_{cu0} = 0.48f_{ce} \left( \frac{C}{W} - 0.61 \right) \quad (1.2-52)$$

式中:  $\frac{C}{W}$  为混凝土所要求的水灰比;  $f_{ce}$  为水泥的实际强度, MPa。

在无法取得水泥的实际值时用下式

$$f_{ce} = \lambda_{ce} f_{cu,k} \quad (1.2-53)$$

式中:  $\lambda_{ce}$  为水泥标号的富裕系数, 可取 1.13。

c. 确定用水量 用水量如表 1.2-45 所示。

表 1.2-45 混凝土用水量选用表 kg/m<sup>3</sup>

所需坍落度 (mm)	卵石最大粒径 (mm)			碎石最大粒径 (mm)		
	10	20	40	15	20	40
10~30	190	170	160	205	185	170
30~50	200	180	170	215	195	180
50~70	210	190	180	225	205	190
70~90	215	195	185	235	215	200

d. 计算水泥用量

$$m_{ce} = \frac{C}{W} m_w \quad (1.2-54)$$

混凝土最大水泥用量应不大于 500kg/m<sup>3</sup>。

e. 确定砂率。混凝土砂率选用见表 1.2-46。

表 1.2-46 混凝土砂率选用表 %

水灰比	卵石最大粒径 (mm)			碎石最大粒径 (mm)		
	15	20	40	10	20	40
0.4	30~35	29~34	27~32	26~32	25~31	24~30
0.5	33~38	32~37	30~35	30~35	29~34	28~33
0.6	36~41	35~40	33~38	33~38	32~37	31~36
0.7	39~44	38~43	36~41	36~41	35~40	34~39

f. 计算砂石用量。

体积法

$$\frac{m_{ce}}{\rho_{ce}} + \frac{m_a}{\rho_a} + \frac{m_s}{\rho_s} + \frac{m_w}{\rho_w} + 10\alpha = 1000 \quad (1.2-55)$$

$$\frac{m_s}{m_s + m_a} \times 100\% = \rho_s \% \quad (1.2-56)$$

质量法

$$m_{ce} + m_s + m_a + m_w = m_{cp} \quad (1.2-57)$$

$$\frac{m_s}{m_s + m_a} \times 100\% = \rho_s \% \quad (1.2-58)$$

以上式中:  $m_{ce}$  为每立方米混凝土水泥用量, kg;  $m_a$  为每立方米混凝土粗骨料用量, kg;  $m_s$  为每立方米混凝土细骨料用量, kg;  $m_w$  为每立方米混凝土用水量, kg;  $m_{cp}$  为每立方米混凝土拌和物假定量, kg;  $\rho_{ce}$  为水泥密度, g/cm<sup>3</sup>, 可取 2.9~3.1;  $\rho_a$  为粗骨料表观密度, g/cm<sup>3</sup>;  $\rho_s$  为细骨料表观密度, g/cm<sup>3</sup>;  $\rho_w$  为水的密度, g/cm<sup>3</sup>, 可取 1;  $\beta$  为砂率, %;  $\alpha$  为混凝土含气量百分比数, %, 在不使用引气型外加剂时,  $\alpha=1$ 。

(2) 杆塔组立。分为整体组立杆塔和分解组立杆塔。

(3) 导线、接地线的架设。

1) 跨越架的长度计算

$$l = (D + 3) / \sin\alpha \quad (1.2-59)$$

式中:  $l$  为跨越架长度, m;  $D$  为施工线路两边线之间距离, m;  $\alpha$  为施工线路和被跨越物之间的交叉角 (°)。

2) 导线、接地线的续接方法。钳压连接、液压连接和爆炸压接。

(4) 接地装置的施工。

1) 埋入地下深度应不小于 0.6m, 并与土壤接触良好。

2) 到地下管道、电缆、大石块应改道, 并做好记号。

3) 焊接和爆压。

a. 采用焊接时圆钢的搭接长度应为其直径的 6 倍, 并双面施焊。

b. 采用圆钢爆压连接时, 爆压管的壁厚不小于 3mm, 长度不小于: 搭接时为圆钢直径的 10 倍; 对搭接时为圆钢直径的 20 倍。

4) 连接。应每隔 1~3m 与杆身固定一次。

5) 回填土。应每隔 200mm 夯实一次, 回填土应高出地面 100~300mm, 并做防沉层。

6) 降阻措施。采用有机化学降阻剂。

## 7.3 试验

### 7.3.1 架空线路杆塔结构荷载试验

(1) 荷载要求。加荷绳索上的测力计或传感器应尽可能地靠近荷载作用点, 同时应尽量减少绳索布置而造成的荷载偏心, 应尽量减少绳索与试验杆塔接触所造成的影响; 加荷方式应避免产生任何冲击荷载。

(2) 荷载速率及荷载持续时间。各级别的荷载应最少持续 1min, 最多 5min, 对于每一级荷载加荷应尽可能平稳均匀, 对于蠕变敏感材料制成的杆塔可以用不同的加荷速率和

荷载持续时间。

(3) 荷载级别。对试验杆塔的主要控制工况施加荷载的级别按设计荷载的 50%、75%、90%、95%和 100%选取，其他工况施加荷载的级别按设计荷载的 50%、75%、90%、95%选取。

(4) 荷载误差。试验中任何时候、任何荷载挂点要求施加的荷载和对应各点实测的荷载误差应不超过 5%，各级荷载稳定时的误差范围，如表 1.2-47 所示。

表 1.2-47            各级荷载稳定时的误差

序 号	1	2	3	4 <sup>①</sup>	5
荷载级别 (%)	50	75	90	95	100
荷载误差 (%)	49~51	74~76	89~91	94~96	100~102

①当最终荷载等级为 95%时，其容许范围的下限为 95%。

(5) 测量。

1) 荷载测量用的测力计或传感器的测量误差应不大于满量程的 1%，并且测力计或传感器在试验前后要进行标定。

2) 挠度测量。各级别荷载施加完毕，试验杆塔稳定后，测量试验杆塔的挠度的精度应为 20mm。

3) 应变测量。应在各级别荷载施加完毕，试验杆塔稳定后进行。

4) 试验的工况顺序。一般选择对试验最终结果影响由小到大的试验工况依次进行试验，试验应进行全过程录像。

5) 提前破坏。如果试验杆塔小于设计荷载的 95%时发生破坏，破坏的构件可以用另外的构件更换，更换构件后的试验杆塔应重新试验并通过 100%的设计荷载；如果试验杆塔小于 95%、小于 100%时发生破坏，应重新修改试验杆塔并重新进行试验。

7.3.2    交接电气试验

(1) 测量绝缘电阻。中压架空输电线路使用 2500V 的绝缘电阻表测量，电阻值不低于 1000MΩ；低压架空输电线路使用 500V 的绝缘电阻表测量，电阻值不低于 0.1MΩ。

(2) 核对线路相位。线路相位应正确。

(3) 测定线路参数。线路参数测定包括直流电阻、正序参数（电阻、感抗、容抗）、零序参数、互感电抗、相间电容和对地电容的测量。

(4) 冲击合闸试验。在额定电压下对空载线路冲击合闸 3 次，合闸过程中线路绝缘不应有损坏。



第 3 章 电力电缆输电线路

1 电力电缆品种及结构特点

电力电缆的常见品种及型号如表 1.3-1 所示<sup>[1]</sup>。

表 1.3-1 电力电缆的品种及型号

绝缘类型	电缆名称	电压等级 (kV)	允许最高温度 (℃)	代表产品型号
油浸纸绝缘 电缆	普通黏性油浸电缆 统包型	1~35	1~6kV 80	ZLL, ZL, ZLQ, ZQ ZLLF, ZLQF, ZQF
	分相铅(铝)包型		10kV 65~70	
			20~35kV 60~65	
	不滴流电缆 统包型	1~35	1~6kV 80	ZLQD, ZQD, ZLLD, ZLD, ZLDF, ZQDF
	分相铅(铝)包型		10kV 65~70	
			20~35kV 65	
	自容式充油电缆	110~750	80~85	CYZQ
塑料绝缘 电缆	钢管充油电缆	110~750	80~85	
	钢管压气电缆	110~220	80	
	充气电缆	35~110	75	
橡皮绝缘 电缆	天然丁苯橡皮电缆	0.5~6	65	XLQ, XQ, XLV, XV, XLHF, XLF
	乙丙橡皮电缆	1~138	90	
	丁基橡皮电缆	1~35	80	
气体绝缘 电缆	压缩气体绝缘电缆	220~500	90	
新型电缆	低温电缆			
	超导电缆			

1.1 黏性浸渍纸绝缘电缆

1.1.1 结构特征

黏性浸渍纸绝缘电缆包括普通黏性浸渍电缆和不滴流浸渍电缆。这两种电缆除浸渍剂不同外，结构完全相同，广泛应用于 35kV 及以下电压等级。10kV 及以下的多芯电缆常共用一个金属护套，称统包型结构。20~35kV 电缆，如每个绝缘线芯都有铅（铝）护套，称为分相铅（铝）包型；如绝缘线芯分别加屏蔽层，仅共用一个金属（铝或铅）护套，称为分相屏蔽型。分相的作用是使绝缘中的电场分布只有径向而没有切向分量，以提高电缆的电气性能。电缆结构如图 1.3-1 和图 1.3-2 所示。

普通黏性浸渍剂即使在较低的工作温度下也会流动，当电缆敷设于落差较大的场合时，浸渍剂会从高端淌下，造成高端的绝缘干涸，绝缘水平下降，甚至可能导致绝缘击穿。同时，浸渍剂在低端淤积，有胀破铅套的危险。因此，黏性浸渍电缆不宜用于高落差的场合。不滴流浸渍剂在浸渍温度下黏度相当低，能保证充分浸渍；而在电缆工作温度下，呈塑性蜡体状，不易流动。因此不滴流电缆不受敷设落差的限制。

普通黏性浸渍电缆因浸渍剂黏度随温度增高而降低，温度愈高愈易淌流，所以其最高工作温度规定得较低。不滴流电缆的浸渍剂在其滴点温度下不会淌流，其最高工作温度可规定得较高，因此可提高其载流量。由于不滴流电缆可用于高落差敷设，工作温度高、载流量大，故正逐步取代普通黏性浸渍电缆。



图 1.3-1 ZLQ2 型 10kV 及以下电压级油浸纸绝缘统包电力电缆结构示意图

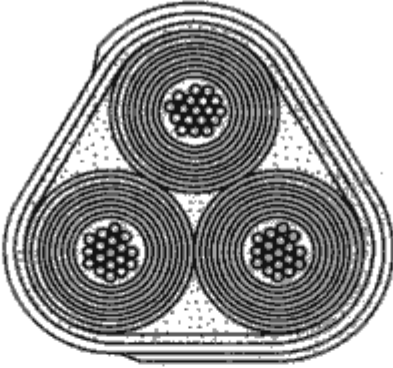


图 1.3-2 ZLQF20 型 20~35kV 油浸纸绝缘分相铅包电力电缆结构示意图

1.1.2 型号

黏性浸渍纸绝缘电缆型号及对应的敷设场合见表 1.3-2。

表 1.3-2 黏性浸渍纸绝缘电缆型号与对应的敷设场合

品 种	型 号				外护层种类	敷 设 场 合
	单芯和多芯统包型		分相铅包型			
	铝芯	铜芯	铝芯	铜芯		
普通黏性浸渍 铅包电缆	ZLQ	ZQ	—	—	裸铅护套	敷设在室内、隧道及沟管中，对电缆应没有机械外力作用，对铅护套有中性环境
	ZLQ02	ZQ02	—	—	PVC 护套	
	ZLQ03	ZQ03	—	—	PE 护套	

续表

品 种	型 号				外护层种类	敷 设 场 合
	单芯和多芯统包型		分相铅包型			
	铝芯	铜芯	铝芯	铜芯		
普通黏性浸渍 铅包电缆	ZLQ20	ZQ20	ZLQF20	ZQF20	裸钢带铠装	敷设在室内、隧道及沟管中，其余同 ZLQ21
	ZLQ21	ZQ21	ZLQ21	ZQF21	钢带铠装纤维外被	直埋于土壤中，能承受机械外力，不能承受大的拉力
	ZLQ22	ZQ22	ZLQ22	ZQF22	钢带铠装 PVC 护套	
	ZLQ23	ZQ23	ZLQ23	ZQF23	钢带铠装 PE 护套	
	ZLQ30	ZQ30	—	—	裸细钢丝铠装	敷设在室内及竖井中，其余同 ZLQ31 敷设于土壤中，能承受机械外力，并能承受相当的拉力
	ZLQ31	ZQ31	—	—	细钢丝铠装纤维外被	
	ZLQ32	ZQ32	—	—	细钢丝铠装 PVC 护套	
	ZLQ33	ZQ33	—	—	细钢丝铠装 PE 护套	
	ZLQ41	ZQ41	ZLQ41	ZQ41	粗钢丝铠装纤维外被	敷设在水中，能承受大的拉力
普通黏性浸渍 铝包电缆	ZLL	ZL	—	—	裸铝护套	敷设在室内、隧道及沟管中，对电缆应没有机械外力，对铝护套中有中性环境
	ZLL1	ZL1	—	—	纤维外被层	敷设在室内、隧道及沟管中，对电缆应没有机械外力，对铝护套有中性环境，但可用于对铝护套有腐蚀的环境
	ZLL02	ZL02	—	—	PVC 护套	
	ZLL03	ZL03	—	—	PE 护套	
	ZLL20	ZL20	—	—	裸钢带铠装	敷设在铝护套有腐蚀的室内、隧道及沟管中，其余同 ZLL21
	ZLL21	ZL21	—	—	钢带铠装、纤维外被	直埋于对铝护套有腐蚀的土壤中，能承受较大的机械外力，但不能承受拉力
	ZLL22	ZL22	—	—	钢带铠装 PVC 护套	直埋于对铝护套有腐蚀的土壤中，能承受较大的机械外力，但不能承受推力
	ZLL23	ZL23	—	—	钢带铠装 PE 护套	
	ZLL30	ZL30	—	—	裸细钢丝铠装	敷设在室内、隧道及竖井中，其余同 ZLL31
	ZLL31	ZL31	—	—	细钢丝铠装纤维外被	敷设在土壤和水中，能承受机械外力和相当的拉力
	ZLL32	ZL32	—	—	细钢丝铠装 PVC 护套	
	ZLL33	ZL33	—	—	细钢丝铠装 PE 护套	
	ZLL41	ZL41	—	—	粗钢丝铠装纤维外被	敷设在水中，能承受较大的拉力
	不滴流浸渍 电 缆	ZLLD	ZLD	—	—	裸铝护套
ZLQD		ZQD	—	—	裸铅护套	
ZLLD02		ZLD02	—	—	铝包 PVC 护套	敷设在室内、隧道及沟管中，对电缆应没有机械外力，对铝铅护套有中性环境
ZLQD02		ZQD02	—	—	铅包 PVC 护套	
ZLLD03		ZLD03	—	—	铝包 PE 护套	
ZLQD03		ZQD03	—	—	铅包 PE 护套	敷设在室内、隧道及沟管中，其余同 ZLQD22、ZLQD23
ZLQD20		ZQD20	ZLQFD20	ZQFD20	铅包裸钢带铠装	
ZLLD22		ZLD22	—	—	铝包钢带铠装 PVC 护套	敷设在室内、隧道中，并可直埋于土壤中，能承受机械外力，不能承受大的拉力
ZLQD22		ZQD22	ZLQFD22	ZQFD22	铅包钢带铠装 PVC 护套	
ZLLD23		ZLD23	—	—	铝包钢带铠装 PE 护套	
ZLQD23		ZQD23	ZLQFD23	ZQFD23	铅包钢带铠装 PE 护套	敷设在室内及竖井中
ZLLD30		ZLD30	—	—	铝包裸细钢丝铠装	
ZLQD30		ZQD30	—	—	铅包裸细钢丝铠装	敷设在土壤中及水下，能承受机械外力，并能承受相当的拉力
ZLQD31		ZQD31	—	—	铅包细钢丝铠装纤维外被	
ZLLD32		ZLD32	—	—	铝包细钢丝铠装 PVC 护套	敷设在土壤中、竖井及水下，能承受机械外力，并能承受相当的拉力
ZLQD32		ZQD32	—	—	铅包细钢丝铠装 PVC 护套	
ZLLD33		ZLD33	—	—	铝包细钢丝铠装 PE 护套	
ZLQD33		ZQD33	—	—	铅包细钢丝铠装 PE 护套	
ZLQD41		ZQD41	ZLQFD41	ZQFD41	铅包粗钢丝铠装纤维外被	敷设在水下，能承受较大的拉力



1.2 塑料绝缘电缆

1.2.1 聚氯乙烯绝缘电缆

聚氯乙烯（PVC）绝缘电缆适用于额定电压 6/6、6/10kV 及以下的电力线路中。三芯、四芯电缆结构如图 1.3-3 所示。

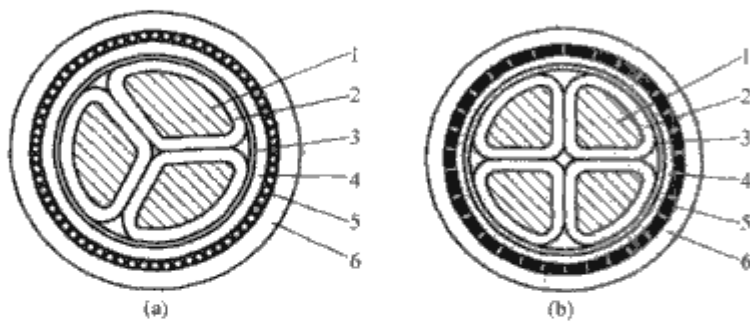


图 1.3-3 三芯、四芯聚氯乙烯绝缘电力电缆结构图  
(a) 三芯；(b) 四芯

1—扇形导体；2—聚氯乙烯绝缘；3—聚氯乙烯包带；  
4—绕包衬垫；5—铠装；6—聚氯乙烯外护套

1) 型号及敷设场合。聚氯乙烯绝缘电缆型号及敷设场合见表 1.3-3。

2) 工作温度与敷设条件

a. 电缆导体的长期最高工作温度不超过 70℃。

b. 短路时（最长持续时间不超过 5s）电缆导体的最高温度不超过 160℃。

c. 敷设电缆时的环境温度不低于 0℃。敷设时电缆的允许最小弯曲半径：单芯电缆为  $20(D+d) \pm 5\%$ ；三芯电缆为  $15(D+d) \pm 5\%$ 。其中， $D$ 、 $d$  分别为电缆及导体的外径。

d. 电缆没有敷设位差的限制。

表 1.3-3 聚氯乙烯绝缘电力电缆产品型号及敷设场合

型 号		护套种类	敷设场合
铝芯	铜芯		
VLV VLY	VV VY	聚氯乙烯护套，无铠装层 聚乙烯护套，无铠装层	敷设在室内、隧道及沟管中，不能承受机械外力的作用
VLV22 VLV23	VV22 VV23	内钢带铠装，聚氯乙烯护套 内钢带铠装，聚乙烯护套	直埋敷设在土壤中，能承受机械外力，不能承受大的拉力
VLV32 VLV33	VV32 VV33	细钢丝铠装，聚氯乙烯护套 细钢丝铠装，聚乙烯护套	敷设在室内、矿井及水中，能承受机械外力和相当的拉力
VLV42 VLV43	VV42 VV43	粗钢丝铠装，聚氯乙烯护套 粗钢丝铠装，聚乙烯护套	敷设在室内、矿井及水中，能承受较大的拉力

1.2.2 交联聚乙烯绝缘电缆

(1) 品种。交联聚乙烯（XLPE）绝缘电缆适用于工频电压 500kV 及以下的输配电线路中。目前我国已能制造 500kV 及以下的 XLPE 绝缘电缆，电缆结构及外形如图 1.3-4 和图 1.3-5 所示。

1) 型号及敷设场合。交联聚乙烯绝缘电缆产品型号及敷设场合见表 1.3-4。

2) 工作温度与敷设条件

a. 电缆导体的最高额定温度为 90℃。

b. 短路时（最长持续时间不超过 5s）电缆导体的最高

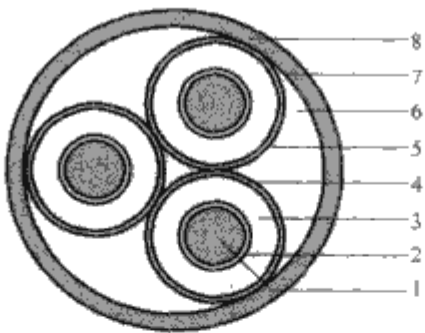


图 1.3-4 三芯交联聚乙烯电缆结构图  
1—导体；2—导体屏蔽；3—XLPE 绝缘；4—绝缘屏蔽；  
5—软铜带；6—填料；7—包带；8—聚氯乙烯外护套



图 1.3-5 高压单芯分裂导体交联聚乙烯电缆外形图

温度不超过 250℃。

c. 敷设电缆时的环境温度不低于 0℃。敷设时电缆的允许最小弯曲半径为：单芯电缆， $20(D+d) \pm 5\%$ ；三芯电缆， $15(D+d) \pm 5\%$ 。其中， $D$ 、 $d$  分别为电缆及导体的外径。

d. 电缆没有敷设位差的限制。

表 1.3-4 交联聚乙烯电缆品种及敷设场合

型 号		名 称	敷 设 场 合
铜芯	铝芯		
YJV	YJLV	交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆	敷设在室内外，隧道内须固定在托架上，混凝土管组或电缆沟中以及允许在松散的土壤中直埋
YJY	YJLY	交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套电缆	
YJV22	YJLV22	交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚氯乙烯护套电缆	可土壤直埋敷设，电缆能承受机械外力作用，但不能承受大的拉力
YJV23	YJLV23	交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套电缆	
YJV32	YJLV32	交联聚乙烯绝缘细钢丝铠装聚氯乙烯护套电缆	敷设在水中及落差较大的土壤中，电缆能承受相当的拉力
YJV33	YJLV33	交联聚乙烯绝缘细钢丝铠装聚乙烯护套电缆	
YJV42	YJLV42	交联聚乙烯绝缘粗钢丝铠装聚氯乙烯护套电缆	敷设在水中及落差较大的隧道或竖井中，电缆能承受较大的拉力
YJV43	YJLV43	交联聚乙烯绝缘粗钢丝铠装聚乙烯护套电缆	
YJLW02	YJLLW02	交联聚乙烯绝缘皱纹铝包防水层聚氯乙烯护套电缆	可敷设在隧道或管道中，可在潮湿的环境及地下水位较高的地方使用，并能承受一定的压力



续表

型 号		名 称	敷 设 场 合
铜芯	铝芯		
YJQ02	YJLQ02	交联聚乙烯绝缘铅包聚氯乙烯护套电缆	同 YJLW02, YJLLW02 型, 但不能承受压力
YJQ41	YJLQ41	交联聚乙烯绝缘铅包粗钢丝铠装纤维外被电缆	电缆可承受一定拉力, 用于水底敷设

## (2) 产品结构。

## 1) 导体结构。

a. 导体应采用圆形单线绞合紧压导体或实心铝导体, 圆铜、铝单线应分别符合 GB 3953 和 GB 3955 的规定。

b. 标称截面  $1000\text{mm}^2$  及以上铜芯应采用分裂导体结构。

c. 导体应符合 GB 3957 的规定。其余要求同聚氯乙烯绝缘电缆。

## 2) 绝缘结构。

a. 绝缘用交联聚乙烯料。挤包在导体上的绝缘, 其性能应符合 GB 12706.1 的规定。

b. 绝缘标称厚度应符合规定。绝缘厚度平均值应不小于规定的标称值, 绝缘最薄点的厚度应不小于规定标称值的  $90\%-0.1\text{mm}$ 。110kV XLPE 电缆绝缘任一处最薄点的厚度应不小于标称值的  $90\%$ 。导体和绝缘外面的任何隔离层或半导电屏蔽层的厚度应不包括在绝缘层厚度内。

c. 绝缘线芯的识别标志应符合 GB 6995.5 的规定。

## 3) 屏蔽结构。

a. 导体屏蔽。①额定电压为 1.8kV 以上的电缆应有导体屏蔽。②导体屏蔽应为挤包的半导电层。标称截面  $500\text{mm}^2$  及以上电缆的导体屏蔽应由半导电带和挤包半导电层联合组成。③导体屏蔽用的半导电料, 35kV 及以下 XLPE 电缆应是交联型的或者是非交联型的, 110kV 及以上 XLPE 电缆应是交联型材料。半导电层应均匀地包覆在导体上, 表面应光滑, 无明显绞线凸纹, 不应有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。

b. 绝缘屏蔽。①额定电压为 1.8kV 以上的电缆应有绝缘屏蔽。②额定电压为 8.7kV 及以下电缆的绝缘屏蔽可采用挤包型、包带型或包带内加石墨涂层结构。额定电压为 8.7kV 以上电缆屏蔽应为挤包半导电层。③额定电压为 12kV 及以下电缆的挤包型绝缘屏蔽应是可剥离的。④额定电压为 64kV 及以上电缆的绝缘屏蔽应为挤包半导电层, 挤包的半导电料应是交联型材料。半导电层应与绝缘同时挤出, 均匀地包覆在绝缘表面上, 表面应光滑, 不应有尖角、颗粒、烧焦或擦伤的痕迹。

c. 金属屏蔽。①额定电压为 1kV 及以上电缆应有金属屏蔽层。金属屏蔽有铜丝屏蔽和铜带屏蔽两种结构形式。额定电压为 21kV 及以上, 同时标称截面积为  $500\text{mm}^2$  及以上电缆的金属屏蔽层应采用铜丝屏蔽结构。②铜丝屏蔽由疏散的软铜线组成, 其表面应用反向铜丝或铜带扎紧。额定电压为 26kV 及以下电缆铜丝屏蔽的标称截面积分为 16、25、35 $\text{mm}^2$  及 50 $\text{mm}^2$  四种, 可根据故障电流容量要求选用。额定电压为 64kV 及以上电缆铜丝屏蔽的标称截面积为 95 $\text{mm}^2$ , 电阻率应符合 GB 3957 的规定。③铜带屏蔽由重叠绕包的软铜带组成。铜带标称厚度应按下列要求选用。单芯电缆:  $\geq 0.12\text{mm}$ ; 三芯电缆:  $\geq 0.10\text{mm}$ 。④采用铅包或铝包金属套时, 金属套可作为金属屏蔽层。

4) 内衬层结构。交联聚乙烯电缆的内衬层结构要求与

聚氯乙烯电缆相同。

5) 防水层和缓冲层结构。若电缆产品有防水要求, 则可根据使用场合不同, 选用金属套加缓冲层或综合防水层加缓冲层的防水结构。

a. 金属套。①采用皱纹铝或铅作金属套。②皱纹铝套用铝的纯度应不低于 99.6%, 铅套用铅合金应含 0.4%~0.8% 的锡和 0.08% 以下的铜, 也可采用与此性能同等及以上的铅合金。

b. 综合防水层。综合防水层可采用铝塑粘结综合防水层, 也可采用铅箔弹性材料综合防水层。

c. 缓冲层。防水层内必须有缓冲层, 缓冲层应采用半导电弹性材料, 缓冲层内应含有吸水膨胀材料。

## 6) 铠装层结构。

a. 钢带与钢丝铠装结构尺寸应符合 GB 2952 规定。

b. 采用钢带铠装时, 内衬层应采用包带层加强, 绕包型内衬层与包带层的总厚度应符合 GB 2952 规定。

c. 当金属屏蔽外有铠装时, 在金属屏蔽上应挤包不透水的内衬层, 其厚度应符合 GB 2953.3 规定。

d. 如采用隔离套或挤包内衬层, 不必加包带垫层。

e. 单芯电缆金属带铠装结构仅在特殊条件下使用, 并应设计成非磁性铠装金属带结构。

f. 单芯电缆钢丝铠装结构应设计成有隔磁效果的铠装结构。

## 7) 非金属外护套。

a. 护套应用 PVC-S1、PVC-S2 或 PE-S 型材料制成。

b. 护套标称厚度应符合 GB 2952 的规定。

c. 直接挤包在单芯非铠装电缆光滑圆柱体表面, 如内护套或绝缘上的护套, 其平均厚度应不小于规定的标称值。任一点的最小厚度应不小于标称值的  $85\%-0.1\text{mm}$ 。

d. 护套外应有导电涂层。

## 1.3 橡皮绝缘电力电缆

## 1.3.1 品种

橡皮绝缘电力电缆适用于 6kV 及以下固定敷设的电力线路, 也可用于定期移动的固定敷设线路。当用于直流电力系统时, 电缆的工作电压可为交流电压的 2 倍。

XLV 型 500V 橡皮绝缘电力电缆的结构示意图如图 1.3-6 所示。

## (1) 品种与敷设场合

橡皮绝缘电力电缆的品种与敷设场合见表 1.3-5。

## (2) 工作温度与敷设条件。

1) 导线长期允许工作温度应不超过  $65^{\circ}\text{C}$ 。

2) 橡皮绝缘电力电缆应在不低于下列温度时敷设:

裸铅护套:  $-20^{\circ}\text{C}$ , 最小弯曲半径  $15D$ ;

橡皮护套:  $-20^{\circ}\text{C}$ , 最小弯曲半径  $10D$ ;

聚氯乙烯护套:  $-15^{\circ}\text{C}$ , 最小弯曲半径  $10D$ ;

具有外护套的电缆:  $-7^{\circ}\text{C}$ , 最小弯曲半径  $20D$ 。

3) 橡皮护套及聚氯乙烯护套的电缆应在环境温度不低于  $-40^{\circ}\text{C}$  的条件下使用。

4) 无数设位差的限制。

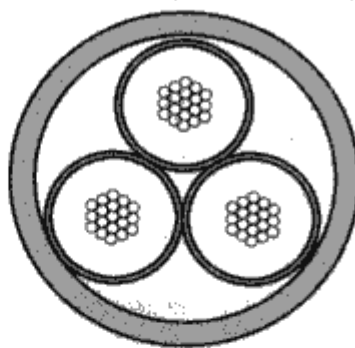


图 1.3-6 XLV 型 500V 橡皮绝缘电力电缆结构示意图



表 1.3-5 橡皮绝缘电力电缆的品种与敷设场合

品 种	型 号		外护层种类	敷 设 场 合
	铝 芯	铜 芯		
橡皮绝缘 铅包电力电缆	XLQ	XQ	无外护层	敷设在室内、隧道及沟道中。不能承受机械外力和振动，对铅层应有中性环境
	XLQ21	XQ21	钢带铠装，外麻被	直埋敷设在土壤中，能承受机械外力，但不能承受大的拉力
	XLQ20	XQ20	裸钢带铠装	敷设在室内、隧道及沟道中。其余同 XLQ21 型
橡皮绝缘聚氯乙烯护套电力电缆	XLV	XV	无外护层	敷设在室内、隧道及沟道中，不能承受机械外力
	XLV22	XV22	内钢带铠装	敷设在地下，能承受一定机械外力作用，但不能承受大的拉力
橡皮绝缘氯丁橡胶护套电力电缆	XLF	XF	无外护层	敷设在要求防燃烧的场合，其余同 XLV 型

### 1.3.2 产品结构

#### (1) 导线结构。

1) 铜、铝导电线芯应符合 GB 3957 的要求。

2) 接地线芯（即中性线芯）的标称截面积应符合相关规定。

#### (2) 绝缘结构。

1) 绝缘的厚度应符合规定。

2) 6kV 电缆的导电线芯表面及绝缘橡皮表面应包半导体层，厚度为 0.5~0.6mm。

3) 多芯电缆中绝缘线芯应按右向绞合。绞合时可用具有防腐性能的纤维填充，并包橡皮带或涂胶玻璃纤维带；铅护套电缆允许采用电缆纸带绕包。500V 级的两芯电缆，截面积在 6mm<sup>2</sup> 及以下者，允许制成扁平电缆。

4) 电缆护套或线芯内应有制造厂的专用标志色线，或有每隔 300mm 以内就印有制造厂名称及制造年份的标志带或印记。

### 1.4 自容式充油电缆<sup>[5]</sup>

自容式充油电缆的特点是用补充浸渍剂的办法消除因负荷变化在油纸绝缘层中形成气隙，以提高电缆的工作场强。

自容式充油电缆有单芯和三芯两种结构。单芯电缆的电压等级为 110~750kV。三芯电缆的电压等级一般为 35~110kV。单芯自容式充油电缆的导线一般为中空的，中空部分作为油道。有的在金属护套下还有油道，成为双油道结构。后者目前已趋淘汰。

电缆带有补充浸渍设备，如压力箱、重力箱等。补充浸渍设备与电缆油道相通，以储藏或补偿电缆在发生体积变化（因负荷变化引起电缆热胀冷缩）时的浸渍剂，并且保持一定的油压。电缆的浸渍剂，一般采用低黏度 [在 20℃ 时的黏度为  $(5\sim40)\times 10^{-6}\text{m}^2/\text{s}$ ] 的矿物油或合成油，以提高补充浸渍速度，减小油流在油道中的压降。根据电缆内浸渍剂的压力，自容式充油电缆可分为低油压（0.05~0.35MPa）、中油压（0.6~0.8MPa）、高油压（1.0~1.5MPa）三种，绝缘的电气强度随油压的提高而提高。

单芯和三芯的自容式充油电缆结构，如图 1.3-7 和图 1.3-8 所示。

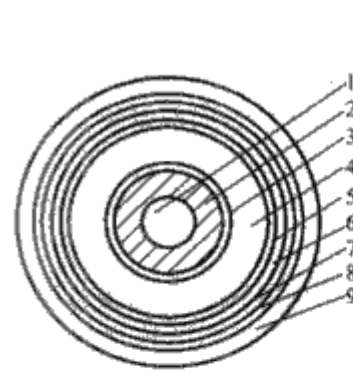


图 1.3-7 单芯自容式充油电缆结构图

1—油道；2—导线；3—导线屏蔽；4—绝缘层；5—绝缘屏蔽；6—铅套；7—内衬套；8—加强层；9—外护层

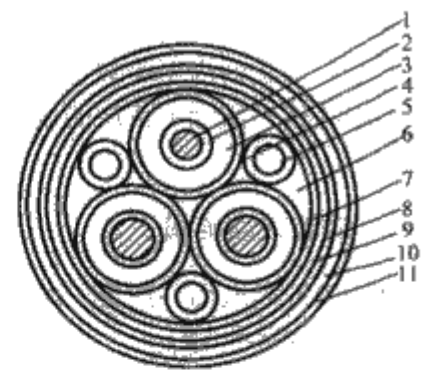


图 1.3-8 三芯自容式充油电缆结构图

1—导线；2—导线屏蔽；3—绝缘层；4—绝缘屏蔽；5—油道；6—填料；7—铜丝编织带；8—铅套；9—内衬垫；10—加强层；11—外护层

#### 1.4.1 品种

(1) 型号与敷设场合，见表 1.3-6。

表 1.3-6 自容式充油电缆的型号、名称与敷设场合

型号	名 称	敷 设 范 围
CYZQ102 (103)	铜芯纸绝缘铅包铜带径向加强聚氯乙烯（聚乙烯）护套充油电缆	敷设于土壤、隧道中，在使用时护套能保持良好的绝缘，电缆能承受较小的机械外力作用，不能承受拉力作用
CYZQ202 (203)	铜芯纸绝缘铅包不锈钢带径向加强聚氯乙烯（聚乙烯）护套充油电缆	
CYZQ141	铜芯纸绝缘铅包铜带径向加强镀锌钢丝铠装纤维绳外护套充油电缆	敷设于水中或垂直敷设，电缆能承受较大的拉力
CYZQ241	铜芯纸绝缘铅包不锈钢带径向加强镀锌钢丝铠装纤维绳外护套充油电缆	

#### (2) 工作温度和敷设条件：

1) 电缆线芯长期允许工作温度：85℃。

2) 电缆允许最高工作电压：110~220kV，+15%额定工作电压；275kV 及以上，+10%额定工作电压。

3) 电缆内的长期工作油压：>0.02MPa。按电缆加强层结构不同，允许最高稳态油压：0.4MPa 和 0.8MPa。

4) 电缆敷设的环境温度：≥0℃。

5) 电缆敷设弯曲半径：≥电缆外径 25 倍。

6) 电缆敷设落差：≤30m。

#### 1.4.2 产品结构

(1) 导体结构。1000mm<sup>2</sup> 以下的导体有两种结构：一种采用螺旋管支撑的圆绞线，另一种采用 Z 形及弓形线绞合的型线结构。前者较柔软但油道流阻大，后者较光滑，油道流阻小。中心油道直径通常为 12mm 或 14mm。对于 1000mm<sup>2</sup> 及以上的大截面导体，为降低集肤效应所造成的附加损耗，常采用四分割、五分割或六分割导体。

(2) 绝缘结构。采用低黏度矿物油或合成油浸渍纸组合绝缘。绝缘油通过电缆导体中心的油道与压力箱相连，油压保持在规定的压力范围内，从而消除绝缘中的气隙，大大提高绝缘的电气强度。充油电缆采用损耗低、介电强度高的木纤维高压电缆纸或塑料复合绝缘纸（如 PPLP 纸）。

绝缘纸及绝缘油的性能应符合相关规定。导体表面及绝缘层外表面均用单色半导体纸及一层双色半导体纸构成导体屏蔽及绝缘屏蔽层，屏蔽层厚度为 0.4~0.6mm。导体屏蔽



的外层为双色半导电纸，双色半导电纸的绝缘面朝向绝缘层。绝缘屏蔽的内层为双色半导电纸，双色半导电纸绝缘面朝向绝缘层，绝缘屏蔽层的表面亦允许有一层薄铜带大间隙绕包。

### 1.5 钢管充油电缆

钢管充油电缆一般为三芯。将三根屏蔽的电缆线芯置于充满一定压力的绝缘油的钢管内，其作用和自容式充油电缆相似，用补充浸渍剂的方法，消除绝缘层中形成的气隙，以提高电缆的工作场强。钢管充油电缆结构如图 1.3-9 所示。

图 1.3-9 钢管充油电缆

结构图

1—导线；2—导线屏蔽；3—绝缘层；4—绝缘屏蔽；5—半圆形外扎铜带和缠以两至三根半滑丝；6—钢管；7—防腐层

钢管电缆导线没有中心油道，绝缘层结构与自容式充油电缆相同。绝缘屏蔽层外扎铜带和缠以两至三根半圆形铜丝，其作用是使电缆拖入钢管时减小阻力，并防止电缆绝缘层擦伤。

钢管充油电缆线芯绝缘层的浸渍剂一般采用高黏度聚丁烯油，在  $20^{\circ}\text{C}$  时黏度为  $(10\sim 20)\times 10^{-4}\text{m}^2/\text{s}$ 。电缆拖入钢管后再行充入钢管内的聚丁烯油，其黏度较低 [在  $20^{\circ}\text{C}$  时，黏度为  $(5\sim 6)\times 10^{-4}\text{m}^2/\text{s}$ ]，这样油流阻力小，可保证电缆绝缘充分补偿浸渍。钢管内的油用油泵供给，油压一般保持在  $1.5\text{MPa}$  左右。

与自容式充油电缆比较，钢管充油电缆采用钢管作为电缆护层，机械强度高，不易受外力损伤。钢管电缆的油压高，油的黏度大，所以电气性能较高；而且供油设备集中，管理维护较方便。对于长度长的电缆线路，自容式充油电缆通常需采用护套交叉换位互联的措施，以减少护套损耗和提高载流量。为此，就需要增加绝缘连接盒和普通连接盒。钢管充油电缆则不需要护套交叉互联接地，不必因此增加绝缘连接盒和普通连接盒。钢管电缆三芯在同一钢管内，占地少；但一相发生故障时会影晌其余两相；敷设安装比自容式充油电缆复杂，且只能敷设于斜坡落差不大的场合，不宜敷设于垂直高落差的场合。

### 1.6 直流电缆

直流电缆的结构与交流电缆有很多相似之处，但绝缘长期承受直流电压，且可比交流电压高  $5\sim 6$  倍。迄今投入运行的直流电缆大部分为黏性浸渍纸绝缘，只有当线路高差或电压特别高时，采用充油电缆。聚乙烯绝缘的直流电缆需解决空间电荷对电性能的影响，故目前虽有研制，但尚未实际使用。

直流电缆对于跨越海峡的长输电线路更为有利，因为交流电缆有很大的电容电流，对于长线路需要作电抗补偿，而在一些系统中很难做到，因此存在临界长度问题，而直流电缆则没有这个问题，并且线路损耗亦较交流的小。

直流电缆与交流电缆不同的另一个特点是：绝缘必须能承受快速的极性转换。在带负荷的情况下，极性转换实际上会引起电缆绝缘内部电场强度的增加，通常可达  $50\%\sim 70\%$ 。直流电缆由于在金属护套和铠装上不会有感应电压，所以不存在护套损耗问题。直流电缆的护层结构主要考虑机械保护和防腐。迄今直流电缆都采用铅护套，防腐层结构与交流电缆基本相同，大多以挤包聚乙烯或氯丁橡皮作防腐层。

在铅包和防腐层之间，有时还用镀锌钢带或不锈钢带加强，并可起到抗扭作用。海底直流电缆一般都采用镀锌钢丝或挤塑钢丝铠装。根据要求，有单层钢丝铠装或双层钢丝铠装。

迄今，投入运行的直流电缆中，最高电压为  $\pm 400\text{kV}$ ，传输容量为  $750\text{MW}$ 。目前正在研制  $\pm 600\text{kV}$  及以上的直流电缆。

### 1.7 压缩气体绝缘电缆

压缩气体绝缘电缆又称管道充气电缆，是在内外两个圆管之间充以一定压力（一般是  $0.2\sim 0.5\text{MPa}$ ）的  $\text{SF}_6$  气体。内圆管（常用铝管或铜管）为导电线芯，由固体绝缘垫片（通常是环氧树脂浇注体）每隔一定距离支撑在外圆管内。外圆管既作为  $\text{SF}_6$  气体介质的压力容器，又作电缆的外护层。单芯结构的外圆管用铝或不锈钢管，三芯结构的可用钢管。压缩气体绝缘电缆的导线和护层结构有刚性和可挠性两种，其结构如图 1.3-10 和图 1.3-11 所示。

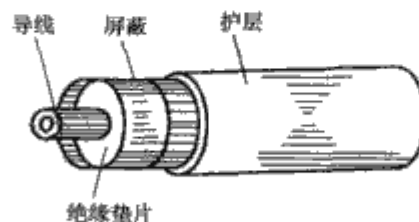


图 1.3-10 刚性压缩气体绝缘结构图

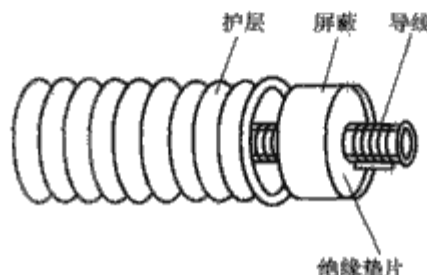


图 1.3-11 可挠性压缩气体绝缘电缆结构图

刚性结构电缆在工厂装配成长  $12\sim 15\text{m}$  的短段，运至现场进行焊接。由于负荷和环境温度的变化而引起热伸缩，在线路中要有导线和护层的伸缩连接。在长线路中，还应有隔离气体的塞止连接。

压缩气体绝缘电缆的电容小、介质损耗低、导热性好，因而传输容量较大，一般传输容量可达  $2000\text{MVA}$  以上。常用于大容量发电厂的高压引出线、封闭式电站与架空线的连接线或在避免两路架空线交叉而将一路改为地下输电时使用。但是压缩气体绝缘的尺寸较大，如电压等级为  $275\sim 500\text{kV}$  的刚性压缩气体绝缘电缆的外径在  $340\sim 710\text{mm}$  之间， $500\text{kV}$  三芯结构的外径达  $1220\text{mm}$ 。可挠性结构电缆的最大外径，一般限制在  $250\sim 300\text{mm}$  之间，以便于卷绕，但传输容量要比刚性的小得多，并且必须采用高压（一般为  $1.5\text{MPa}$  左右），以保证足够的耐压强度。压缩气体绝缘电缆的管道要清洁光滑，气体要经过处理，去除其中的自由导电粒子，以保证高的电气强度。固体绝缘垫片要设计合理，以改善其电场分布，使它具有高的耐冲击电压性能。

### 1.8 低温电缆

高纯度铝或铜的电阻在低温下将大幅度降低，铝在温度为  $20\text{K}$  的液氢中，其电阻为常温下的  $1/500$ ；在温度为  $77\text{K}$  的液氮中，其电阻为常温下的  $1/10$ 。导线在液氢或液氮冷却下，电缆的散热能力也大大提高。低温电缆应用上述原理，既降低了导线损耗，又增强了散热能力，因而传输容量大为增加。一般传输容量可达  $5000\text{MVA}$  以上。

低温电缆的绝缘结构一般有两种：一种是液氮（或液



氢)浸渍非极性合成纤维纸,如聚乙烯合成纸;另一种采用真空作为绝缘。

低温下导线的电阻低,集肤效应更为明显,因此,大截面的低温电缆均采用分裂导线结构。

### 1.9 超导电缆<sup>[6-7]</sup>

超导电缆是利用超导在其临界温度下成为超导态、电阻消失、损耗极小、电流密度高、能承载大电流的特点而设计制造的。其传输容量远远超过充油电缆,亦大于低温电缆,可达10 000MVA以上,是正在大力研究发展中的一种新型电缆。由于超导体的临界温度一般在20K以下,故超导电缆一般在4.2K的液氮中运行。

超导电缆分直流、交流两类。直流超导电缆可采用临界电流密度高的Ⅲ类超导体,如铌钛合金(NbTi)及铌三锡化合物(Nb<sub>3</sub>Sn)等。由于承载的传输电流很大,在故障时电流更大,超导体可能局部瞬时失超。为保障电缆正常安全运行,应采用超导体与起稳定作用的基体金属(如铜或铝)构成的复合超导体。超导体承载传输电流,基体金属承载失超电流,并起散热的作用。交流超导电缆不宜用Ⅲ类超导体,因为Ⅲ类超导体在其自身产生的交流磁场中运行时,产生的交流损耗与交变电流峰值的三次方成正比。所以应采用表面光滑平整、交流损耗低的Ⅰ类超导体,如铌或铅。如用电流密度大的Ⅲ类超导体,如Nb<sub>3</sub>Sn,则应采用厚度极薄的带或直径极小的纤维,以减低交流损耗。为保障电缆正常安全运行,亦须采用以基体金属铜或铝构成的复合超导体。

超导电缆的主要组成部分除超导体外,还有电绝缘及热绝缘。电绝缘一般由液氮、真空及浸渍液氮的塑料薄膜或纤维纸组成,要求有足够的耐电压强度。在高电场强度下介质损耗角正切仍能保持极低值,塑料绝缘在4.2K的低温环境下仍具有足够的柔软性。为防止周围环境的热量通过辐射、传导及对流方式进入低温下运行的电缆内部,电缆及其终端附件外部的绝热层必须具有高绝热效能的热绝缘,一般采用真空多层绝热方法,用若干层铝箔或表面喷铝的聚酯薄膜作为辐射屏,层间夹以绝缘性能良好的尼龙网等,并抽真空。为进一步降低辐射漏热,绝热层可采用多层结构,外层可用液氮冷却的夹层。

超导电缆的结构有刚性和可挠性两种形式,缆芯分单芯和三芯,其结构如图1.3-12和图1.3-13所示。设计时须充分考虑其组成材料的膨胀系数,以免电缆因热胀冷缩产生过大的内应力而受损。

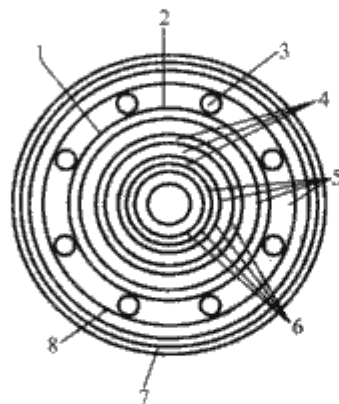


图 1.3-12 三芯同轴型超导电缆结构示意图

1—隔热层; 2—热绝缘;  
3—液氮管道; 4—液氮管道;  
5—真空空间; 6—铝基铌超导体; 7—防蚀钢管; 8—超绝热层

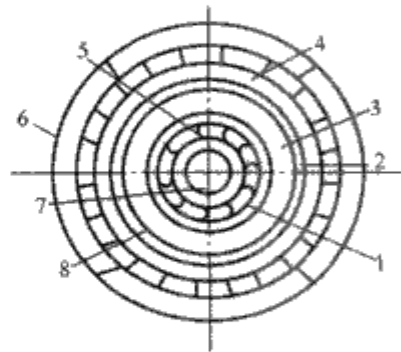


图 1.3-13 可挠性超导电缆结构示意图

1—螺旋形支撑线; 2—超导体层;  
3—绝缘; 4—外导线; 5—内导线;  
6—铠装; 7—氮冷却; 8—电场屏蔽

## 2 电力电缆的载流量<sup>[8,9]</sup>

电力电缆的载流量是指电缆在最高允许温度下,电缆导线允许通过的最大电流。在设计或选用电缆时,应使电缆各部分损耗产生的热量不使电缆温度超过其最高允许温度。在大多数情况下,电缆的传输容量是由它的最高允许温度确定的。电缆的最高允许温度,主要取决于所用绝缘材料的热老化性能,因为电缆工作温度过高,绝缘材料老化会加速,电缆寿命大大缩短。如果电缆在最高允许温度下运行,电缆将长期(30年以上)安全工作。

### 2.1 长期允许载流量

当电缆通过长期负载电流达到稳态后,电缆各结构部分中产生的损耗热量(包括导线、介质、护套和铠装层的损耗等)将持续向周围媒质散发。由于电缆各结构部分及周围媒质都存在热阻,热流将使这些部分温度升高。当各部分温度升高而使导线的温度等于电缆最高允许长期工作温度时,满足下式。

$$\theta - \theta_a = (W_c + \frac{1}{2}W_d)T_1 + [W_c(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d]n(T_3 + T_4)$$

式中:  $\theta$  为电缆最高长期工作温度,℃;  $\theta_a$  为环境温度,℃;  $W_c$  为每厘米电缆每相线芯的导线损耗, W/cm;  $W_d$  为每厘米电缆每相的介质损耗, W/cm;  $\lambda_1, \lambda_2$  为电缆金属护套及铠装层的损耗系数;  $T_1, T_2, T_3, T_4$  为每厘米电缆的绝缘、衬垫、外被层及外部热阻, (℃·m)/W;  $n$  为电缆的芯数。

因为  $W_c = I^2 r$ , 所以电缆的长期允许载流量  $I$  为

$$I = \sqrt{\frac{\theta - \theta_a - W_d \left[ \frac{1}{2}T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4) \right]}{r \{ T_1 + n[(1 + \lambda_1)T_2 + (1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)] \}}}$$

(1.3-1)

式中:  $r$  为每厘米电缆的导线交流电阻, Ω/cm。

#### 2.1.1 导线交流电阻计算

导线交流电阻由导线直流电阻及其在交流作用下因集肤效应和邻近效应而增大的部分所组成。

(1) 导线直流电阻计算。每厘米电缆的导线直流电阻  $r'$  可按下式计算

$$r' = \frac{\rho_{20}}{A} [1 + a(\theta - 20)] k_1 k_2 k_3 \quad (1.3-2)$$

式中:  $\rho_{20}$  为导线材料在 20℃ 下的电阻率, Ω·cm;  $A$  为导线截面积, cm<sup>2</sup>;  $a$  为电阻温度系数;  $\theta$  为导线温度,℃;  $k_1, k_2, k_3$  为扭绞、成缆及紧压效应系数,一般取  $k_1 = 1.012$ ,  $k_2 = 1.007$ ,  $k_3 = 1.01$ 。

(2) 集肤效应和邻近效应系数计算。集肤效应系数  $Y_s$  和邻近效应系数  $Y_p$  分别按下面两式计算

$$Y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8x_s^4} \quad (1.3-3)$$

$$Y_p = \frac{x_p^4}{192 + 0.8x_p^4} \left( \frac{D_s}{S} \right)^2 \left[ 0.312 \left( \frac{D_s}{S} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{x_p^4}{192 + 0.8x_p^4} + 0.27} \right] \quad (1.3-4)$$

其中

$$x_s^4 = \left( \frac{8\pi f}{r'} \right)^2 \times 10^{-14} k_s^2,$$

$$x_p^4 = \left( \frac{8\pi f}{r'} \right)^2 \times 10^{-14} k_p^2$$

式中:  $f$  为频率, Hz;  $D_c$  为导线外径, mm, 对于扇形芯电线, 等于截面积相同的圆形芯的直径;  $S$  为导线中心轴间距离, mm;  $k_s, k_p$  为常数, 见表 1.3-7。

表 1.3-7 不同结构线芯的  $k_s$  和  $k_p$

导线类型	干燥浸渍否	$k_s$	$k_p$
圆形、扭绞	是	1	0.8
	否	1	1
圆形、紧压	是	1	0.8
	否	1	1
圆形、分割 <sup>①</sup>	是	0.435	0.37
圆形、空心	是	②	0.8
扇形	是	1	0.8
	否	1	1

① 适用于 1500mm<sup>2</sup> 以下的四分裂导线 (有无中心油道均适用)。  
②  $k_s = \frac{D'_c - D_0}{D'_c + D_0} \left( \frac{D'_c + 2D_0}{D'_c + D_0} \right)^2$ , 其中  $D_0$  为线芯内径 (中心油道直径);  $D'_c$  为具有相同中心油道的等效线芯导线外径, mm。

(3) 导线交流电阻计算。每厘米电缆的导线交流电阻  $r$  按下式计算

$$r = r'(1 + Y_s + Y_p) \quad (1.3-5)$$

钢管电缆由于磁性材料的影响, 集肤效应和邻近效应系数比按式 (1.3-3) 和式 (1.3-4) 计算的大 70%, 所以导线交流电阻为

$$r = r'[1 + 1.7(Y_s + Y_p)] \quad (1.3-6)$$

### 2.1.2 介质损耗计算

介质损耗按下式计算

$$W_d = U^2 \omega C \tan \delta \quad (1.3-7)$$

式中:  $W_d$  为每厘米电缆每相的介质损耗, W/cm;  $U$  为电缆导线与绝缘屏蔽层之间的电压, V;  $\omega$  为电源角频率, rad/s;  $C$  为每厘米电缆每相电容, F/cm;  $\tan \delta$  为电缆绝缘的介质损耗角正切。

单位长度单芯电缆, 分相铅包、分相屏蔽型电缆的电容可由下式计算

表 1.3-9  $\lambda'_1$  和  $\lambda''_1$  的计算公式

敷设连接方式			$\lambda'_1$	$\lambda''_1$
单芯电缆 (三相电路)				
护套二端 接地	等边三角形敷设		$\frac{r_s}{r} \cdot \frac{x_s^2}{r_s^2 + x_s^2}$	不计
	等距平面 敷设	电缆换位	$\frac{r_s}{r} \cdot \frac{x_s'^2}{r_s^2 + x_s'^2}$	不计
		电缆不换位	A 相: $\frac{r_s}{r} \cdot \frac{M^2 + 3N^2 + 2\sqrt{3}(M-N) + 1}{4(M^2 + 1)(N^2 + 1)}$ B 相: $\frac{r_s}{r} \cdot \frac{1}{(N^2 + 1)}$ C 相: $\frac{r_s}{r} \cdot \frac{M^2 + 3N^2 - 2\sqrt{3}(M-N) + 1}{4(M^2 + 1)(N^2 + 1)}$	不计
护套单点接 地或交叉换 位互联接地	等边三角形敷设		不计	$A_1 \frac{r_s}{r} \cdot \frac{\left(\frac{D_s}{2S}\right)^2 [1 + A_2(D_s/2S)^2]}{(r_s \cdot 10^9/\omega)^2 + 2S/5D_s}$ $A_1=3, A_2=0.417$
	等距平面 敷设	两侧电缆	不计	$A_1=1.5, A_2=0.27$
		中间电缆	不计	$A_1=6, A_2=0.083$
	钢管形三芯电缆 (分相屏蔽或分相金属护套)			
不分连接方式			$\frac{r_s}{r} \cdot \frac{1.7x_s^2}{r_s^2 + x_s^2}$	不计
说明	$r_s$ —每厘米电缆的护套电阻 ( $\Omega/\text{cm}$ ); $r$ —每厘米电缆的导线电阻 ( $\Omega/\text{cm}$ ); $x_s = 2\omega \ln \frac{2S}{D_s} \times 10^{-9} (\Omega/\text{cm})$ ; $x'_s = 2\omega \ln \frac{2S_s}{D_s} \times 10^{-9} (\Omega/\text{cm})$ ; $S$ —电缆导线轴间距离 (cm); $S_s=1.26S$ (cm); $D_s$ —金属护套平均直径 (cm); $M = \frac{r_s}{x_s + a}$ ; $N = \frac{r_s}{x_s - a/3}$ ; $a = 2\omega \ln 2 \times 10^{-9} \Omega/\text{cm}$ , $\omega = 2\pi f$ , $f$ —频率 (Hz); 对于大截面分裂导线, $\lambda''_1$ 尚需乘以系数 $F$ , $F \approx \frac{4M^2N^2 + (M+N)^2}{4(M^2 + 1)(N^2 + 1)}$			

$$C = \frac{\epsilon_r}{1.8 \ln D_i/D_c} \times 10^{-12} \quad (1.3-8)$$

式中:  $\epsilon_r$  为电缆绝缘的介电常数;  $D_i$  为电缆绝缘外径, mm;  $D_c$  为电缆导线外径, mm。

不同绝缘电缆的介电常数  $\epsilon_r$  和介质损耗角正切  $\tan \delta$  如表 1.3-8 所示。

表 1.3-8 不同绝缘电缆的介电常数  $\epsilon_r$  和  $\tan \delta$

电缆类型	$\epsilon_r$	$\tan \delta$
黏性浸渍纸绝缘电缆	4	0.01
低油压自容式充油电缆	3.3	0.003 3~0.001
高油压自容式充油电缆	3.5	0.003 3~0.001
钢管充油电缆	3.7	0.004 5
乙丙橡皮电缆	3	0.04
丁基橡皮电缆	4	0.05
聚氯乙烯电缆	8	0.1
乙丙烯电缆	2.3	0.001
交联聚乙烯电缆	2.3	0.001

### 2.1.3 金属护套损耗系数计算

金属护套损耗系数  $\lambda_1$  可按下式计算

$$\lambda_1 = \lambda'_1 + \lambda''_1 \quad (1.3-9)$$

式中:  $\lambda'_1$  和  $\lambda''_1$  分别表示护套损耗的环流和涡流损失系数。其计算公式列于表 1.3-9。

### 2.1.4 铠装损耗系数计算

对于铠装用非磁性材料损耗系数  $\lambda_2$ , 可用下述方法计算: 以护套和铠装并联电阻代替  $r_s$ , 护套直径  $D_{s1}$  和铠装直径  $D_{s2}$  均方根值代替金属护套平均直径 (即  $D_s = \sqrt{\frac{D_{s1}^2 + D_{s2}^2}{2}}$ ), 用表 1.3-9 中相应护套公式计算护层和铠装中总损耗。



对于单芯钢丝铠装电缆，钢丝铠装应采取措施，如采用较大的包缠节距，钢丝中夹以非磁性材料金属丝，以减小它的磁效应，铠装损耗系数  $\lambda_2$  亦可以用上述方法近似计算。

对于钢管形电缆，钢管中损耗系数  $\lambda_2$  可用下列经验公式计算。

当三根电缆在钢管中呈三角形顶点向上排列时

$$\lambda_2 = \left( \frac{0.000\,82S + 0.001\,04D_d}{r} \right) \times 10^{-6} \quad (1.3-10)$$

当三根电缆在钢管内呈三角形顶点向下排列时

$$\lambda_2 = \left( \frac{0.003\,07S + 0.001\,58D_d}{r} \right) \times 10^{-6} \quad (1.3-11)$$

式中： $r$  为每厘米电缆的导线电阻， $\Omega/\text{cm}$ ； $S$  为相邻电缆中心轴间的距离， $\text{cm}$ ； $D_d$  为钢管的内径， $\text{cm}$ 。

一般计算钢管内损耗时，采用式 (1.3-10) 和式 (1.3-11) 的平均值。

电缆常用金属材料的电阻系数和温度系数，如表 1.3-10 所示。

表 1.3-10 电缆常用金属的电阻系数和温度系数

材 料	用途	20℃时电阻系数 ( $\Omega \cdot \text{cm}$ )	20℃温度系数 ( $1/^\circ\text{C}$ )
铜	导线	$1.724\,1 \times 10^{-6}$	$3.93 \times 10^{-3}$
铝	导线	$2.8264 \times 10^{-6}$	$4.03 \times 10^{-3}$
铅(或铅合金)	护套	$21.4 \times 10^{-6}$	$4.0 \times 10^{-3}$
铝	护套	$3.10 \times 10^{-6}$	$4.03 \times 10^{-3}$
黄铜	铠装	$3.5 \times 10^{-6}$	$3.0 \times 10^{-3}$
钢	铠装	$13.8 \times 10^{-6}$	$4.5 \times 10^{-3}$
不锈钢	铠装	$70.0 \times 10^{-6}$	可忽略不计

### 2.1.5 电缆的热阻计算<sup>[10]</sup>

各种材料的热阻系数如表 1.3-11 所示。电缆各部分热阻的计算公式如表 1.3-12 所示。

表 1.3-11 各种材料的热阻系数

材 料	热阻系数 ( $\text{T}\Omega \cdot \text{cm}$ )	材 料	热阻系数 ( $\text{T}\Omega \cdot \text{cm}$ )
1. 绝缘材料		聚乙烯	350
黏性浸渍纸绝缘	600	3. 管道敷设材料	
充油电缆纸绝缘	500	纤维	480
压气电缆纸绝缘	550	石棉	200
充气电缆纸绝缘	550	水泥	100
聚乙烯	350	聚氯乙烯	600
交联聚乙烯	350	聚乙烯	350
聚氯乙烯	500~600	4. 其他	
乙丙橡皮	350~500	土壤：潮湿土壤	60
丁基橡皮	500	普通土壤	100
绝缘油	700	干燥土壤	150
2. 护层材料		5. 金属	
浸渍麻及纤维材料	600	铜	0.26
氯丁橡皮	550	铝	0.5
聚氯乙烯	500~600	铅	2.9

表 1.3-12 电缆各部分热阻的计算公式

电缆及敷设方式	每厘米电缆的热阻 [ $(^\circ\text{C} \cdot \text{cm})/\text{W}$ ]	说 明
绝缘热阻 $T_1$ 单芯电缆	$T_1 = \frac{\rho_{T1}}{2\pi} \ln \frac{D_i}{D_c}$	$\rho_{T1}$ 、 $\rho_{T2}$ 、 $\rho_{T3}$ 、 $\rho_{T4}$ 分别为电缆绝缘、衬垫层、外被层及土壤的热阻系数， $(^\circ\text{C} \cdot \text{cm})/\text{W}$ ； $D_c$ 、 $D_i$ 、 $D_a$ 、 $D_b$ 、 $D_A$ 、 $D_e$ 分别为电缆的导线、绝缘、护层、衬垫层、铠装及电缆的外径， $\text{cm}$ ； $h$ 为电缆表面的散热系数， $\text{W}/[\text{cm}^2 \cdot (^\circ\text{C})^{5/4}]$ ； $\Delta\theta_s$ 为电缆表面温升， $^\circ\text{C}$ ； $L$ 为电缆中心到地面的距离， $\text{cm}$ ； $\theta_{\Delta l}$ 为电缆与钢管内油的平均温度， $^\circ\text{C}$ ； $D_l$ 为钢管外被层外径， $\text{cm}$
衬垫热阻 $T_2$ 单芯电缆	$T_2 = \frac{\rho_{T2}}{2\pi} \ln \frac{D_b}{D_s}$	
外被层热阻 $T_3$	$T_3 = \frac{\rho_{T3}}{2\pi} \ln \frac{D_e}{D_A}$	
外部热阻 $T_4$ 1. 空气敷设电缆	$T_4 = \frac{1}{\pi D_e h (\Delta\theta_s)^{1/4}}$	
2. 直埋敷设电缆 <sup>①</sup>	$T_4 = \frac{\rho_{T4}}{2\pi} \ln \left( \frac{4L}{D_e} \right)$ $T_4 = T_4' + T_4''$	
(1) 一般电缆	$T_4' = \frac{26}{1 + 0.002\,6\theta_{\Delta l} D_e'}$ $D_e' = 2.15D_e$	
(2) 钢管充油电缆	$T_4'' = \frac{\rho_{T4}}{2\pi} \ln \left( \frac{4L}{D_l} \right)$	
3. 水中敷设电缆	$T_4 = 0$	

①如有  $N$  根电缆敷设于土地中，电缆及其负载电流均相同，考虑相互热影响，根据镜像法，第  $k$  根电缆等效周围媒质热阻

$$T_4 = \frac{\rho_{T4}}{2\pi} \ln \left( \frac{4L}{D_e} F_e \right)$$

式中： $F_e = \frac{d'_{1k}}{d_{1k}} \cdot \frac{d'_{2k}}{d_{2k}} \cdots \frac{d'_{Nk}}{d_{Nk}}$  (式中不包括  $\frac{d'_{kk}}{d_{kk}}$  项)； $d_{1k}$ 、 $d_{2k}$ 、 $\cdots$ 、 $d_{Nk}$  分别为电缆 1、2、 $\cdots$ 、 $N$  中心至  $k$  电缆中心距离， $\text{cm}$ ； $d'_{1k}$ 、 $d'_{2k}$ 、 $\cdots$ 、 $d'_{Nk}$  分别为电缆 1、2、 $\cdots$ 、 $N$  镜像中心至  $k$  电缆中心距离， $\text{cm}$ 。

### 2.2 电缆周期负载载流量

土壤敷设电缆承受周期负载时，其载流量可以比恒定负载下载流量高，该提高系数称为周期负载因数  $M$ 。 $M$  值可由式 (1.3-12) 计算

$$M = \frac{1}{\left\{ \sum_{i=0}^5 y_i \left[ \frac{\theta_R(i+1)}{\theta_R(\infty)} - \frac{\theta_R(i)}{\theta_R(\infty)} \right] + \mu \left[ 1 - \frac{\theta_R(6)}{\theta_R(\infty)} \right] \right\}^{\frac{1}{2}}}} \quad (1.3-12)$$

$$\mu = \frac{1}{24} \sum_{i=0}^{23} y_i$$

式中： $y_i$  为每小时电流与一天中最大电流比值的平方； $\theta_R(i)$  为导体温度达到最大值前 6h 的电缆暂态温升， $\text{K}$ ； $\theta_R(\infty)$  为电缆的稳态温升， $\text{K}$ 。 $\theta_R(i)$  与  $\theta_R(\infty)$  的比值为

$$\frac{\theta_R(i)}{\theta_R(\infty)} = [1 - K + K\beta(i)]\alpha(i) \quad (1.3-13)$$

$$\theta_R(0) = 0$$

式中： $\alpha(i)$ 、 $\beta(i)$  分别为电缆导体对绝缘表面、电缆表面对周围环境温升的达到因数。

$$\alpha(t) = \frac{T_a(-e^{-\alpha t}) + T_b(1 - e^{-bt})}{T_A + T_B} \quad (1.3-14)$$

$$\beta(t) = \frac{-E_i(-D_e^2/16\delta) - [-E_i(-L^2/\delta)]}{2\ln(4L/D_e)} \quad (1.3-15)$$

$$K = \frac{W_1 T_4}{W_C(T_A + T_B) + W_1 T_4} \quad (1.3-16)$$

式中： $D_e$  为电缆外径，mm； $t$  为 3600*i*，s； $i$  为时间，h； $W_1$  为额定温度下单位长度电缆的总损耗，W/cm； $W_c$  为额定温度下单位长度一相导体的损耗，W/cm； $T_4$  为单根电缆的外部热阻， $T_4 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \frac{4L}{D_e}$ ，(°C·cm)/W； $L$  为电缆敷设深度，mm； $\rho_T$  为土壤热阻系数，(K·cm)/W； $-E_i(-x)$  为指数积分函数； $\delta$  为土壤热扩散系数，m<sup>2</sup>/s； $T_a$ 、 $T_b$  为用于计算电缆部分暂态温升的视在热阻，(K·cm)/W； $a$ 、 $b$  为用于计算电缆部分暂态温升的系数； $T_A$ 、 $T_B$  为等值热回路组成部分。

2.3 电缆短时过载载流量

电缆在事故情况或紧急情况下，进行过负载运行，此时所允许通过的电流为短时过载载流量。短时过载载流量  $I_2$  可由式 (1.3-17) 计算

$$I_2 = I_R \left[ \frac{h_1^2 R_1}{R_{max}} + \frac{(R_R/R_{max})(r-h_1^2 \cdot R_1/R_R)}{\theta_R(t)/\theta_R(\infty)} \right]^{\frac{1}{2}} \tag{1.3-17}$$

$$h_1 = I_1/I_R, r = \theta_{max}/\theta_R(\infty)$$

式中： $I_1$  为电缆过载前载流量，A； $I_R$  为电缆额定载流量，A； $\theta_{max}$  为允许短时过载温度，°C； $\theta_R(\infty)$  为电缆的稳态温升，K； $R_1$ 、 $R_R$ 、 $R_{max}$  为电缆在过载前温度、额定工作温度、允许短时过载温度下的导体交流电阻，Ω/cm； $\theta_R(t)$  为过载时的电缆暂态温升，K。

土壤敷设电缆(直埋或在管道中)的  $\theta_R(t)$  按式 (1.3-18) 计算

$$\theta_R(t) = \theta_c(t) + \alpha(t)\theta_e(t) \tag{1.3-18}$$

式中： $\theta_c(t)$  为导体对电缆表面的暂态温升，K； $\theta_e(t)$  为电缆表面对环境的暂态温升，K； $\alpha(t)$  为导体和电缆外表面之间暂态温升的达到因数。它们的计算公式分别为

$$\theta_c(t) = W_c [T_a(1 - e^{-at}) + T_b(1 - e^{-bt})] \tag{1.3-19}$$

$$\alpha(t) = \theta_c(t) / [W_c(T_A + T_B)] \tag{1.3-20}$$

$$\theta_e(t) = \frac{\rho_T W_1}{4\pi} \left\{ \left[ -E_i \left( \frac{-D_e^2}{16t\delta} \right) \right] + \sum_{k=1}^{N-1} \left[ -E_i \left( \frac{-(d_{pk})^2}{4t\delta} \right) \right] \right\} \tag{1.3-21}$$

式中： $d_{pk}$  为第  $p$  根电缆与第  $k$  根电缆之间的中心距离；其余符号含义与本章 2.2 节相同。

空气中敷设电缆  $\theta_R(t)$  用式 (1.3-22) 计算

$$\theta_R(t) = \theta_c(t) \tag{1.3-22}$$

2.4 电缆的允许短路电流<sup>[11]</sup>

电缆的允许短路电流  $I_k$  (A) 是根据电缆在短路电流作用期间，电缆的温度不超过其允许短路温度而定的，如式 (1.3-23) 所示

$$I_k = \sqrt{\frac{C_c}{r_{20}\alpha} \ln \frac{1 + \alpha(\theta_{sc} - 20)}{1 + \alpha(\theta_0 - 20)}} \tag{1.3-23}$$

式中： $\theta_{sc}$  为电缆允许短路温度，一般取以下值：黏性浸渍及充气电缆为 220°C，充油电缆为 160°C，聚氯乙烯电缆为 160°C，聚乙烯电缆为 130°C，交联聚乙烯电缆为 250°C，天然橡皮电缆为 150°C，乙丙及丁基橡皮电缆分别为 250°C 和 220°C； $\theta_0$  为短路前电缆温度，°C； $r_{20}$  为 20°C 时每厘米电缆导体的交流电阻，Ω/cm； $\alpha$  为导体电阻的温度系数，K<sup>-1</sup>； $C_c$  为每厘米电缆导体的热容，J/(cm·°C)； $t$  为短路时间，s。

电缆常用材料的密度和热容系数如表 1.3-13 所示。

表 1.3-13 电缆常用材料的密度和热容系数

材料	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	热容系数 (J/cm <sup>3</sup> ·°C)	材料	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	热容系数 (J/cm <sup>3</sup> ·°C)
铜	8.9	3.5	聚乙烯	0.91~0.97	1.2~1.3
铝	2.7	2.48	聚氯乙烯	1.3~1.5	1.5~1.7
油	0.85	1.7	橡皮	1.2~1.8	1.9~2.0
电缆纸	0.8	0.9	沥青	1	1.67
油浸纸	1.1~1.3	1.7~1.9	电缆麻	0.5	0.67
铅	11.34	1.5	土壤	1.4~2.2	1.14~4.3
钢	7.8	3.6	水泥	2.2	1.84

3 电力电缆的性能测试<sup>[12,13]</sup>

电力电缆的主要试验项目如表 1.3-14 所示。

表 1.3-14 电力电缆主要试验项目

序号	试验项目	试 验 类 别					
		中间检查	出厂与验收试验	定期试验	研究性试验	交接试验	运行监督试验
1	导体直流电阻		✓				
2	绝缘电阻		✓			✓	✓
3	整盘电缆介质损耗角正切		✓				
4	交流短时耐压试验		✓				✓
5	交流长时耐压试验			✓			
6	直流耐压试验					✓	✓
7	热循环下的介质损耗角正切试验			✓			
8	电容					✓	
9	正序及零序阻抗					✓	
10	泄漏电流及三相不平衡度检查					✓	✓
11	老化试验			✓			
12	局部放电检测				✓		
13	载流量试验				✓		
14	电缆弯曲后的冲击电压试验			✓			
15	火花试验	✓					
16	浸水耐压试验	✓					
17	结构尺寸检查	✓	✓	✓			
18	铅套扩张试验	✓	✓				
19	铅(铝)套密封性试验		✓				
20	铅套和加强层的液压试验			✓			
21	充油电缆油样试验	✓	✓			✓	✓
22	黏性电缆油样试验	✓					
23	浸渍剂滴出试验		✓				
24	交联度试验			✓			
25	橡塑类电缆耐寒试验			✓			
26	浸渍含气量试验				✓		
27	tanδ—t 曲线			✓			
28	护层耐电压试验			✓			

注 ✓表示要试的项目。



### 3.1 导体直流电阻的测试

按照国家标准 GB 764《电线电缆导电线芯电阻测量方法（直流电桥法）》进行，被测试品最小长度为 1m。

#### 3.1.1 测试设备

(1) 测量导电线芯电阻的直流电桥，应根据表 1.3-15 进行选择。

(2) 电桥主要部件和接线，应符合下列要求：

1) 电桥精度不低于 0.5 级。

2) 当电桥平衡时，改变可变电阻桥臂电阻的 0.5%，检流计的偏转不小于 1 格。

3) 当用双臂电桥时，标准电阻和被测电阻间的线路电阻  $R_{xl}$  不应超过标准电阻值，同时用以连接电压端的接线电阻不应大于  $0.02\Omega$ 。

4) 标准电阻  $R_{bx}$  的准确度等级应不低于 0.1 级。

5) 测量时，电桥的读数应保证有三位有效数字。

如作为一般出厂检查试验，且测量数据能满足有关产品标准规定的要求，允许采用准确度等级不低于 2.0 级的双臂电桥测量小于  $2\Omega$  的线芯电阻。

表 1.3-15 电桥选用原则

测量电阻范围 ( $\Omega$ )	$10^{-5} \sim 2$	$2 \sim 10^2$	$10^2 \sim 10^6$
电桥形式	双臂电桥	双/单臂电桥	单臂电桥

#### 3.1.2 测试中的技术要求

(1) 测试时，除在相应产品标准或技术条件中有特殊要求情况外，被测导线温度应等于周围环境温度，且测量时电流选择应不使测量过程中导线温度升高。

(2) 被测导线电阻  $R_{bc}$  值，应按所选用电桥中规定的公式进行计算。

(3) 当用准确度等级不低于 0.5 级的电桥测量小于  $0.1\Omega$  的电阻时，需要用两个相反方向的电流各测一次，再取平均值。

(4) 将被测导电线芯接到电桥上用的连接线的电阻，在下列情况下忽略：

1) 用双臂电桥测量。

2) 当连接线的电阻不大于被测电阻的 0.2%。

其他情况下，导电线芯的电阻  $R_{dx}$  按  $R_{dx} = R_{bc} - R_{xl}$  计算。

(5) 测量用的直流电桥必须进行定期校验，每年不少于 1 次。

### 3.2 绝缘电阻的测试

#### 3.2.1 测试条件

(1) 测试电压。测试绝缘电阻时所施加的直流电压不应太高，否则会导致绝缘内发生局部放电；也不能太低，以免影响测试的灵敏度和准确度。对于 35kV 及以下的电力电缆，一般最低电压不低于 100V，最高电压不超过 3000V。

(2) 测试顺序。为了检查电缆在耐压试验过程中，可能产生而并未暴露的缺陷，绝缘电阻测试在耐压试验后进行。

(3) 测试中读数的时间。由于加上电压后，绝缘中存在着三种随时间而衰减的电流，因此，理论上应等这三种电流全部衰减完后，才读取泄漏电流的数值，以计算绝缘电阻。测试方法的标准中明确规定，在接通电流后 1min 读数。

#### 3.2.2 测试方法

电线电缆产品绝缘电阻的测试方法常用的有三种。

(1) 直流比较法。采用同时测试被测和标准电阻来作对比的方法，它尽可能排除了外界干扰和测试线路中的杂散电流，因此测试精度高，测量高电阻的范围较宽。用于要求精确测量的场合以及仲裁试验。比较法测定装置均由各单位按标准自行组装。

(2) 绝缘电阻表法。绝缘电阻表俗称“摇表”，常作为工厂中产品出厂检查用。它操作简便、快速，可以携带。但测试精度较低（1~1.5 级），对于绝缘层较厚、绝缘电阻较高的产品，应选择较高的测试电压。

(3) 高阻计法。高阻计是近年来大量使用的一种测试仪器，具备绝缘电阻表法的特点，但测试精度要高得多，测量范围也较宽。

### 3.3 介质损耗角正切的测试

测试按照国家标准 GB 761《电力电缆介质损失角正切值测量方法》（交流高压电桥法）的规定进行。

#### 3.3.1 试验设备

采用高压西林电桥。试验设备应符合下列要求：

(1) 测量范围：

1)  $\tan\delta$  从  $1 \times 10^{-4} \sim 1.0$ 。

2) 电容测量范围满足被试品的电容值要求。

(2) 电桥平衡指示装置的灵敏度应保证电桥有三位有效数字。

(3) 测量  $\tan\delta$  时，所施加的电压波形应接近于正弦波，其振幅系数不应大于 10% 正弦波形的振幅系数。

(4) 试验变压器的额定电压、额定容量应满足相应被试品最高测试电压和相应容量的要求。标准电容器的额定工作电压，应大于相应被试品的最高测试电压值。标准电容器还应符合下列要求：

1) 电容准确度  $\pm 0.5\%$ 。

2)  $\tan\delta \leq 1 \times 10^{-4}$ 。

(5) 测试设备及接线应可靠屏蔽。

(6) 测量  $\tan\delta$  时，施加电压的测量必须采用不低于 1.0 级的电压互感器或高压静电电压表，测试电压的误差不得大于  $\pm 3\%$ 。

#### 3.3.2 技术要求与计算

(1)  $\tan\delta$  测量应在高压试验后进行。如需单独测量，应先以相应被试品最高测试电压施加 5min 之后再行，以防止电缆在测量过程中发生闪络或击穿现象。

(2) 进行测量时，应反复调节  $R_3$ 、 $R_4$  桥臂，直到平衡指示装置在满足读数要求灵敏度条件下平衡为止。

(3) 采用不接分流电阻的电桥测量时，被测试品的  $\tan\delta$  直接在电桥的  $R_4$  桥臂上读出。每千米电缆电容值按下式计算

$$C_{bc} = C_{bz} \frac{R_4}{R_3 L}$$

式中： $R_3$ 、 $R_4$  为桥臂电阻， $\Omega$ ； $C_{bz}$  为标准电容器电容值， $\mu F$ ； $C_{bc}$  为被测试品电容值， $\mu F$ ； $L$  为试品长度，km。

(4) 除在产品标准或技术条件中有特殊要求外，测量时环境的相对湿度应不超过 80%。

### 3.4 工频电压试验

35kV 及以下电线电缆产品的工频交流电压试验按国家标准 GB 766《电线电缆交流电压试验方法》进行。



### 3.4.1 试验设备

(1) 交流电压试验线路原理, 见图 1.3-14。试验电压值超过 35kV 时, 允许采用高压静电电压表代替电压互感器, 直接测量试验电压值。

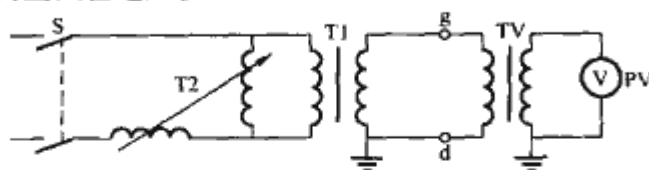


图 1.3-14 耐压试验线路原理图

S—电源开关; T1—试验变压器; T2—调压器; PV—电压表;  
TV—电压互感器; g、d—被试品接线端

(2) 进行电线电缆产品交流电压试验时, 应保证施加在被试品上的电压波形接近正弦波, 其振幅系数不大于正弦波相应数值的  $\pm 10\%$ 。

(3) 试验变压器应采用快速过电流保护装置, 以保证当被试品击穿时能迅速切断电源。

(4) 电压互感器的准确度等级应不低于 1.0 级; 电压表准确度等级不低于 2.5 级。选择电压表的测量范围时, 应使被测量值不小于电压表测量范围额定值的  $1/4$ 。

### 3.4.2 试验方法

(1) 试验时, 起始电压不应超过相应产品标准所规定的试验电压值的 40%, 电压应均匀逐渐上升至所规定试验电压值, 总的升压时间不超过 1min。

(2) 在连续试验的全部时间内, 所规定试验电压的偏差不得超过  $\pm 3\%$ 。

(3) 试验完毕后, 可使用任何速度平稳降压, 当电压降到试验电压值的 40% 后允许切断电源。

(4) 被试品终端头部分的长度及做终端头的方法, 应保证试验过程中不发生闪络放电。当试品击穿是在终端头部分时, 必须另做终端头, 并重新进行试验。

(5) 在试验过程中, 因被试品终端头闪络放电或被试品击穿, 须重新试验时, 除在相应产品标准或技术条件中有特殊规定外, 必须重新计时。但在试验过程中, 因故停电, 每次间断后继续进行试验时, 总的施加相应试验电压值的时间应比原规定时间增加 20%。

## 3.5 直流耐压与泄漏电流测试

### 3.5.1 试验装置

进行直流耐压试验需要高压直流电源, 一般利用交流试验变压器通过整流产生。直流耐压试验装置的原理线路, 如图 1.3-15 所示。

(1) 高压整流采用整流器, 一般采用两个整流管的倍压线路, 高压整流管的额定电压有 110、150kV 及 230kV 等, 工作时必须注意试验电压不得超过  $1/2$  的反峰电压。也可采用高压硅堆作整流器, 这样可以省去灯丝变压器, 硅堆的整流电流可达 100mA 以上。

(2) 测高压可用球隙测量法, 也可用静电电压表直接测量。

(3) 保护电阻一般为水电阻, 电阻值按试验电压及整流管的额定电流计算而定。

### 3.5.2 测试中的技术要求及注意事项

(1) 升压速度应平稳, 不得大于  $1\text{kV/s}$ , 以免升压太快造成充电电流过大而烧坏设备, 或在升压过程中将有缺陷的电缆击穿。这种情况发生时必须立刻将调压变压器恢复到零位。

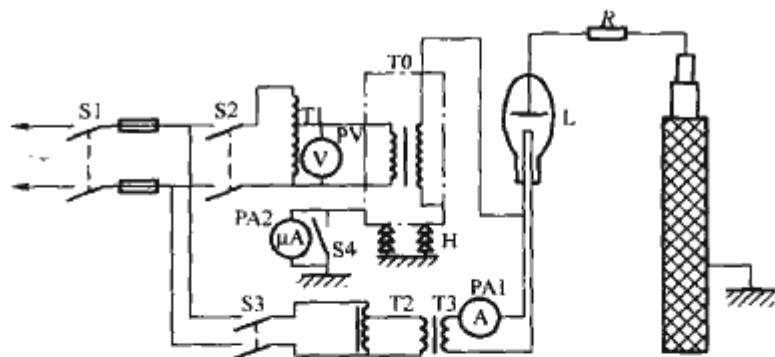


图 1.3-15 直流耐压试验及泄漏电流测量线路原理图

S1、S2、S3、S4—开关; T1、T2—调压器; T0—高压试验变压器; T3—高压灯丝变压器; L—整流器; H—绝缘子; PV—电压表; PA1—电流表; PA2—微安表; R—限流电阻

(2) 升压过程中, 在 0.25、0.5、0.75、1.0 倍试验电压处各停留 1min 读取泄漏电流, 以便必要时绘制泄漏电流和直流试验电压的关系曲线。当加到额定试验电压后, 应读取 1、2、3、4、5min 时的泄漏电流值。

(3) 耐压试验时, 按升压速度达到规定试验电压值后, 按标准规定保持一定时间, 然后迅速加以放电。

(4) 试验中, 一般将导电线芯接负极性。测量泄漏电流的微安表可以接在低压端, 也可以接在高压端。当接在低压端时, 必须测量在试验电压下不连接被试电缆时的杂散电流, 然后将接有被试电缆的泄漏电流减去这个数值。当接在高压端时, 微安表的操作必须使用绝缘棒。为了避免高压引线的电晕电流引入微安表而影响泄漏电流的真正值, 高压引线要加以屏蔽。为了保护微安表, 不致因泄漏电流突然增大而发生撞针或烧坏情况, 最好装置放电管及并联短路闸刀。

## 3.6 冲击电压试验

### 3.6.1 试验内容

高压电缆的冲击电压试验, 一般包括三个内容:

(1) 对弯曲性能试验的考察。电缆试品按产品标准规定的要求进行弯曲, 然后以冲击电压试验检查有无损伤。其目的是考察电缆在敷设中经过有限次数的弯曲对电缆结构性能的影响程度。

(2) 热冲击试验。电缆试品在加热条件下进行有关冲击试验, 其目的是为了考察电缆在工作状态下耐受操作过电压和大气过电压的能力。

(3) 工频耐压试验。作为冲击电压试验的补充, 目的在于发现冲击试验后绝缘内部是否已经击穿。

### 3.6.2 试验方法

(1) 试验条件。

1) 试样经过弯曲试验, 并装置适当的终端头。

2) 试验温度。电缆被逐渐加热到导体最高温度, 应不低于电缆额定运行温度, 不高于额定温度加  $5^{\circ}\text{C}$ 。

3) 试验压力。充油电缆的压力调整到不大于规定的最小压力, 但容许有  $+25\%$  的偏差, 在试验过程中应不断检查压力的情况并加以调整。

(2) 冲击电压试验的电压波形。全波冲击试验电压应为非周期性的冲击波, 其特点是在波头部分电压很快上升, 然后逐渐下降到零。电力电缆的冲击电压试验波形参数一般规定为: 波头长  $1 \sim 5\mu\text{s}$ ; 波长  $50 \pm 10\mu\text{s}$ , 记作  $1 \sim 5/50 \pm 10\mu\text{s}$ 。全波的波幅部分允许有小的振荡或个别的尖峰, 但振荡或个别的尖峰不得超过基本波幅的  $5\%$ 。波中带有振荡时, 应以基本波幅作为试验电压的波幅。冲击电压的波头及



波长应根据记录下来的示波图测量而定。

(3) 冲击耐压试验要求。

1) 电缆维持在规定的温度范围内, 先承受标准规定幅值的正极性冲击波 10 次。

2) 接着改变极性, 电缆承受 10 次负极性规定幅值的冲击电压波, 并应通过。

3) 每个极性至少记录第一个和最后一个冲击波的波形, 每个波形都应包括时标。

4) 试验期间记录电缆的温度、环境温度以及油压。

(4) 冲击击穿试验要求。当进行高于标准中规定的冲击耐压水平的冲击试验时也按此要求。

1) 试验温度条件不变, 按以下顺序加压:

a. 10 个负冲击波, 幅值约为耐压水平的 1.05 倍;

b. 5 个正冲击波, 其中, 第一个冲击波的幅值为 a 的一半, 其余的逐渐增加到 a 的 85%;

c. 10 个正冲击波, 幅值约为耐压水平的 1.05 倍;

d. 10 个正冲击波, 幅值约为耐压水平的 1.10 倍;

e. 5 个负冲击波, 其中, 第一个冲击波的幅值为 d 的一半, 其余的逐渐增加到 d 的 85%;

f. 10 个负冲击波, 幅值约为耐压水平的 1.10 倍。

2) 如此逐级重复, 每级试验电压幅值提高约 5%。

3) 试验连续进行, 直到达到规定的试验电压或直到试品击穿为止。

4) 每级电压每个极性至少记录第一个及第十个冲击波的波形, 并包括时标。

5) 记录温度及油压等。

### 3.7 电缆的老化试验

#### 3.7.1 试验线路

试验线路的电缆长度由试验要求及设备容量而定, 一般长 50~200m, 除了电缆的终端盒外, 线路中应包括连接盒, 以便一起受检查。接头盒及压力箱的分布要具有代表性。

线路的敷设应适当地选择倾斜的、水平的及垂直的各种情况, 给予一定的落差或水平差, 以便观察浸渍剂沿电缆长度流动时不同位置绝缘的可靠性。对黏性浸渍纸绝缘电缆, 浸渍剂在热循环中沿电缆流动是造成电缆老化的重要原因之一。

为了研究电缆长度各不同部分的电性变化, 可将电缆的金属护套分段, 在分段处用适当的绝缘材料密封。

#### 3.7.2 试验中的电条件

试验电压值的选择由试验目的决定。为了决定电缆在额定电压及负载时的安全可靠而进行的试验, 通常试验电压是工作电压的倍数。在长期稳定性试验中, 对高压及低压电缆, 试验电压为电缆额定工作电压的 1.5~1.75 倍; 对超高压电缆, 试验电压为电缆额定工作电压的 1.1~1.4 倍; 对加速老化试验, 试验电压为电缆额定工作电压的 2~2.5 倍。

为比较不同结构电缆的电强度和可靠性, 加速老化试验的电压常采用逐日升压的方式进行。起始电压值和每日的增加百分比的选择是使击穿在 1 个月左右的时间中发生。

#### 3.7.3 试验中的热条件

(1) 环境温度。环境温度要可以调节, 试验应尽量在恒定的环境温度下进行, 也应考虑电缆在实际运行中的环境条件。环境温度的变化往往会影响到试验结果。

(2) 导线温度。试验期间电缆被通电加热, 有时是连续通电加热, 更多的是周期性的通电加热然后冷却到室温。周

期可以选用 24、48h 或其他周期。试验温度除了模拟正常工作状态外, 还在一些热周期中提高到允许温度以上 5~15℃, 高压充油电缆的稳定性试验中有些热周期中的温度达到 105~110℃。

(3) 加热方法。给电缆加热的负载电流应可以调节, 常用的加热方式有下列几种, 根据电缆的长度、构造、当地的条件及可能性来选择。

1) 低压加热变压器, 以电缆组成的短路线圈为二次绕组。

2) 电动机发电机组, 发电机对地绝缘。

3) 高压加热变压器, 二次绕组对地绝缘。

#### 3.7.4 老化试验中的测量

试验前后以及在试验过程中应该周期性地对电缆进行检查和测量。

试验前及试验后的检查和测量内容包括: 电缆样品的  $\tan\delta$  与电压和温度的关系; 游离放电特性; 击穿强度; 将电缆样品拆开, 观察绝缘中树枝状放电的发展情况、蜡的形成、浸渍剂的移动及氧化、绝缘纸的电性及机械性能。

试验中的测量有各代表位置中检测点的温度、电缆的油压及油流量、冷却风速、试验电压及加热电流、加热及冷却时电缆的  $\tan\delta$  与电压的关系、游离性能等。

将测试的结果与试验时间的关系绘成曲线, 进行综合分析。

### 3.8 电缆绝缘局部放电的检测

#### 3.8.1 局部放电测试方法

(1) 局部放电耐电压试验。目的是通过试验来证明试品是否在某一规定电压下不发生局部放电。

逐渐升高试品上的电压至保证不发生局部放电的电压值, 并维持该电压至规定的时间, 然后减小电压到零。如果试品的放电不超过规定的强度, 如对交联聚乙烯电缆, 规定为 5pC, 则认为已经通过了此项试验。

(2) 局部放电起始电压及熄灭电压的测定。逐渐升高试品上的电压, 直至出现了超过规定的最小值的放电信号, 记录此时的电压值。随后逐渐降低试品上的电压到放电熄灭或小于规定值, 记录此时的电压值。重复上面的过程至少 3 次, 如果得到的结果较一致, 取平均值为起始电压及熄灭电压值。如果 3 次的结果很不一致, 应更多地重复上述的观察过程, 以便得到一个较合理的平均值, 或确定每次重复结果的倾向性。

(3) 局部放电强度的测量。局部放电强度是各种放电量的总称, 它可以指其中的一个或几个量, 可以是单个放电脉冲的放电量, 也可以指一段时间内放电的积分量。

局部放电强度的测量是在规定的电压下进行的。逐渐升高试品上的电压至规定值, 并维持此电压值到规定的时间, 在此时间的末尾测量放电强度, 之后降压到零。有时放电强度也在电压升高或降低的整个试验过程中进行测量。

#### 3.8.2 测试回路

共有三种基本的测试回路, 如图 1.3-16 所示。构成测试回路的主要组成有:

(1) 试品, 一般可以看作是一个电容器  $C_x$ 。

(2) 耦合电容器  $C_k$  或第二试品  $C_{a1}$ 。

(3) 测量阻抗  $Z_m$  (有时还有第二测量阻抗  $Z_{m1}$ )。

(4) 测量仪器, 包括放大器及指示器。

(5) 滤波器  $Z$ 。

(6) 其他, 如连接电缆等。



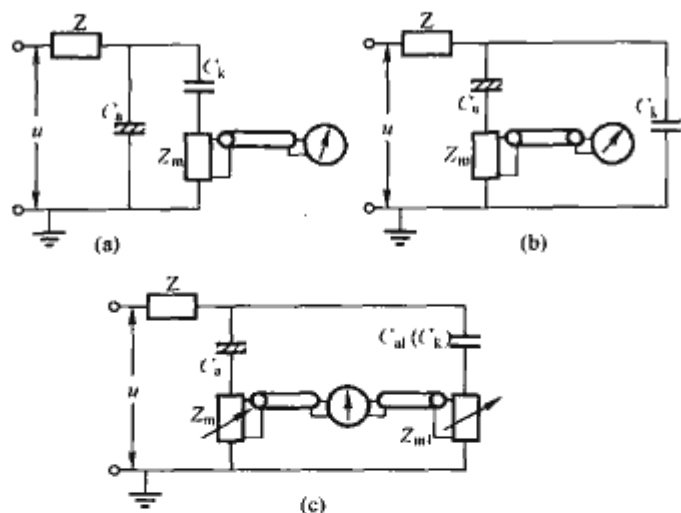


图 1.3-16 测试局部放电的三种基本回路

(a) 测量仪器与耦合电容器串联的回路；(b) 测量仪器与试品串联的回路；(c) 平衡测试回路

### 3.8.3 测量仪器

(1) 阴极射线示波器。阴极射线示波器具有宽频放大器，可以用来观察放电脉冲的时间分布、相对大小、脉冲形状等。经校正后可以测定单次放电脉冲的放电量。使用示波器还可以区分外部干扰信号与内部放电信号；有时可以决定放电的类型，如电晕信号易于在示波器上识别。示波器是最为广泛使用的局部放电测量仪器。

(2) 其他仪器。除了示波器，还可采用其他的指示仪器，以测量各种放电强度量。例如，放电重复率的测量，可以采用脉冲计数器或脉冲率计。平均放电电流的测量，采用平均放电电流指示计。凡是线性放大和整流后测量脉冲电流平均值的仪器，经校正后均可作为平均放电电流指示计。测试时要注意由于脉冲的覆盖和放大器过载而造成的误差。

## 3.9 载流量测量

### 3.9.1 试验内容

影响电缆载流量的因素较多，如线路特性、电缆结构、敷设条件、导电线芯最高允许工作温度和周围环境条件等。因此，电缆的载流量试验是一项长期的基本研究工作，研究试验中涉及范围很广。其中最基本的是研究电缆产品在通电流后的温升规律与散热情况，通过大量试验，得出在典型情况下的最大允许载流量。

### 3.9.2 试验方法

(1) 单根空气中架空水平敷设载流温升试验。

1) 试验样品。选择各种类型和规格的电缆样品，每根样品长度为 10m。

2) 环境条件的控制与调整。试验应在可控的环境条件下模拟电线电缆在实际空气中架空敷设情况下的散热规律，本试验在特制的设备，即空气敷设模拟试验筒中进行。试验筒内的空气温度可在  $5\sim 40^{\circ}\text{C}$  范围内调整，并在整个试验期间连续保持稳定，筒内各点空气温度相差不超过  $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ ，在标准条件下空气温度调整到  $25^{\circ}\text{C}$ 。

3) 样品的敷设与安装。

a. 将单根或多根样品安装在试验小车的支架上。

b. 分别在导电线芯中和外护层上敷设 5 对热电偶，在试样中部均匀敷设，对导电线芯采用插入热电偶法，而对外护层则将热电偶先焊在一条宽 3mm、厚 0.2mm 的薄铜带上，再将铜带紧贴间绕于样品表面或用漆布线扎紧热电偶，

对于铅/铝包及钢带铠装可直接将热电偶焊上。

c. 在试验样品两端分别接上电流接线端和电位接线端，以测量导电线芯直流电阻。

d. 将小车推入试验筒并与筒内有关接线（电流、电位和热电偶）相连接。

4) 温度的测量和记录。

a. 采用 0.05 级电位差计，利用热电偶进行温度测量。热电偶冷端放在冰水中保持  $0^{\circ}\text{C}$ 。

b. 对于导体、铅/铝护套还采用直流电阻电桥配合 0.5 级分流器（作为标准电阻），通过测量直流电阻来测量温度。

c. 采用电子电位差计（1.0 级）连续自动记录载流温升曲线，并作为监视试验过程中试品表面和模拟试验筒内空气温度的平衡稳定。

5) 导电线芯的加热方法。

a. 直流加热。利用直流发电机组或其他直流电源，通过 0.5 级分流器测量直流电流值。

b. 交流加热。备有单相和三相加热变压器，利用调压器调节其一次电压，以获取所需的加热电流。采用 0.2 级穿芯式电流互感器直接测量电流值。

6) 试验程序。

a. 按试验方案在模拟试验筒中安装敷设试样。

b. 调节试验筒空气温度至  $25^{\circ}\text{C}$ ，待试样导电线芯温度基本稳定于  $25^{\circ}\text{C}$  时，测量导电线芯直流电阻值，并记录当时导电线芯和模拟试验筒内热电偶读数。开启电子电位差计，使其开始连续自动记录载流温升曲线。

c. 调节加热电流至试验值。

d. 待试样温度达到稳定后，分别测量通过导电线芯的电流值，导电线芯、外护层、试验筒内各热电偶温度的读数，导电线芯的直流电阻值。

e. 为了减小数据的分散性，在正负极性下重复试验次数各不少于 3 次，每次测量相隔时间为 1h。

f. 在其他试验电流值重复上述试验，或在新的样品上重复上述试验。

g. 对试验数据进行整理和分析处理。

(2) 直接埋地载流温升试验。试验方法除环境条件不同外，基本与空气中敷设相同。

直接埋地的环境条件为：敷设在地面以下 0.75m，仍以原土壤填进，待土壤恢复其结构特性后，开始通电流试验。样品三芯接成 Y 形，以三台单相加热变压器供电，用电流互感器和电流表监视每一相电流。用交流电位差计测量每相的电流、电压和相角，然后计算电缆发热功率。直接埋地电缆的温升稳定时间很长，要特别注意气温的突然变化而产生的影响。

## 4 电力电缆敷设<sup>[14,15]</sup>

### 4.1 电缆的牵引计算

电力电缆的敷设方法有很多种，如直埋、排管或水底敷设等，这些方法都需要人力或机械牵引。电缆线路的装置虽然不尽相同，但计算牵引力时，总可将全长电缆线路分成几种类型，如直线段、上倾斜段、下倾斜段、上弯曲段、下弯曲段等，累计逐段计算牵引力，得到各段相应的牵引力和总的牵引力，分析牵引力和侧压力的允许值，从而决定是否需增添或调整牵引机具或者更改牵引方式。


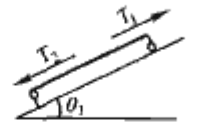
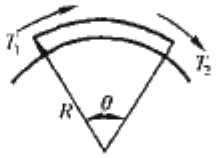
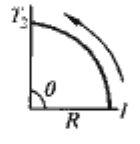
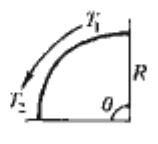
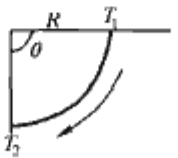
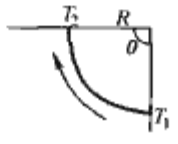
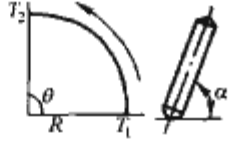
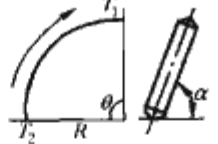
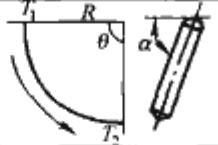
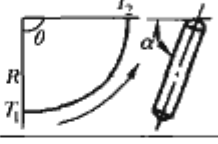
#### 4.1.1 牵引力的计算

各种类型的牵引力计算可参照表 1.3-16。



表 1.3-16

各种类型的牵引力计算

弯曲种类		示意图	牵引力 (N)
水平直线牵引			$T=9.8\mu Wl$
倾斜直线牵引			上引力计算 $T_1 = 9.8WL(\mu\cos\theta_1 + \sin\theta_1)$ 下引力计算 $T_2 = 9.8WL(\mu\cos\theta_1 - \sin\theta_1)$
水平弯曲牵引			布勒公式 $T_2 = 9.8WR\sinh(\mu\theta + \sinh^{-1}[T_1/(9.8WR)])$ 李芬堡公式 $T_2 = T_1\cosh(\mu\theta) + \sqrt{T_1^2 + (9.8WR)^2\sinh(\mu\theta)}$ 尤拉公式 $T_2 = T_1e^{\mu\theta}$
垂直弯曲牵引	凸曲面		$T_2 = [9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)\sin\theta + 2\mu(e^{\mu\theta} - \cos\theta)] + T_1e^{\mu\theta}$ 当 $\theta = \pi/2$ 时, $T_2 = [9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2) + 2\mu e^{\mu\pi/2}] + T_1e^{\mu\pi/2}$
			$T_2 = [9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu\sin\theta - (1-\mu^2)(e^{\mu\theta} - \cos\theta)] + T_1e^{\mu\theta}$ 当 $\theta = \pi/2$ 时, $T_2 = [9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu - (1-\mu^2)e^{\mu\pi/2}] + T_1e^{\mu\pi/2}$
	凹曲面		$T_2 = T_1e^{\mu\theta} - [9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)\sin\theta + 2\mu(e^{\mu\theta} - \cos\theta)]$ 当 $\theta = \pi/2$ 时, $T_2 = T_1e^{\mu\pi/2} - [9.8WR/(1+\mu^2)][(1-\mu^2) + 2\mu e^{\mu\pi/2}]$
			$T_2 = T_1e^{\mu\theta} - [9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu\sin\theta - (1-\mu^2)(e^{\mu\theta} - \cos\theta)]$ 当 $\theta = \pi/2$ 时, $T_2 = T_1e^{\mu\pi/2} - [9.8WR/(1+\mu^2)][2\mu - (1-\mu^2)e^{\mu\pi/2}]$
倾斜面上垂直牵引	凸曲面		$T_2 = T_1e^{\mu\theta} + [9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)\sin\theta + 2\mu(e^{\mu\theta} - \cos\theta)]$
			$T_2 = T_1e^{\mu\theta} + [9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][(1-\mu^2)(\cos\theta - e^{\mu\theta}) - 2\mu\sin\theta]$
	凹曲面		$T_2 = T_1e^{\mu\theta} + [9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][-(1-\mu^2)\sin\theta + 2\mu(\cos\theta - e^{\mu\theta})]$
			$T_2 = T_1e^{\mu\theta} - [9.8WR\sin\alpha/(1+\mu^2)][(1+\mu^2)(\cos\theta - e^{\mu\theta}) + 2\mu\sin\theta]$

注 T 为牵引力(N);  $\mu$  为摩擦系数; W 为电缆每米质量(kg/m); L 为电缆长度(m);  $\theta_1$  为电缆直线倾斜牵引时的倾斜角(rad);  $\theta$  为弯曲部分的圆心角(rad);  $T_1$  为弯曲前的牵引力(N);  $T_2$  为弯曲后的牵引力(N);  $\alpha$  为电缆弯曲部分平面的倾斜角(rad); R 为电缆的弯曲半径(m)。

#### 4.1.2 摩擦系数及阻塞率

(1) 摩擦系数。牵引计算中的摩擦系数在没有实测数据时可参照表 1.3-17 中数值。

表 1.3-17

摩擦系数

牵引时条件	摩擦系数	牵引时条件	摩擦系数
滑轮上牵引	0.1~0.2	塑料管内牵引	0.4
混凝土管内无润滑剂	0.5~0.7	砂中牵引	1.5~3.5
混凝土管内有水	0.2~0.4	钢管内牵引	0.17~0.19
混凝土管内有润滑剂	0.3~0.4	—	—

(2) 阻塞率。当三根电缆敷设在同一管道内时, 管径 D 要大于 3.15 倍电缆外径 d 或小于 2.85d。2.85~3.15 为管径的阻塞率, 选用管径不能在 2.85~3.15 倍电缆外径的范围内。

#### 4.1.3 电缆盘轴孔摩擦力和牵引钢丝绳质量

电缆通常都绕装在电缆盘上, 在牵引电缆时还需克服电缆盘轴孔和钢轴之间的摩擦力。在孔和轴配合较好的情况下, 摩擦力可折算成相当于 15m 长电缆的质量。在估算总的牵引力时, 还需计入钢丝绳的质量, 通常可折算成相当于 5m 长电缆的质量。

4.1.4 侧压力的计算

(1) 弧形板直埋弯曲、钢管或排管中电缆弯曲侧压力计算。牵引直埋电线时，往往用弧形板使电缆按规定形状弯曲，排管电缆与钢管电缆在线路弯曲时，弯曲的内壁上电缆受到牵引力分量的侧压力。侧压力的计算见表 1.3-18。

表 1.3-18 弧形板、排孔板及钢管中的弯曲侧压力计算式

敷 设 线 路	缆芯形状	计算式
直埋弯曲用弧形板或排管内一根电缆	—	$p = \frac{T}{R}$
钢管弯曲或排管孔内三根电缆	三角形	$p = \frac{T_1 K_1}{2R}$
	摇篮形	$p = \frac{(3K_2 - 2)T}{3R}$

注  $p$  为侧压力，N/m； $T$  为牵引力，N； $R$  为弯曲半径，m； $K_1$  为缆芯呈三角形排列时的质量增加系数， $K_1 = \frac{1}{\sqrt{1 - (\frac{d}{D-d})^2}}$ ； $K_2$  为缆芯呈摇篮形排列时的质量增加系数， $K_2 = 1 + \frac{4}{3}(\frac{d}{D-d})^2$ ； $D$  为管孔内径； $d$  为电缆外径。

(2) 滑轮侧压力。电缆在弯曲牵引时，用滑轮代替弧形板在实际施工中更实用。滑轮上的侧压力可用表 1.3-19 计算。

表 1.3-19 滑轮上侧压力的计算

侧压力	计算式
滑轮滚动	$p \approx 2T_2 \sin \frac{\theta}{2}$ $= \frac{T_2 l}{R}$
圆弧滑动	$p = \frac{T_2}{R}$

注  $p$  为侧压力，N； $T_2$  为牵引力，N； $\theta$  为滑轮间平均夹角，rad； $\alpha$  为弯曲部分圆心角，rad； $R$  为弯曲半径，m； $l$  为滑轮间距，m。

实际应用中不可能用弧形板来防止电缆弯曲半径过小，用滑轮组比较现实。因此计算每只滑轮上的侧压力后可得出弯曲处需放置滑轮的只数。

4.1.5 电缆受力的允许值

(1) 最大允许牵引力。电缆最大允许牵引力原则上按电缆受力材料抗张强度的 1/4 计算。该强度乘以材料的横截面积即为最大牵引力。对以下各种材料，单芯电缆的最大允许值为：

- 1) 牵引铜芯电缆导体时， $T=68A_c$ 。
- 2) 牵引铝芯电缆导体时， $T=39A_c$ 。
- 3) 牵引聚乙烯绝缘时， $T=4A_i$ 。
- 4) 牵引交联聚乙烯绝缘时， $T=6A_i$ 。
- 5) 牵引聚氯乙烯护套时， $T=7A_j$ 。
- 6) 牵引铝合金护套时， $T=10A_s$ 。
- 7) 牵引铝护套时（波纹套除外）， $T=10A_s$ 。

以上式中： $T$  为最大允许牵引力，N； $A_c$  为导体截面积，mm<sup>2</sup>； $A_i$  为绝缘层截面积，mm<sup>2</sup>； $A_j$  为外护层截面积，mm<sup>2</sup>； $A_s$  为金属护层截面积，mm<sup>2</sup>。

但导体如为空心结构，如单芯充油电缆，为了不使空心结构变形，导体截面积即使大于 400mm<sup>2</sup>，其最大允许牵引力也以小于 27kN 为宜。橡塑电缆可以全部采用 7N/mm<sup>2</sup> 作

允许牵引强度。牵引力同时作用在电缆的不同材料时，允许值只计算其牵引强度较大的一种及其截面积。装有牵引端时允许拉力只计算导体允许张力。

(2) 最大允许侧压力。最大允许侧压力分为滑动允许值和滚动允许值。前者适用于弯曲部分采用弧形板并涂抹润滑油或钢管电缆、排管电缆，后者用于角尺滚轮，最大侧压力允许值如表 1.3-20 所示。

表 1.3-20 最大允许侧压力

电缆种类	滑动 (kN/m)	滚动 (每只滚轮，kN)
铅套	3	0.5
波纹铝套	3	2
无金属套橡塑电缆	3	1
钢管电缆	7	—

4.1.6 电缆的允许最小弯曲半径

各种电缆的允许最小弯曲半径见表 1.3-21。

表 1.3-21 电缆的允许最小弯曲半径

电缆种类	允许最小弯曲半径		
	单芯	三芯	牵引人管孔内
≥110kV 油纸和橡塑绝缘	20D	—	—
≤35kV 油纸绝缘	—	15D	35D
≤35kV 橡塑绝缘	10D	8D	—

注  $D$  为电缆外径。

4.1.7 水底电缆的张力计算

水底电缆不论用盘装或散装成圈状，均有铠装退扭力。水底和陆地电缆敷设的主要区别是前者由其自重在一定高度自由沉降于水底，当积累在自由沉降段中的退扭力大于它的自重时，电缆在水中自行退扭，形成电缆打结，因此敷设水底电缆需保持一定张力；此外为了保证水底部分电缆的自由沉降弯曲不小于允许弯曲半径，也需计算敷设水底电缆时的张力。

(1) 退扭力和张力。因为退扭力是由不同钢丝结构和不同盘绕方式形成的，难以用计算方式表达，因此计算张力应至少保持不小于电缆在水中自由悬挂部分的质量。保持张力和入水角的关系可按式 (1.3-24) 计算

$$T = \frac{9.8Wd}{1 - \cos\alpha} \tag{1.3-24}$$

式中： $T$  为电缆张力，N； $W$  为电缆在水中的质量，kg/m； $d$  为水深，m； $\alpha$  为入水角。

敷设电缆时的入水角可按式 (1.3-25) 来计算

$$\cos\alpha = \left[ 1 + \frac{1}{4} \left( \frac{H}{V} \right)^4 \right]^{\frac{1}{2}} - \frac{1}{2} \left( \frac{H}{V} \right)^2 \tag{1.3-25}$$

$$H = \left( \frac{2gW}{C\rho D} \right)^{\frac{1}{2}}$$

式中： $H$  为沉降常数； $g$  为自由落体加速度，9.8m/s<sup>2</sup>； $C$  为电缆表面毛糙系数，麻护层为 1.5； $\rho$  为水的密度，kg/m<sup>3</sup>； $D$  为电缆外径，m； $V$  为电缆船的速度，m/s。

(2) 弯曲半径和张力。水底电缆自敷设船自由沉入水底时，在悬垂轨迹线上出现有上下两个弯曲，保持张力是为了保证弯曲半径在允许范围内。上弯曲是电缆入水的自由弯曲，一般用放线弧形滑滚槽，容易控制；下弯曲是电缆沉入自由接触水底时的弯曲。弯曲半径和退扭力的关系，可以按式 (1.3-26) 来计算



$$R = \frac{T_0}{9.8W} \cosh^2\left(\frac{9.8xW}{T_0}\right), R_0 = \frac{T_0}{9.8W} \quad (1.3-26)$$

式中:  $R$  为上弯曲半径,  $m$ ;  $R_0$  为下弯曲半径,  $m$ ;  $T_0$  为退扭力,  $N$ ;  $W$  为电缆在水中的质量,  $kg/m$ ;  $x = \frac{T_0}{9.8W} \times \cosh\left(\frac{yT_0}{9.8W} + 1\right)$ ;  $y = \frac{T_0}{9.8W} \cosh\left(\frac{xT_0}{9.8W} - 1\right)$ 。

由于退扭力无法计算, 需先设定各种退扭力  $T_0$ , 然后验算相应的弯曲半径和张力。但也应注意  $T_0$  不应设定得过大, 一般小于  $10kN$ , 否则将得出过大的张力, 使电缆悬挂在海底凹凸不平的峰顶上, 日久受到潮流的冲击, 峰顶部分的电缆因疲劳而损坏。

## 4.2 直埋电缆的敷设

直埋是最经济的安装方式, 但敷设方法关系到电缆长期安全运行的可靠性, 因此不应忽视。由于输送容量的日益增加, 电缆的导电线芯截面不断增大, 电缆的单位长度质量必定加重, 每米可达几十千克。当长度达数百米时, 就必须借助机械设备进行牵引敷设。如果使用人工肩扛手抬, 由于人多, 行动很难取得一致, 不但不易保证敷设质量, 且容易发生事故。下面说明一般直埋电缆的敷设特点。

### 4.2.1 施工前的准备

(1) 检查电缆。一般情况下, 电缆盘需提前运到施工场地。在搬运之前, 核对电缆盘上的标识, 如电压、截面、型号等是否符合工程设计书上的要求。

(2) 穿越道路导管。电缆线路经常需要穿越多处公共道路或桥梁等, 为了避免牵引电缆时对公共交通的影响, 横穿道路部分的一段事先需埋置多孔导管。导管顶部距离地面一般不少于  $1m$ , 并应预留  $50\%$  的备用孔。

(3) 材料及人员组织。为了缩短为敷设电缆所开挖的电缆沟对公众交通影响的时间, 所需材料、各类施工用具, 以及安全遮隔牌等均需在敷设电缆前运送至施工现场。电动用具在搬运前要进行检查, 防止使用时失灵, 贻误牵引电缆时间。

敷设电线需要统一指挥又需明确分工, 通常电缆盘的管理为一组, 土方的挖掘为一组, 卷扬机牵引为另一组, 此外辅以电缆接头和测绘组。由于电缆线路较长, 敷设时各组间一般用步话机相互联系。

### 4.2.2 敷设电缆

(1) 一般牵引程序。敷设直埋电缆的牵引程序大体如图 1.3-17 所示。



图 1.3-17 直埋电缆的敷设和牵引程序

(2) 牵引方式。

1) 绑扎牵引。如计算的牵引力或侧压力大于允许值, 而又无辅助牵引机具, 如电动滚轮、履带牵引机等, 则宜采用钢丝绳绑扎牵引。即在电缆盘侧, 配置一盘和电缆等长的钢丝绳, 以便和电缆同时敷设。一边敷设, 一边把电缆绑扎在钢丝绳上, 这就需要在电缆上每  $2m$  的间隔用尼龙短绳临时将钢丝绳和电缆平绑扎紧, 待敷设完成后, 解开尼龙绳绑扎带, 回收钢丝绳。

2) 直接牵引。直埋电缆的直接牵引方式, 一般牵引速度为  $5\sim 6m/min$ 。在牵引过程中应注意滚轮是否翻倒, 张力是否适当。特别应注意电缆引出导管口或经弯曲后电缆的外形和外护层有无刮伤或压扁等不正常现象, 以便及时采取防范措施。

## 4.3 排管电缆的敷设

随着城市的发展和工业的增长, 电缆线路日益密集, 直埋方式逐渐被排管方式所代替。由于敷设排管电缆时无法窥知排管内壁情况, 因此敷设前检查排管孔内壁是十分重要的。此外, 不同于直埋电缆, 由于沿线无法应用滚动摩擦机具, 增大了电缆牵引力, 这就需要精确计算牵引力, 同时在敷设过程中还需不停地添加润滑剂, 使滑动摩擦系数降至最小。

### 4.3.1 检查排管

(1) 接口方向检查。排管中管子和管子的连接, 现普遍采用承插式接口, 即管子的小头插入另一段管子的大头的连接口, 因为自管子的大头至小头牵引电缆要比逆向牵引更好地防止电缆外护层的擦损。对由排管块组成的插销连接, 也需检查管孔是否错位, 检查的机具可以用“铁牛”或专用的管孔内壁检查工业电视机。

(2) 杂物检查。在浇捣排管的施工过程中, 有时砂浆从管子的衔接缝处渗漏进入管孔内, 固化后不但形成粗糙的内壁, 也可能凝固成尖角和毛刺; 在地表水位较高地段, 自浇捣排管建成到牵引电缆之前, 有时管中会沉积大量淤泥。这些杂物, 应在牵引电缆前及时检查出并加以清除, 防止损伤电缆护层。

(3) 试牵引。对经过检查的排管, 如尚存有疑问, 可用一短段长约  $5m$  的同样电缆, 作模拟性牵引, 然后观察电缆表面的擦损是否属于许可范围。

### 4.3.2 敷设电缆

(1) 牵引程序。排管电缆的牵引程序, 通常如图 1.3-18 所示。

(2) 牵引方式。排管电缆的牵引方式如图 1.3-19 所示, 可以在一孔内同时牵引三根电缆, 但牵引前需校核阻塞率。

## 4.4 水底电缆的敷设

水底电缆的敷设方法, 按线路的布置和长度不同而有较大差别。以长度分, 可有盘装和散装两种。盘装是指敷设时电缆盘置于陆地上或船上, 能转动; 散装是指不用电缆盘的筒装或者堆叠在电缆船舱内的圈装。盘装适用于较短线路或电缆外径较小时, 大长度的水底电缆一般都采用散装。筒装可以避免将电缆再次转放到电缆敷设船中, 减少电缆弯曲次数, 但需要较大的装卸装备。而电缆船舱内圈装不受装卸设备出力的限制, 电缆长度可比筒装更长。

### 4.4.1 电缆盘置放陆地牵引

河道不宽或船只往来不频繁的水底电缆, 可用电缆盘置放陆地牵引的方式进行敷设。在河道虽不宽而船舶频繁的航



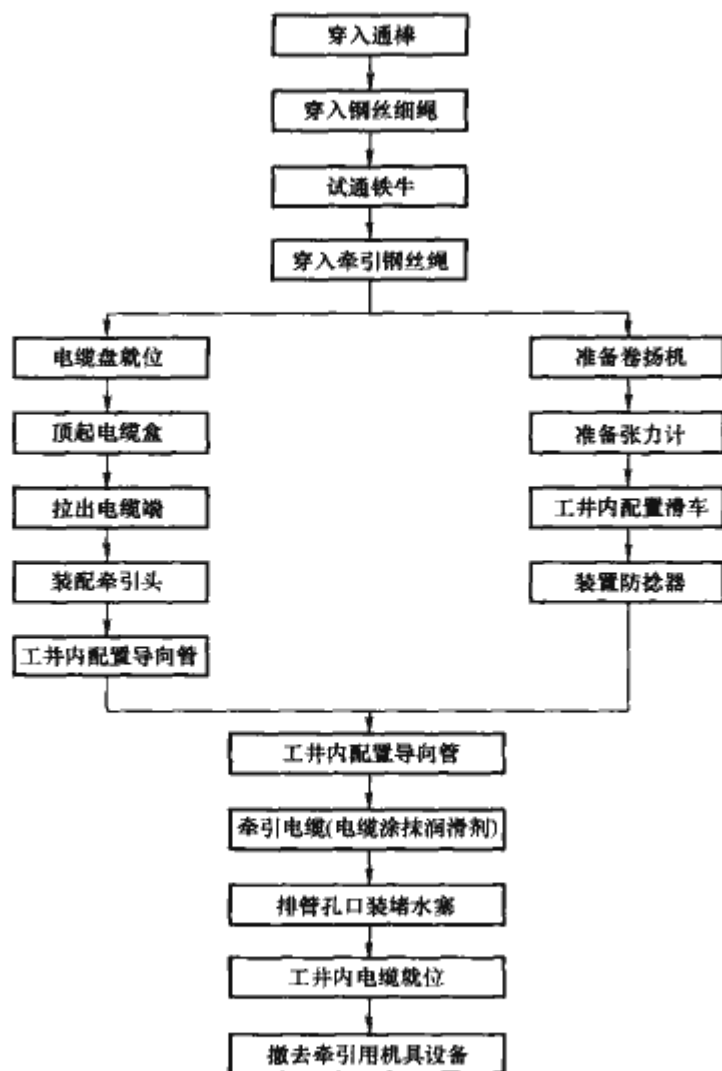


图 1.3-18 排管电缆的牵引程序

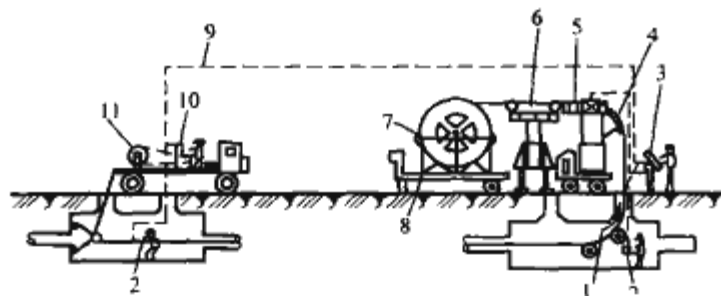


图 1.3-19 排管电缆的牵引方式

- 1—R形护板；2—卷扬机停机按钮；3—卷扬机及履带牵引机控制台；4—滑轮组；5—履带牵引机；6—敷设脚手架；7—手动电缆盘制动装置；8—电缆盘拖车；9—卷扬机测控及通信信号用控制电缆；10—卷扬机控制台；11—卷扬机

道，可先用挖泥船开挖河床，形成水下电缆沟，其后牵引电缆进入河床；也可先埋设捆扎的钢管组，再将电缆作为排管电缆牵引入钢管内，最后覆盖泥土。

#### 4.4.2 船上敷设

(1) 敷设前准备。敷设水底电缆能否顺利进行，主要取决于准备工作是否充分，除了在设计资料中的已有数据外，还需及时了解气象和水文的可能变化。由于敷设水底电缆包含较多工序，相互联系又需在较短时间内同时完成，因此敷设前需要有一个施工组织，以便明确分工又能统一指挥。在职责分清后各施工小组应独立完成其敷设前的准备工作。

1) 导标。为了牵引敷设中船只不偏离预定的途径，在线路的两岸，除了竖立线路中心线的标识牌外，还需在中心线标识牌的两侧各竖立前后对应的边界线标识牌，表明敷设船在航行时的极限区域，这些标识牌通称为导标。导标一般固定在10m高的杆顶上，标识颜色和背景底色明显反差。导标是简便清晰的陆标导航用具。

2) 地锚。为了牵引和制动能紧密协调，通常将卷扬设

备装在敷设船上，这时需要在岸上选择恰当位置装置牢固的地锚，系挂开口滑轮，以便在敷设船上倒牵电缆上岸。地锚离岸的位置视需要牵引电缆上岸的长度而定，用导管穿越防汛堤的水底电缆，地锚位置宜选在导管中心线上。自地锚至导管口挖掘电缆沟，并装设必要数量的电缆滚轮，再自敷设船上将钢丝绳引向地锚开口滑轮后转返船上卷扬机，等待电缆牵引上岸。

3) 浅滩开挖。通常水底电缆为了避免锚害和捕捞作业的损坏，要求埋在河床底下不少于0.5m深。在邻近堤岸的浅滩地段，可以待退潮或枯水期间逐段开挖。如果浅滩是露岩底基，则宜先爆破成沟。浅滩段开挖不宜过早，避免沟中淤泥沉渍或者沟壁塌方。未能爆破的露岩底基，也可用足够数量混有水泥的砂袋包、大石块，作电缆敷设后的覆盖保护层。

4) 试航。试航的目的是检验准备工作是否充分，各施工小组的相互关系是否协调。试航用的电缆可以用约2倍于水深长度的铁链或废弃电缆。逼真的试航能对敷设水底电缆起到保护作用。

(2) 敷设方法。敷设水底电缆的过程一般分为三个阶段：①首端上岸；②航行敷设；③末端上岸。通常选择浅滩较长的一侧作为首端上岸，这样压缩了末端的上岸长度，可以减小末端离开敷设船后在水面成弧状漂浮的区域。

1) 首端上岸。一般利用涨潮将电缆敷设船尽量泊近岸边，如落潮前能完成将电缆牵引上岸，则可顺落潮潮流作航行敷设。电缆离开敷设船到堤岸的一段，为了减少电缆在泥面上摩擦损伤外护层，在泥面地带，放置足够数量的毛竹竿；在浅水区域，每隔3~4m绑扎充气内胎一只，浮托电缆，以减少电缆在水底泥面的摩擦力。

退潮前如未能完成将电缆牵引上岸，则航行敷设可在翌日进行。但在敷设船停泊前需勘察泥面确无坚硬的岩石或石块等，以免破损舱底。

2) 航行敷设及张力控制。航行敷设的特点是敷设船不偏离预定途径，同时始终保持电缆应有的张力，这就需要抵住水流及风的横向推力。航行尽可能不停留，更不能倒退而缓速牵引前进。敷设的速度一般为每分钟20~60m。为了顶住横向水流和风的推力，可在敷设船的两侧各备拖驳船一只。敷设船要求要有良好的航行控制性能。

为了避免在航行过程中的停顿，除了在施工前发布航行通告外，尚需在现场的上下游配备机动警戒小艇，拦阻或拖带有碍敷设船航行的其他船只。

敷设航行过程中应不断核对离岸距离和电缆上的制造厂尺码标记，以免剩余电缆过多或不足，同时监视水深和入水角，保持相应电缆张力，防止电缆退扭成圈结。一般敷设水深在几米至几十米之间，将入水角控制在45°~65°能使电缆敷设剩余张力适中，也不会使电缆打结。入水角是敷设张力和放出电缆速度与航速之比的综合反映。当放出电缆速度过快时，入水角成90°，电缆有可能在水底形成圈结。在敷设中入水角变大时要及时用盘缘刹车或履带牵引机制动。反之，则应减小制动力，甚至要送出电缆。

3) 末端上岸。继航行敷设段完成、准备末端上岸前需将敷设船逆水流转向120°，敷设船移近边线中心后泊定。同时将电缆自敷设船上拉出，每隔3~4m绑上充气内胎，使之能形成弧状顺水流漂浮在水面。待全部剩余电缆拉离敷设船后，在末端装配牵引端，连接已架设的上岸钢丝绳牵引。上岸浅滩的布置近似于首端上岸。



#### 4.5 隧道电缆的敷设

隧道中敷设电缆兼有直埋和排管两种牵引的方式，但滚轮的布置可以装设在电缆支架或立柱的金具上，也可平放在通道上。

(1) 蛇形敷设。隧道中的电缆，由于防火要求，一般不加固定地放在防火槽中。导线截面较大的电缆，由于热胀冷缩，会有较大的移动；在有坡度的隧道内，或者由于电缆绕在盘上时的残余弧状变形，也会形成电缆向下滑动或自由拱起。

蛇行敷设是将电缆线路敷设成正弦波形状，而不是自由直线状态。它的特点是将热胀冷缩的移动量分散到各处，也就减小和分散了金属护套的蠕变应力，避免在自由状态时集中在一处。一般采用的蛇形节距为4~6m，偏置的波幅值以节距的5%为宜。

(2) 防火措施。敷设在隧道中的电缆不同于直埋或排管方式的特点之一是电缆之间没有隔离层，当一根电缆击穿，引起火焰，就会蔓延到隧道中的全部电缆。为预防这种可能性，可按不同防火要求采取如下措施：

- 1) 将电缆按需要分装在氧指数较高的防火槽内；
- 2) 将电缆置于填砂的槽内；
- 3) 在邻近电缆接头两侧的电缆外皮2~3m内包阻燃带，而在接头的周围，用石棉板和邻近电缆隔离；
- 4) 添备灭火设备和监视装置。

#### 4.6 桥架敷设

发电厂、变电站内的内部联络电缆常采用桥架敷设，它

不但解决了安装较多电缆途径复杂的问题，同时也有防止机械损坏的作用。桥架中如敷有导体截面较大的单芯电缆，则桥架需采取相应措施，减小由于电缆线芯电流而产生的感应电压或环路电流。

#### 4.7 垂直敷设

近年来不少水电站和地下变电站采用了竖井电缆通道，在竖井中常用电缆连接地下与地面的电气设备。在竖井中垂直安装电缆，主要分为将电缆“自下而上”和“自上而下”两种敷设方式。这两种方式各有优缺点，需按电缆结构和现场环境而定。竖井用电缆，一般都是钢丝铠装型的，防止电缆顶部集中承受电缆的自重。

“自下而上”方式需将电缆盘搬运到竖井底部，在竖井上口装设卷扬机，用放下的钢丝绳提升电缆牵引端。对质量较重的电缆，可采用绑扎钢丝绳提升。这种方法的优点是避免电缆受到侧压力。

“自上而下”方式一般用在电缆盘无法运送到竖井底部的场所。电缆盘运送到竖井洞口，由电缆的自重往下敷设，因此不需要机动卷扬设备。但为了防止电缆盘惯性转动使电缆自由降落，必须有可靠的制动机具。或者在电缆下敷的同时，绑扎一根由绞磨控制的钢丝绳，使电缆能平稳朝下敷设。也可用履带牵引机夹紧电缆，有控制地向下输送电缆。

垂直固定竖井电缆时，常用蛇形敷设。每个固定夹子的紧固力除了能夹紧热伸缩的推力外，还需加上一个节距长度的电缆质量。

## 第4章 其他输电方式

### 1 紧凑型输电线路

紧凑型输电线路改变了传统输电线路的结构形式,将三相导线置于同一塔窗内,采取压缩相间距离、增加每相导线的分裂根数、改善电场分布的措施,达到提高线路自然功率,减少线路所占走廊、减少电磁干扰、节约用地的目的。

20世纪80年代,苏联学者从交流输电原理出发,提出了大幅度提高输电线路自然功率的理论和设计方案。国际上,许多国家研究和建设紧凑型线路的重点各不相同。如俄罗斯研究紧凑型输电技术的目的是大幅度提高传输自然功率,致使导线布置较为复杂;巴西虽然将导线布置在一个塔窗内,但两边相使用了悬垂串,且两边相距离9.0m,提高传输自然功率不大;美国将导线用三角排列成三个V串,三相导线间仍有接地体,借以压缩线路走廊宽度。而我国在紧凑型输电领域开展的研究工作,是充分利用紧凑型输电的技术特性,达到缩小线路走廊,提高线路自然功率的目的。

紧凑型输电技术是我国近年来迅速发展和应用的一项新技术。1989年起,开展了220kV紧凑型输电线路的研究、设计和建设工作。1994年9月,我国第1条220kV安廊紧凑型线路建成投运,1999年11月,第1条500kV昌房紧凑型输电线路投入运行。

#### 1.1 紧凑型输电的原理

紧凑型输电线路是在交流输电线路杆塔上,用缩小线间距离和增加分裂导线根数的方法,降低线路的电抗和增大电容,从而减小输电线路的波阻抗,提高输电线路的自然功率,以达到提高线路输电容量的目的。

对于输电线路的自然功率 $P$ 可以写成

$$P = \frac{U_N^2}{Z} \quad (1.4-1)$$

式中: $P$ 为输电线路的自然功率; $U_N$ 为线路额定电压; $Z$ 为线路的波阻抗。

线路波阻抗 $Z$ 为

$$Z = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} = \frac{L_0}{I_0 c} = \frac{1}{C_0 c} \quad (1.4-2)$$

式中: $L_0$ 为单位长度导线的电感; $C_0$ 为单位长度导线的电容; $c$ 为导线上电磁波的波速,约等于光速。

在高压和超高压线路中,最大的传输功率 $P_m$ 通常接近 $P$ ,故 $P$ 的增大就增加了 $P_m$ 。从式(1.4-1)和式(1.4-2)可知,增大 $C_0$ 是使 $P$ 增大的根本方法。导线相间距离的大幅度缩减,是增大导线的工作电容 $C_0$ ,减少电感 $L_0$ ,从而减少波阻抗,提高 $P$ 的有效途径之一。

#### 1.2 常规紧凑型线路

(1) 主要措施。“紧凑”系指输电线路相间距离和导线对塔身空间距离的显著缩短。20世纪70年代中后期采取的主要措施有:

1) 采用V形绝缘子链,使杆塔上的导线基本固定。苏联的研究表明,当V形夹角大于 $80^\circ$ 时,可不考虑风力引起

的导线偏移。

2) 采用抱形(封闭型)杆塔,即杆塔外框将三相导线包围起来,使塔身不影响导线相间距离的选择。

3) 利用绝缘软索。

4) 在档距中央的三相导线间,设置绝缘间隔棒,将风偏位移减小到最低限度。

5) 大幅度地限制操作过电压。

线路的这种常规紧凑化,使相间距离得到一定程度的缩减,工作电容 $C_0$ 增大,波阻抗 $Z$ 相应地减小。但是,这种紧凑是有限的,一般只能使 $Z$ 降低约30%。

(2) 输电线路导线的选择。常规的紧凑型线路,遵循下面3个基本原则:

1) 导线的截面积应满足经济电流密度的要求。

2) 导线表面的最大场强 $E_m$ 不应超过容许值 $E_p$ ,而 $E_p$ 不应大于容许的电晕干扰场强 $E_{pg}$ ,也不应大于容许的电晕损耗场强,后者取 $0.9E_c$ 。 $E_c$ 为导线表面的起始电晕场强,可用下式计算:

$$E_c = 30.3m\delta \left( 1 + \frac{0.298}{\sqrt{r_0\delta}} \right) \quad (\text{km} \cdot \text{cm}^{-1}) \quad (1.4-3)$$

式中: $r_0$ 为导线的半径,cm; $m$ 为导线表面的不光滑系数,通常取0.82; $\delta$ 为空气相对密度。

计算表明,在一般情况下,当 $r_0 < 2\text{cm}$ 时, $0.9E_c < E_{pg}$ 。由于现有导线的 $r_0$ 通常小于2cm,故 $E_p$ 实际上决定于电晕损耗,即取 $E_p = 0.9E_c$ 。

3) 选择最少的相导线分裂(子导线)数 $n$ 。

#### 1.3 高自然功率紧凑型线路

20世纪80年代初期,以阿列克山洛夫为首的苏联学者以及其他一些国家的研究者,提出了一个创新观点,认为不应停留在常规紧凑化的水平上,应从全新的角度改进线路结构,大幅度提高线路的自然功率和传输能力,即发展成高自然功率紧凑型线路,从而将输电技术推进到一个新阶段。阿列克山洛夫等进行了大量研究,表明新的紧凑型线路不仅理论上成立,而且实践上可行。在苏联、古巴等国实际兴建了500kV及以上的新型超高压紧凑型线路。

##### 1.3.1 高自然功率紧凑型输电技术的原理

阿列克山洛夫等强调,常规紧凑型输电理论中最小 $n$ 值的选取原则是错误的,是输电技术发展的一个主要障碍,下列的关系式说明了这一点。

我们知道,导线表面场强的矢量 $\vec{E}$ 的方向垂直于导线表面,即 $\vec{E}$ 与面积元 $d\vec{s}$ 同向。设在三相导线上施加对称电压,由于导线排列的不对称性,所以任何一相(例如A相)子导线之间的场强(均指表面场强,下同)是不相等的,每根子导线表面的各点场强也是不相等的。计算表明,A相子导线中最大可能的场强 $E_m$ 发生在该相电压到达幅值的瞬间(有效值为 $U$ )。此时A相的总电荷为最大值(有效值为 $Q$ );令A相全部子导线表面的平均场强为 $E_{av}$ ,并使 $K = E_{av}/E_m$ , $K_{ut} = E_{av}/E_p = KE_m/E_p$ (式中 $K_{ut}$ 为利用系数)。当系



数  $K < 1$  时,  $K_{ut} < 1$ 。

按照电位移通量的高斯定理, 分别对单位长度 A 相的每根子导线表面的闭曲面进行积分,  $n$  根子导线的积分总和等于  $Q$ , 其计算式为

$$\oint \epsilon_0 \vec{E} d\vec{s} = \epsilon_0 E_{av} 2\pi r_0 n = 2\pi \epsilon_0 n K r_0 E_m$$

$$= 2\pi \epsilon_0 n r_0 K_{ut} E_p = Q$$

单位长度的工作电容  $C_0$  (在换位线路中,  $C_0$  是正序电容) 为

$$C_0 = \frac{Q}{U} = \frac{2\pi \epsilon_0 n r_0 K_{ut} E_p}{U} \quad (1.4-4)$$

故波阻抗  $Z$  和自然功率  $P$  可以写成

$$Z = \frac{1}{cC_0} = \frac{U}{2\pi \epsilon_0 c n r_0 K_{ut} E_p} = \frac{60U}{n r_0 K_{ut} E_p} \quad (1.4-5)$$

$$P = \frac{3U^2}{Z} = \frac{\pi r_0 K_{ut} E_p U}{20} \quad (1.4-6)$$

目前许多输电线路中, 无论是单导线还是分裂导线 (排列在圆上), 均有  $E_m < E_p$ 。例如, 200kV 线路单导线为 LGJQ-400 型, 相距 6m,  $E_m = 9.4 \text{ kV/cm}$ , 而  $E_p = 17.7 \text{ kV/cm}$ ,  $K < 1$ , 故  $K_{ut} \ll 1$ , 即利用得很不充分。即使采用分裂导线, 由于  $K_{ut}$  的下降, 所以乘积  $nK_{ut}$  增加不多。这就是现有多分裂线路中,  $Z$  值减小不多和  $P$  值增加不大的原因。

如果我们对各子导线进行优化排列, 使各子导线表面的场强达到均匀分布, 并使其数值达到极限值  $E_p$ 。换言之, 使系数  $K_{ut}$  接近于 1, 那么  $C_0$  与  $n$  成正比关系, 即当  $n$  值增大时,  $Z$  值降低,  $C_0$  和  $P$  值上升, 这就得到了高自然功率紧凑型线路。

### 1.3.2 紧凑型线路与常规线路的比较

与常规线路相比, 紧凑型线路具有自然功率高、线路走廊宽度窄等优点。为了比较, 500kV 常规线路取导线型号为  $4 \times \text{LGJ-400/35}$ , 导线水平排列, 子导线分裂间距为 450mm, 相间距离为 12.3m, 导线平均高为 16m。500kV 紧凑型线路取导线型号为  $6 \times \text{LGJ-240/30}$ , 导线等边倒三角排列, 子导线分裂间距为 375mm, 相间距离为 6.7m, 导线平均高亦为 16m, 两种输电线路导线的比较结果列于表 1.4-1。

表 1.4-1 500kV 紧凑型线路与常规线路的比较

项 目	紧凑型线路	常规线路
自然功率 (MW)	1308.04	1003
导线表面最大场强 (kV/cm)	17.04	15.50
不均匀系数	1.05、0.95	1.05、0.95
零序静电不平衡度 $d_0$ (%)	0.536	2.980
负序静电不平衡度 $d_2$ (%)	0.197	8.220
零序电磁不平衡度 $m_0$ (%)	0.356	2.960
负序电磁不平衡度 $m_2$ (%)	0.179	8.220
最大地面场强 $E_m$ (kV/m)	9.09	9.52
走廊宽度 (m)	16.7	36.0
无线电干扰 (dB)	41.11	37.48
可听噪声 (dB)	47.64	40.30
单位走廊自然功率 (MW/m)	78.3	27.9

由表 1.4-1 可以看出, 紧凑型线路较常规线路自然功率提高 30% 以上, 走廊宽度缩小 19.3m 左右, 单位走廊宽度的自然功率可提高约 1.8 倍。唯导线表面最大场强  $E_m$  较常规线路大, 但其与导线表面临界场强  $E_0$  相比 (即  $E_m/E_0$ ) 约为 0.82, 小于一般高压线路设计限值 0.85 的要求, 因此, 紧凑型线路对电磁环境的影响 (如电晕噪声、无线电干扰等) 在允许范围内, 是无问题的。紧凑型线路的其他电气参数均优于常规线路。

另外, 运行中的电能损耗和电压降也大大低于传统线路, 特别适用于远距离大容量的输电; 还可以大大减少系统无功电源的需要量及降低杆塔钢材的用量等。

## 1.4 紧凑型线路相导线布置方式

### 1.4.1 相导线分裂根数的影响

例如 500kV 紧凑型输电线路, 选择 5 种不同导线型号及不同分裂根数的组合方案进行比较, 详见表 1.4-2。由表可以看出, 随着导线分裂根数的增加, 铝的总截面逐渐减少, 但极限输送容量逐渐增大。各种导线方案的电气参数列于表 1.4-3, 表中各相导线均为等边倒三角形布置。

表 1.4-2 500kV 紧凑型输电线路不同导线组合方案

分裂导线数 (根)	型 号	外径 (mm)	铝截面 (mm <sup>2</sup> )	总铝截面 (mm <sup>2</sup> )	极限输送容量 (MW)
4	LGJ-400/35	26.82	390.88	1563.52	198.65
5	LGJ-300/40	23.94	300.09	1500.45	213.97
6	LGJ-240/30	21.60	244.29	1465.74	237.93
7	LGJ-210/25	19.98	209.02	1463.14	240.15
8	LGJ-185/30	18.88	181.34	1269.38	252.64

由表 1.4-3 可以看出, 各种分裂导线 A、B、C 三相的工作电容相差很小, 基本达到三相电荷平衡。4 分裂导线表面场强相对较大, 大于常规 500kV 线路的导线表面最大场强 (常规线路导线表面最大场强最大为 18.00kV/cm), 同时其自然功率小。其他分裂导线的表面场强、无线电干扰、可听噪声均小于常规 500kV 线路的标准, 自然功率也随着分裂数的增多而增大, 但分裂数越多, 增加的幅度越小。相导线采用 7 分裂和 8 分裂方案时, 提高自然功率有限, 而相应的金具形式又过于复杂, 5 分裂导线的金具形式亦较为复杂, 不宜采用。因此, 采用 6 分裂导线方案是较理想的方案。

### 1.4.2 相导线的布置方式

根据国内的设计经验, 500kV 紧凑型线路三相导线最小线间距离为 6.7m, 均采用三角形布置方式。这种布置方式具有几何均距小, 三相导线电荷平衡度好, 线路通道窄等优点。采用不同尺寸不同布置方式时电气性能略有不同。表 1.4-4 列出等边正三角形、等边倒三角形、等腰三角形等 6 种布置类型的电气性能。

表 1.4-3 各种方案的电气参数表

导线型号及 分裂数量	分裂间距 (mm)	外接圆半径 (mm)	相间距离 (m)	自然功率 (MW)	工作电容 (pF/m)			导体表面 最大场强 (kV/cm)	无线电 干扰水平 (dB)	可听噪声 (dB)
					A 相	B 相	C 相			
4×LGJ-400/35	530	375	6.7	1227.80	16.69	16.66	16.69	18.80	48.40	51.90
5×LGJ-300/40	441	375	6.7	1274.80	17.30	17.27	17.30	17.79	45.15	49.67
6×LGJ-240/30	375	375	6.7	1308.04	17.66	17.63	17.66	17.04	41.11	47.64
7×LGJ-210/25	325	375	6.7	1328.30	17.95	17.94	17.95	16.27	37.47	45.65
8×LGJ-185/30	287	375	6.7	1346.50	18.13	18.10	18.13	15.68	33.98	43.59

表 1.4-4 不同相导线布置形式的电气性能

布置方式		等边倒三角形	等边正三角形	等腰倒三角形	等腰正三角形	等腰倒三角形	等腰正三角形
布置方式及相间距离图示 (m)							
自然功率 (MW)		1308.04	1308.48	1289.82	1289.27	1298.39	1298.87
导线表面最大 场强 (kV/cm)	A 相	17.04	16.94	16.90	16.80	16.82	16.73
	B 相	17.01	17.15	16.60	16.74	17.08	17.21
	C 相	17.04	16.94	16.90	16.80	16.82	16.73
导线表面场强差值 (kV/cm)		0.03	0.21	0.30	0.06	0.26	0.48
地面最大场强处距线路中线 距离 (m)		0	5	0	5	0	5
工作电容 (pF/ m)	A 相	17.66	17.91	17.51	17.41	17.40	17.30
	B 相	17.63	17.62	17.20	17.35	17.59	17.73
	C 相	17.66	17.91	17.51	17.41	17.40	17.30
工作电容差值 (pF/m)		0.03	0.29	0.31	0.06	0.19	0.43

从自然功率来看，等边三角形布置形式波阻抗小，自然功率高，等腰三角形布置形式，自然功率低；从工作电容来看，等边倒三角形布置形式的三相工作电容差值最小，电荷不平衡度最小，等腰正三角形布置形式次之，其他布置形式的三相工作电容差值及电荷不平衡度较大；从导线表面场强来看，等边倒三角形布置形式三相导线表面场强差值最小，等腰正三角形布置形式次之，其他布置形式的三相表面场强差值较大；从地面最大场强分布来看，倒三角形布置形式最大地面场强位于线路中线下方，正三角形布置形式的最大地面场强则位于线路中线外侧 5m 处。所有各方案的地面场强均小于 9.09kV/m，小于 500kV 常规线路的地面场强。

从以上分析来看，等边倒三角形布置形式最优，等腰正三角形布置形式次之，其他布置形式较差；另外，等边正三角形布置形式的下两相绝缘子串联结较为复杂。因此，宜采用等边倒三角形布置形式，如图 1.4-1 所示。

1.4.3 子导线分裂间距

子导线分裂间距的不同，直接影响自然功率及导线表面场强的大小。表 1.4-5 列出了等边倒三角形布置 6×LGJ-2240/30 型钢芯铝绞线不同分裂间距时的电气特性比较。

由表 1.4-5 可见，随着分裂半径的增大，自然功率随之增加，三相工作电容差值基本不变，均为 0.02~0.03pF/m，但外接圆半径、导线表面场强、无线电干扰、可听噪声也随之增加。随着外接圆半径的增加，当线间距离不变时，两相之间导线的最小相间距离也必然减少，不利于线路的安全运行。根据国内已建的 500kV 紧凑型线路的运行经验，采用 375mm 的分裂半径是适宜的。

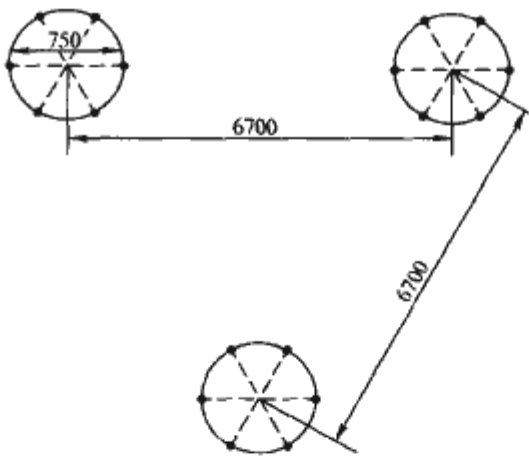


图 1.4-1 500kV 紧凑型输电线路导线的等边倒三角形布置

表 1.4-5 不同分裂间距电气特性

分裂 间距 (mm)	外接圆 半径 (mm)	自然 功率 (MW)	工作电容 (pF/m)			表面最 大场强 (kV/cm)	无线电 干扰 (dB)	可听 噪声 (dB)
			A 相	B 相	C 相			
300	300	1235.94	16.73	16.70	16.73	16.62	39.66	46.66
375	375	1308.04	17.66	17.63	17.66	17.04	41.11	47.64
400	400	1330.49	18.03	18.00	18.03	17.23	41.79	48.07
450	450	1373.51	18.62	18.60	18.62	17.5	42.95	48.80
500	500	1414.42	19.19	19.16	19.19	17.90	44.14	49.52

子导线分裂间距的选取还涉及分裂导线的次档距振荡及导线碰撞等问题。分裂导线次档距振荡与子导线分裂间距  $D$



和导线直径  $d$  的比值密切相关。根据国际大电网会议资料统计,当  $D/d$  的比值小于 10.0 时,可能发生严重的次档距振荡;当  $D/d$  的比值在 15.0~18.0 之间时,未发生过严重的次档距振荡。另外,美国 4 分裂导线的  $D/d$  比值一般为 13.0~15.5,日本的  $D/d$  比值一般为 13.0~14.0。我国 500kV 线路大量采用 LGJ-400/35 型导线,分裂间距取 450mm,其  $D/d$  比值为 16.78,迄今未发现有严重次档距振荡事故。以 LGJ-240/30 型导线为例,分裂间距采用 375mm,则其  $D/d$  比值为 17.36,通过上述分析,认为该分裂间距完全满足工程要求。

因此,我国 500kV 紧凑型输电线路采用的方案是:三相导线按等边倒三角形布置;相间中心距离为 6.7m;每相采用 6 根 LGJ-240/30 型钢芯铝绞线;六分裂导线的分裂间距为 37.5cm,即分裂圆直径为 75cm;分裂导线组成的六边形的底边为水平方向。对于 500kV 紧凑型线路,其对地距离为 10m,超过 4kV/m 高电场区的地面宽度约为 16m;而 500kV 常规型线路的对地距离为 11m,超过 4kV/m 高电场区地宽度约为 48m,如图 1.4-2 所示。

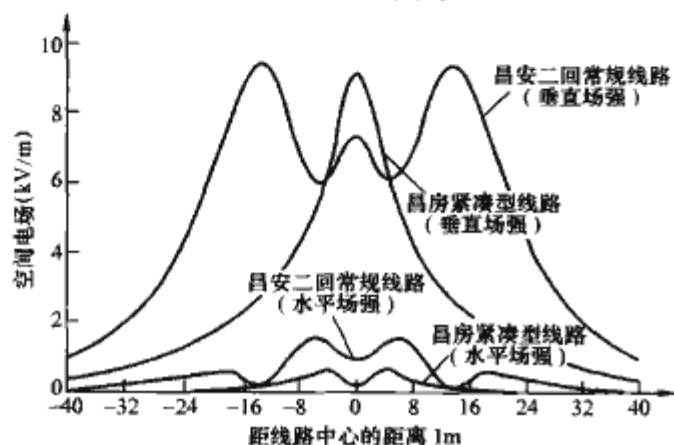


图 1.4-2 525kV 昌房紧凑型线路和昌安常规型线路离地面 1m 的工频电场分布

#### 1.4.4 紧凑型线路档距中央相间距离

目前国内采用的单回路紧凑型线路相导线分裂根数多,相间距离小,因而档距中央相间距离的选取就成为决定紧凑型线路技术参数的关键问题之一。

档距中央相间距离所应满足的电气间隙距离是由操作过电压确定的。500kV 紧凑型线路档距中央相间距离按操作冲击耐压强度的要求不应小于 4.85m。

500kV 紧凑型线路相间距离采用 6.7m 时,档距在 600m 及以下时因风力作用的不同步摆动的导线相间最小距离满足美国标准的要求,可不必安装相间间隔棒;档距大于 700m 时需安装相间间隔棒;档距为 600~700m 时,在风口等特殊地段需安装相间间隔棒。

### 1.5 紧凑型线路的强度计算

#### 1.5.1 绝缘子串的受力分析

紧凑型输电线路导线悬垂串全部采用 V 形绝缘子,其受力情况如图 1.4-3 所示。要求在最大风偏时使绝缘子串受压不会松弛,使其不会因绝缘子串松弛产生脱扣等情况。当绝缘子在受最大风偏时,绝缘子串是否发生松弛,将取决于绝缘子串倾角  $\alpha$  和风偏角  $\psi$ ,可以用下式求得

$$P = \sqrt{P_h^2 + W_v^2}$$

其中,  $W_v = L_v W_1$ ,  $P_h = L_h W_4$

$$\psi = \arctan(P_h / W_v)$$

其中,  $P_1 = \frac{\sin(\psi - \alpha)}{\sin 2\alpha} P$ ,  $P_2 = \frac{\sin(\psi + \alpha)}{\sin 2\alpha} P$

式中:  $P$  为最大风时导线的综合荷载, N;  $P_h$  为导线最大风荷载, N;  $P_1$  为  $P$  力在绝缘子串 1 上的分力, N;  $P_2$  为  $P$  力在绝缘子串 2 上的分力, N;  $L_h$ 、 $L_v$  为导线的水平和垂直档距, m;  $W_1$ 、 $W_4$  为导线单位长度自重荷载和最大风荷载, N/m;  $\psi$  为导线最大风偏角, °;  $\alpha$  为 V 形绝缘子串夹角的 1/2, °。

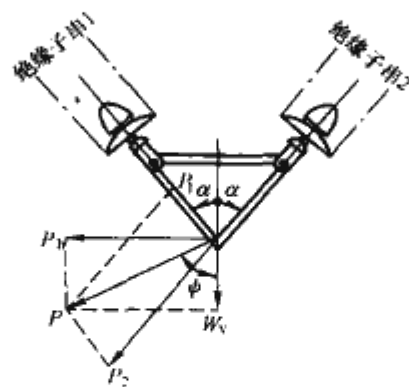


图 1.4-3 V 形绝缘子串受力图

(1) 由于 V 形绝缘子串塔头的电气间隙,主要由大气过电压或带电检修需要所控制,大风、工频电压或过电压工况下,其电气间隙仍有较大裕度,一般不会成为控制条件。

(2) V 形绝缘子串采用合成绝缘子,合成绝缘子的球头与钢帽之间有一定的空隙,其迎风肢绝缘子串的最大偏角可适当增大,如图 1.4-4 所示。根据国家对绝缘子的有关规定,其最大偏角  $\beta$  可取 12°。

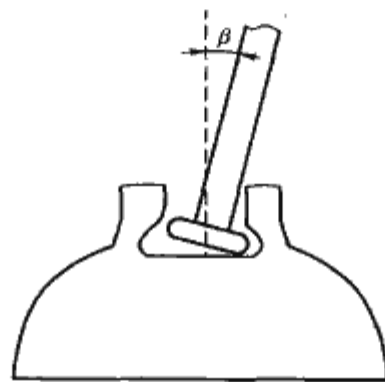


图 1.4-4 迎风肢合成绝缘子串的增大偏角 ( $\beta$ ) 示意图

#### 1.5.2 紧凑型输电线路绝缘子强度的校验

根据 DL/T 5092—1999《110~500kV 架空送电线路设计技术规程》规定

$$K = P_R / P_L$$

式中:  $K$  为绝缘子机械强度安全系数;  $P_R$  为绝缘子额定机械破坏荷载, N;  $P_L$  为绝缘子在不同工况下所承受的综合荷载。

双回路直线塔、荷载较大的单回路直线塔加设一支垂直绝缘子串,如图 1.4-5 所示。

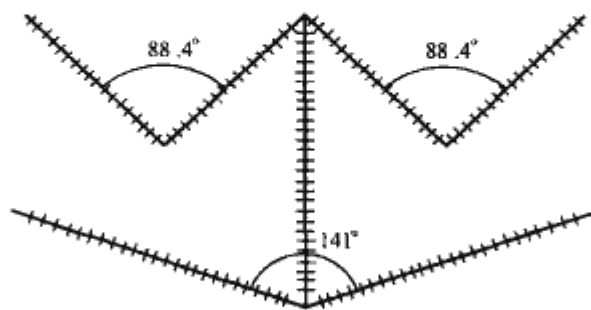


图 1.4-5 双回路直线塔绝缘子串示意图

下导线 V 形串与垂直串配合使用,工作机理比较复杂,三串绝缘子交在一点上形成超静力学体系。为找出各串的

控制工作状态,满足设计要求,应使三串在各种工况下均不出现同时受力情况。采取的措施是在下相V串中加设调整板,使下相V串两臂在正常情况下均呈松弛状态,这样当侧向来风时,V串的一臂松弛,另一臂工作;当出现不平衡张力如纵向来风、断线时,则因垂直串转动半径大,退出了承力状态,由V串承受全部的荷载。

### 1.5.3 金具

(1) 金属强度的安全系数应不小于下列数值:最大使用荷载情况为2.5;断线、断联情况为1.5。与杆塔连接的第一个金具应从强度、耐磨性、灵活性三方面考核其性能。

(2) 导线悬垂、耐张线夹和跳线线夹的选择,虽然耐张线夹引流板在运行中受力很小,但是在500kV昌房线路运行中曾数次发生该处断裂的情况。因此,在《500kV紧凑型架空送电线路设计技术规定》中规定,“多分裂导线耐张线夹引流板应充分考虑机械强度”。

(3) 地线悬垂、耐张线夹的选择包括选择接续金具、导线耐张挂线联板、上导线联板、下导线联板等。

## 1.6 紧凑型输电线路的架设

### 1.6.1 线路铁塔

(1) 直线塔主要有两种:倒三角形排列的猫头形CSZ1型自立塔和垂直排列的酒杯形CZ1型自立塔,见图1.4-6(a)、(b)所示。

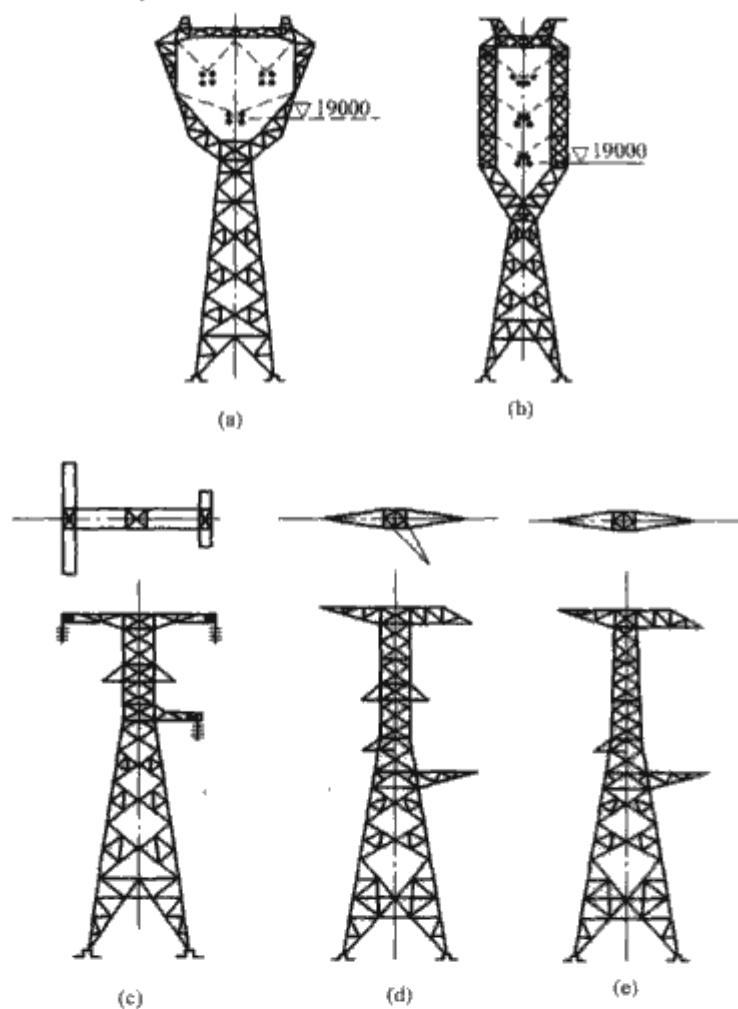


图 1.4-6 铁塔结构形式及直线塔V形串悬挂方式

(a) CSZ1型; (b) CZ1型; (c) CSJ型;  
(d) CTV型; (e) CD型

(2) 转角塔主要有3种:一是倒三角形排列耐张转角CSJ型塔;二是垂直倒三角形排列CTV型塔;三是垂直排列耐张转角CD型塔,如图1.4-6(c)、(d)、(e)所示。

(3) 多回路塔。为进一步节省线路走廊,提高单位线路走廊宽度下的输电容量,可以采用同塔多回线路(1个塔上挂2回、4回甚至6回以上线路)。图1.4-7是同塔双回

500kV紧凑型塔与常规塔的比较,节省线路走廊的效果非常明显。另外还有多回路转角塔。

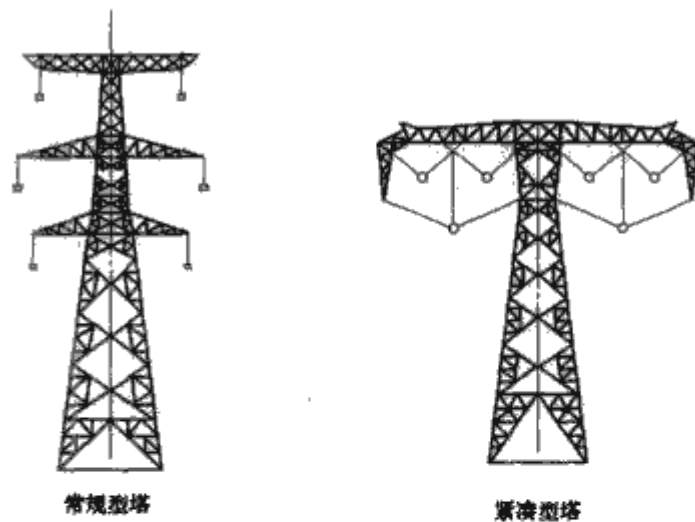


图 1.4-7 500kV双回路常规型塔和紧凑型塔的比较

### 1.6.2 线路的架设

以220kV紧凑型输电线路为例简要介绍紧凑型输电线路的架设。例如安廊线路全长23.569km;全线采用自立式铁塔共75基,其中直线塔64基,耐张转角塔11基;导线采用四分裂150mm<sup>2</sup>稀土铝钢芯铝绞线(4×LGJX-150/20型),避雷线采用双根GJ-250型镀锌钢绞线;导线采用垂直及倒三角形两种排列方式(倒三角形排列路径长21.608km,垂直排列路径长1.961km);采用合成绝缘子及相间间隔棒。

(1) 放线方式。展放的导线系四分裂150mm<sup>2</sup>稀土钢芯铝绞线(4×LGJX-150/20型),为防止导线磨损,便于调整弛度,提高架线施工速度,采用张力放线法,即在放线施工时,利用牵引机和张力机进行架空放线。放线顺序为:导线垂直排列的区段,按照先上相、再中相、最后下相的顺序放线;倒三角形排列的区段,也按照先上两相,再下相的顺序放线。导引绳选用编织的防扭钢丝绳,牵引绳选用φ20mm牵引绳。各放线区段牵张设备设置好后,按照常规张力放线的计算方法计算牵张力,做好牵张力的控制。

避雷线的放线及安装,采用常规方法进行。

(2) 放线滑车悬挂方式。张力放线方式的首要问题是放线滑车的选择。按滑车外径(槽底直径)为导线直径的20倍选取。根据实际情况,选用五轮铝合金放线滑车,其槽底直径为408mm,可满足张力放线的要求。

1) CZ1型直线塔放线滑车的悬挂。为防止放线时上、中、下三相导线有可能发生相互碰击或摩擦而受损伤,放线滑车的布置采取相互错开的方式。中相和下相放线滑车用专用钢丝绳套悬挂,使其处于偏离设计挂点中心位置各600mm的地方(一左、一右),上相放线滑车则用钢丝绳套和U形环直接挂在V形绝缘子串的L-120/45C型挂板上。

2) CSZ1型直线塔放线滑车布置见图1.4-8。下相V形绝缘子串的轴线与水平面夹角只有19.5°,若将放线滑车直接挂在V形串挂板上,放线过程中绝缘子串及挂点受力较大,所以悬挂放线滑车时应避开导线挂点,用专用钢丝绳套挂在铁塔上曲臂的主材上。上两相导线放线滑车每相用3个U形环直接挂在V形串的挂板上。

3) CSJ1型耐张塔上相放线滑车的悬挂。将一根钢丝绳套双折使

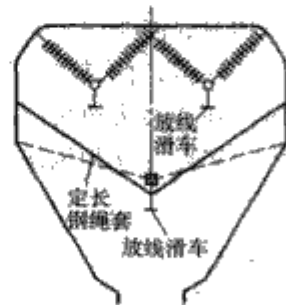


图 1.4-8 CSZ1型塔放线滑车布置



用, 钢丝绳套在横担主材绕两周, 用一个 U 形环与五轮滑车连接 (注意绑点加垫木), 如图 1.4-9 (a) 所示, 而下相放线滑车的悬挂是将一根钢丝绳套穿过连接五轮滑车的第 2 个 U 形环后, 分别绕在距塔身 1m 左右跳线吊架主材结点处, 用 U 形环固定 (注意绑点加垫木), 如图 1.4-9 (b) 所示。

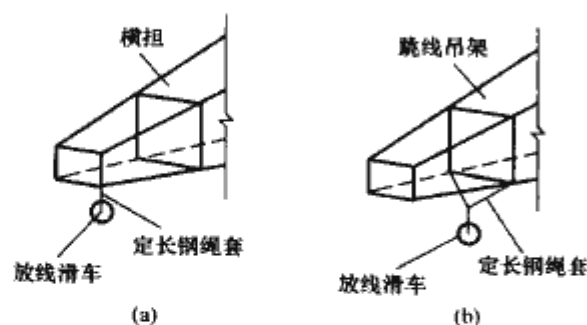


图 1.4-9 CSJ1 型塔放线滑车悬挂  
(a) 上相; (b) 下相

(3) 导线弛度观测、调整及耐张挂线。由于紧凑型线路装有相间间隔棒, 对导线弛度的精度, 即弛度允许偏差的要求较高, GBJ 233—1990《110~500kV 架空电力线路施工及验收规范》的规定值不能满足要求, 故采取如下弛度观测及控制方法:

1) 在白色弛度板的下边缘划 20mm 宽的红线, 或贴 20mm 宽的红胶;

2) 使用弛度观测仪在塔上进行弛度精确观测, 用 2 个温度计取其当时平均气温值作为观测弛度时的温度;

3) 每相导线的上线令其达到标准弛度, 下线应略低于上线弛度约 20mm;

4) 弛度调整按先上相后下相 (或上、中、下相) 的次序进行, 相间的弛度误差严格控制在 0~+100mm 之间。

紧凑型线路放线后的弛度调整及耐张挂线等施工程序与 500kV 线路张力架线施工程序基本相同。

(4) 导线附件安装。

1) 直线悬垂线夹及防振锤安装。直线悬垂线夹安装是利用提线器将子导线提起, 拆除放线滑车, 操作提线器使子导线分别到达相应的位置, 按导线上划印位置安装好悬垂线夹。对呈梯形和倒梯形的导线悬垂绝缘子串则需要人力辅助, 以使导线到达相应的位置。放线时, 采用钢丝绳套悬挂放线滑车的直线塔某一相, 在悬垂线夹安装前, 需增加提升和安装该相悬垂绝缘子串的操作。悬垂线夹安装后即可安装防振锤。

2) 子导线间和相间间隔棒安装。由于紧凑型线路四分裂导线的排列有 3 种, 其相间又加装了相间间隔棒。为此, 应用专门研制的正倒梯形飞车。将测距仪安装在导线上, 并把次档距数值输入计算机, 测距仪报警后, 即表示到达标准位置 (其测量误差值为  $\pm 0.2\%$ )。操作人员即可划印安装各类间隔棒。

3) 跳线安装。采用“本线模拟法”进行安装。其操作顺序为: ①使用未经牵引的原状导线制作, 使其导线原弯曲方向与安装后弧垂方向一致, 达到造型美观。②根据设计资料确定的跳线长度再增加 0.5m 的下料长度, 下料后在地面上将跳线一端的引流管压接好。③在跳线安装位置相对应的地面上用间隔棒或并沟线夹将跳线组装成整体, 并连同跳线悬垂绝缘子串一并起吊。挂好绝缘子串, 并将有压接管的一端与相应导线的 4 个耐张线夹连接好。④由固定端开始调整跳线, 使其跳线弧垂等于设计弧垂, 并达到工艺美观。弧垂调整好后, 在跳线的自由端划印, 高空压接引流管并安装

之。⑤跳线安装后再一次进行外观整形, 复测跳线弧垂和最小距离, 使其达到标准、美观。

## 2 特高压交流输电

### 2.1 从高压到特高压交流输电的发展及特高压电网的发展目标

#### 2.1.1 特高压交流输电的发展

输电电压一般分高压、超高压和特高压。国际上, 高压 (HV) 通常指 35~220kV 的电压; 超高压 (EHV) 通常指 330kV 及以上、1000kV 以下的电压; 特高压 (UHV) 指 1000kV 及以上的电压。高压直流 (HVDC) 通常指的是  $\pm 600$ kV 及以下的直流输电电压,  $\pm 600$ kV 以上的电压称为特高压直流 (UHVDC)。就我国目前绝大多数电网来说, 高压指的是 110kV 和 220kV 电网; 超高压电网指的是 330、500kV 和 750kV。特高压指的是 1000kV 及以上交流电压和  $\pm 800$ kV 及以上直流电压。

电网的发展历史表明, 各国在选择更高一级电压时, 通常使相邻两个输电电压之比等于 2, 多数大于 2, 这样可使输电网的输送能力提升 4 倍以上。

电力规模的经济性是电网从高压、超高压向特高压发展的动力。高效率的大型、特大型发电机的建造和运行, 以此为基础建设的特大容量的水电、火电和核电, 需要更高电压的输电网, 将电力从远方发电厂输送到负荷中心。

根据超高压电网的形成规律, 特高压电网的发展将由最初的大容量、远距离输电工程或区域电网间的强联网工程开始。随着输电容量的扩大, 我国可能在跨省 (区) 500kV 电网之上逐步形成以实现远距离、大规模、低损耗输电为特征的特高压骨干电网。

#### 2.1.2 特高压电网发展目标

发展特高压输电有三个主要目标:

(1) 大容量、远距离从发电中心 (送端) 向负荷中心 (受端) 输送电能。

(2) 电网之间的强互联, 形成坚强的互联电网, 目的是更有效地利用整个电网内各种可以利用发电资源, 提高互联的各个电网的可靠性和稳定性。

(3) 在已有的超高压电网之上覆盖一个特高压输电网, 目的是把送端和受端之间大容量输电的主要任务从原来超高压输电转到特高压输电, 以减少超高压输电的距离和网损, 使整个电力系统能继续扩大覆盖范围, 并更经济、更可靠地运行。

#### 2.1.3 特高压电网在中国

我国已存在着特高压输电的需求, 主要表现在:

(1) 自 1981 年以来 20 余年的建设, 跨省区域电网已形成或正在形成 500kV 骨干电网。500kV 超高压输电在相当长时间内被当作电厂送出的配套工程, 形成了各个电厂点对点、分散介入电力系统的局面。结果与国外相比, 500kV 输电线路输电能力较低。随着输电容量的要求越来越高, 继续采用 500kV 交流输电加  $\pm 500$ kV 直流输电为主的点对点进行大容量输电, 不但电网线损率增加, 而且输电线路密度增加, 有些地区将很难选择合适的线路走廊和变电站站址, 同时电网的短路电流水平将进一步增加。

(2) 2000~2004 年用电量年均增长 12%, 据预测, 2005~2010 年年均用电增长率在 6% 以上, 2011~2020 年年均用电增长率 5%。选择合适的线路路径建设特高压输电工程是合适的。



(3) 据预测,西电东送、南北互供、全国联网的平均输电距离将超过 500km,未来 15 年输电容量将超过 100~200GW。理论研究表明选用 1000kV 级特高压输电是经济合理的。

(4) 全国 1000MW 及以上规模容量电厂超过 100 个,三峡水电厂装机容量达 18 200MW。今后,将主要发展高效率、大容量发电中心,因此,不采用分散的电厂之间接入受端系统,而是采用特高压电网输电。这可以提高输电能力及整个电路系统的安全性、可靠性和经济性。

根据超高压电网形成的过程和规律,预计中国特高压输电将从特高压远距离大容量输电工程的强互联工程开始,逐渐发展为国家特高压电网。

2.2 特高压电网的雷电过电压与保护

国外在防雷设计方面认为特高压架空输电线路是相当耐雷的,但运行后已发生多次雷直击导线引起的跳闸,因此研究改善特高压架空线路的防雷性能,是重要的研究课题之一。

2.2.1 特高压架空输电线路的雷电绕击与保护

由于特高压输电线路杆塔高度高,导线工作电压幅值大,容易在导线上产生向上的先导,使避雷线的屏蔽性能变差。例如雷电活动不太强烈的苏联 1150kV 特高压架空输电线路在 3000km·a 内已发生雷击跳闸 21 次,跳闸率高达 0.7/100km·a,这比我国 500kV 输电线路的运行统计值 0.14/100km·a 高得多。这些跳闸的基本原因是在耐张转角塔处雷电绕击导线。苏联研究人员认为提高特高压输电线路耐雷性能的主要措施是减小避雷线的保护角。

日本 1000kV 特高压架空输电线路东西线所在地区年雷暴日数为 25,在以 500kV 运行期间雷击跳闸率却高达 0.9/100km·a。分析认为尽管其避雷线采用了负保护角,但是线路杆塔很高,在遭到线路侧面雷击导线时引起了绝缘子闪络。

应用电气几何模型 (EGM) 分析绕击问题得到了运行数据的验证,已逐渐被各国所接受。基本原理为:由雷云向地面发展的先导放电通道头部到达距被击物体临界击穿距离 (简称击距) 的位置以前,击中点是不确定的。而对某个物体先达到其相应的击距时,即对该物体放电。击距与雷电流幅值有关,目前关于击距公式仍存在着分歧。在中国电力科学研究院开发的基于电气几何原理的避雷线屏蔽性能研究程序中采用了 IEEE std 1234—1997 推荐的击距公式计算,曾对我国拟建的交流 1000kV 特高压输电线路的避雷线屏蔽性能进行初步研究,以下为若干研究结果。

研究的 1000kV 特高压线路直线杆塔有四种塔型: M 形水平排列、M 形三角排列、3V 形水平排列和 3V 形三角排列。它源自中国电力工程顾问集团公司 2005 年 3 月提出的交流 1000kV 特高压线路工程草案 (见图 1.4-10)。表 1.4-6 为该四种塔型的绕击闪络率,由该表可见:

表 1.4-6 1000kV 输电线路绕击闪络率		
塔型—导线排列	保护角 (°)	绕击闪络率 (‰)
M 形水平	9.23	0.51
M 形三角	5.92	0.11
3V 形水平	9.72	2.19
3V 形三角	6.62	1.21

M 形与 3V 形比较,在相近的保护角下前者的绕击闪络率比后者要小。M 形和 3V 形各自的导线三角排列与水平排列相比时,三角排列的绕击闪络率比水平排列的要小。四种塔型的绕击闪络率以 3V 形水平排列最大,为最小的 M 形水平排列的 19.9 倍,达 2.19‰。

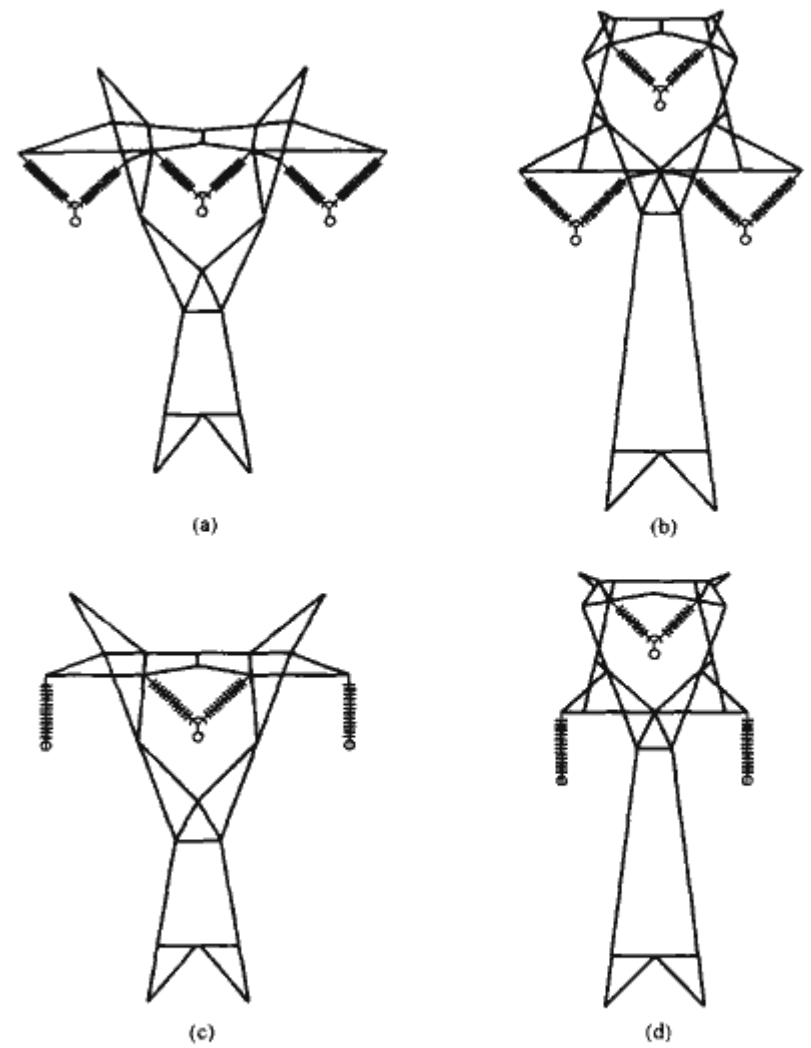


图 1.4-10 1000kV 特高压输电线路直线杆塔形式  
(a) 3V 形水平排列; (b) 3V 形三角排列; (c) M 形水平排列; (d) M 形三角排列

表 1.4-7 不同工作电压下相应的绕击闪络率  
(保护角 9.72°)

工作电压	绕击闪络率 (‰)	绕击闪络率增量 (‰)
无	1.28	0
相电压反极性峰值	6.09	+4.81
相电压同极性峰值	0.1	1.18
随机的电压	2.19	—

表 1.4-7 为不同工作电压下相应的绕击闪络率。从表 1.4-7 可看出考虑工作电压的绕击闪络率要比不考虑工作电压的绕击闪络率高出 71%,这表明考虑工作电压是必要的。

表 1.4-8 为改变避雷线保护角后相应的计算结果,其中也给出了 M 形水平排列塔型变化后的情况。

综合各塔型绕击闪络率和线路雷电绕击跳闸次数的研究表明,3V 形水平排列和 3V 形三角排列避雷线的保护角至少分别调整至 6°和 5°。若能再减小,效果会更好。

表 1.4-8 改变避雷线保护角后 100km 线路  
每年雷电绕击跳闸次数

塔型— 导线排列	保护角 (°)	避雷线 间距离 (m)	绕击 闪络率 (‰)	下列 T <sub>d</sub> 下的跳闸次数		
				20	40	80
3V 形水平	6.06	33.25	0.61	0.021	0.053	0.132
	3.08	35.92	0.116	0.004	0.010	0.025
3V 形三角	5.01	20.06	0.59	0.023	0.059	0.147
	2.45	24.28	0.106	0.004	0.011	0.027
M 形水平	7.01	38.8	0.127	0.005	0.012	0.029



### 2.2.2 特高压架空输电线路的雷电反击与保护

中国电力科学研究院专门开发了基于行波理论的输电线路雷电反击计算程序，该程序已获得运行实践的初步验证。对于各相导线上的工作电压要分别加以考虑。通过统计计算可求得计及工作电压影响的雷击塔顶绝缘反击闪络的概率（反击闪络率）。针对特高压架空输电线路的几种塔型，应用上述程序获得的雷电反击闪络率结果见表 1.4-9。

表 1.4-9 特高压架空输电线路的雷电反击闪络率

塔型	塔高 (m)	导线排列	单回闪络率	双回闪络率
拉线 V 形	46	水平	$1.6 \times 10^{-4}$	—
自立塔	73.3	水平 (M 串)	$4.7 \times 10^{-4}$	—
自立塔双回	88~148	双回垂直	$3.9 \times 10^{-3}$	$3.4 \times 10^{-4}$

注 塔型自上而下国家依次为苏联、中国和日本，后者用于计算的塔高为 108m。

由表 1.4-9 可见，随着杆塔高度增加，雷电反击闪络率也相应变大。从防止反击闪络来说，拉线 V 形塔最好，其单回闪络率仅为  $1.6 \times 10^{-4}$ ，几乎不会发生反击闪络。

自立塔线路与拉线 V 形塔线路相比雷电反击闪络率高出 190%，又因其避雷线悬挂高度较高，线路雷击次数比后者要多，因此前者雷击反击跳闸率为后者的 3.6 倍。尽管如此，导线水平排列的自立塔线路的雷电反击跳闸率并不算高，如其在年雷暴日数为 40 天的地区，雷电反击跳闸率为  $2.0 \times 10^{-4} / 100 \text{ km} \cdot \text{a}$ 。这比我国 500kV 输电线路的运行统计值  $0.14 / 100 (\text{km} \cdot \text{a})$  少得多。

### 2.3 特高压电网的绝缘与绝缘配合

衡量电网安全运行的可靠性指标，是由故障次数和故障的停电时间来决定。实践表明，全部的停电事件中电网电气装置（输电线路和变电站电气设备）的绝缘闪络或击穿，为最主要的原因。在特高压电网中，空气间隙的放电电压在操作过电压下呈现饱和特性，这些使得电网中电气装置的绝缘占据电网设备总投资的份额愈来愈大。因此，绝缘配合问题在特高压输电领域，更值得关注。

#### 2.3.1 特高压电网绝缘的电气特性

（1）特高压架空输电线路的分类。特高压架空输电线路的主要绝缘介质是空气。导线与悬挂导线的杆塔之间则采用绝缘子实现导线与地之间的绝缘。因此特高压架空输电线路绝缘可分为两类：一类是导线与杆塔或大地之间的空气间隙，而另一类则是绝缘子。前者又分为四种，它们是：

1）线对杆塔之间的空气间隙。由于杆塔塔头结构的不同，这种间隙又分为导线被置于塔窗内的间隙，或是导线被置于塔身旁的间隙两种。

2）导线之间的空气间隙。该间隙的放电电压，决定了档距中间相导线之间的最小距离。

3）档距中间导线对地的空气间隙。档距中间导线弧垂最大处，将形成导线对地的最小空气间隙。

4）中间导线对地面上运输工具或传动机械间的空气间隙。

（2）特高压架空输电线路的绝缘子。特高压输电工程对绝缘子提出了比现有绝缘子更高的要求，如高机械强度、防污闪、提高过电压耐受能力和降低无线电干扰等。

作为特高压架空输电线路的绝缘子，由于其悬挂的相导线根数多、截面大，加之风力、覆冰等极为苛刻的运行条件，因此必须有足够大的机械荷载能力，一般要有 330kN 和 540kN。

绝缘子运行中需要承受工作电压和操作过电压的作用，而前者与绝缘子表面的爬电距离（ $L_0$ ）有关，后者则与绝缘子的结构高度（ $H$ ）有关。根据研究，绝缘子  $L_0/H \geq 3$  为宜。

由于无线电干扰的要求，对于特高压绝缘子球头、钢脚及其间的距离和铜帽边缘的形状和加工的粗糙度等均应精心的设计和处理。

表 1.4-10 为美国、日本 1100kV 特高压架空输电线路盘形悬式绝缘子的特性参数，日本特高压输电线路使用防雾型瓷绝缘子。我国高海拔地区 750kV 线路使用悬式绝缘子的特性参数分别如表 1.4-11 和图 1.4-11 所示。

表 1.4-10 美国、日本特高压架空输电线路盘形悬式绝缘子的特性参数

国家/绝缘子材料	额定机械破坏负荷 (kN)	盘径 (mm)	爬电距离 $L_0$ (mm)	结构高度 $H$ (mm)	$L_0/H$
美/瓷	540	381	622	240	2.6
美/玻璃	540	394	619	239	2.6
日/瓷	330	320	505	195	2.59
日/瓷	420	340	550	205	2.68
日/瓷	530	380	700	240	2.92

表 1.4-11 我国 750kV 线路盘形悬式绝缘子的特性参数

型号	伞形	额定机械破坏负荷 (kN)	盘径 (mm)	爬电距离 $L_0$ (mm)	结构高度 $H$ (mm)	$L_0/H$
XWP2-210	双伞形	210	300	459	170	2.7
XWP-210	三伞形	210	340	530	170	3.1
CA-876EZ	三伞形	210	400	635	195	3.3
LXHP-300	钟罩形	300	320	493	195	2.5

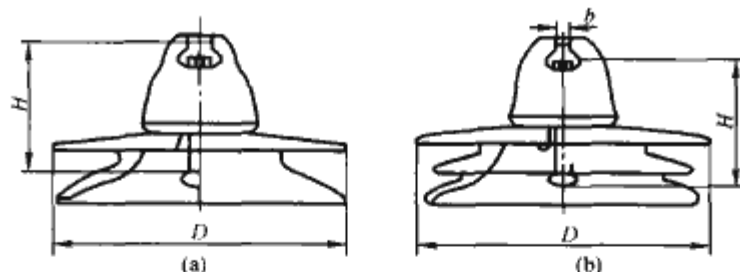


图 1.4-11 我国 750kV 输电线路推荐采用的绝缘子的外形  
(a) XWP2-210; (b) XWP-210

基于国内外超高压架空输电线路复合绝缘子在污秽地区的良好运行特性，在较重污秽地区的特高压架空输电线路也宜采用复合绝缘子。

（3）特高压架空输电线路空气间隙的放电特性。苏联对特高压架空输电线路空气间隙的放电特性做了大量的研究工作，意大利、美国、加拿大、英国等对架空输电线路的外绝缘特性也都进行了大量研究，由于试验条件与特高压架空线路的实际运行条件并不完全相符，因而设计架空线路时，这些数据难以直接加以利用。

#### 2.3.2 特高压电网绝缘子的选择

超/特高压输电线路的研究表明，随着操作过电压的降低，绝缘子串的长度主要由工作电压决定。本款将介绍按工作电压选择绝缘子片数的两种方法及其相应的选择结果。

（1）1000kV 特高压输电线路绝缘子串形、形式的选择。综合考虑国内外输电线路工程经验和分析可见，我国



1000kV 特高压输电线路杆塔中相采用 V 串, 边相采用 I 串是比较适宜的。

而对同塔双回的情况, 若采用 V 串, 杆塔横担较长, 投资高。参考日本的设计, 我国 1000kV 输电线路同塔双回情况也宜采用 I 串。

根据我国西北地区 750kV 输电工程绝缘子选型研究, 三伞形的瓷绝缘子的耐污闪性能最好, 双伞形的瓷绝缘子的耐污闪性能次之。此种形状的绝缘子自清洗效果好, 积污少, 运行效果明显好于钟罩形绝缘子。因此 1000kV 绝缘子, 应首选双层伞形和三层伞形绝缘子。

考虑到目前 1000kV 级输电线路可能采用  $8 \times 500\text{mm}^2$ 、 $8 \times 630\text{mm}^2$ 、 $8 \times 800\text{mm}^2$  的分裂导线的设计及国外运行经验, 结合我国主要瓷绝缘子生产厂家的生产能力和水平, 采用额定机械破坏负荷 300kN 和 400kN 的瓷绝缘子是适当的。

在重污秽地区按照国内外的运行经验, 应充分利用复合绝缘子较高的防污闪能力, 复合绝缘子的爬距取瓷绝缘子的  $\frac{3}{4}$ , 可达到相应瓷绝缘子的耐污闪能力。在重污秽地区和高海拔地区, 采用复合绝缘子是一种必要且合理的选择。

(2) 1000kV 特高压输电线路绝缘子片数的选择方法。目前, 确定输电线路绝缘子的串长的方法有两种。一种是根据线路所经地区不同污秽级别要求的相应爬电比距决定绝缘子的串长, 此法简单易行, 在工程设计中被广泛应用且经过实践的验证。另一种方法是根据实验得到绝缘子在不同污秽程度下的污闪电压, 使选定的绝缘子串的耐污闪电压大于该线路的最大工作电压, 并留有一定的裕度, 这种方法和实际绝缘子污耐受能力直接联系在一起, 是一种较好的绝缘子串长的确定方法。当然, 这种方法还需做较多实验, 人工污秽实验结果和自然污秽绝缘子污闪电压也存在着等价性问题, 因此可以采用:

1) 用爬电比距法选择特高压输电线路绝缘子的片数、串长。

2) 用污耐受电压法选择特高压输电线路绝缘子的片数、串长。

得到的 300kN 的双层伞形绝缘子串片数和串长, 如表 1.4-12 所示。400kN 的绝缘子参数可以从 300kN 换算得出。

表 1.4-12 1000kV 输电线路 I 形绝缘子串的片数和串长 (污耐受电压法)

污秽等级	等值盐密 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	XWP2-160 型		XWP-300 型	
		片数	串长 (m)	片数	串长 (m)
轻污秽	0.03~0.06	52	8.06	41	8
中等污秽	0.06~0.1	61	9.46	48	9.36
重污秽	0.1~0.25	74	11.47	59	11.51

表 1.4-13 1000kV 级输电线路的双层伞形和三层伞形绝缘子片数和串长

污秽等级	等值盐密 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	I 串				V 串			
		XWP-300 型		XSP-300 型		XWP-300 型		XSP-300 型	
		片数	串长 (m)	片数	串长 (m)	片数	串长 (m)	片数	串长 (m)
轻污秽	0.03~0.06	41	8	37	7.22	38	7.41	34	6.63
中等污秽	0.06~0.1	48	9.36	43	8.39	44	8.58	39	7.61

注 双伞形 XWP-300 型和三伞形 XWP-300 型的结构高度皆为 195m。

2.3.3 特高压架空输电线路空气间隙的选择

(1) 工作电压下导线对杆塔空气间隙的选择。不同海拔高度地区工作电压要求的 1000kV 级特高压架空输电线路的空气间隙, 如表 1.4-14 所示。

表 1.4-14 特高压架空输电线路导线对杆塔的空气间隙 m

国家	工作电压	操作过电压		雷电过电压	
		V 串	I 串	V 串	I 串
中国	3.0	6.5 (7.3) / 6.2 (6.9)	5.0 (5.5)	7.4/6.6	6.4/5.8
苏联	2.5	8.0~9.0	6.0~7.0	—	—
日本	3.09/3.21	—	6.0/6.55 5.69/6.75	—	6.62 6.2

注 1. 中国操作过电压栏 V 串, 分子/分母对应塔窗内外; I 串为塔窗外。两者括号外/内对应操作过电压 1.6p.u./1.7p.u.。雷电过电压分子/分母分别对应 XWP 型和 XSP 型绝缘子。  
2. 日本工作电压栏分子/分母分别对应海拔小于 1800m/2100m; 操作过电压 (1.6p.u.) 栏上面一行为 I 串, 下面一行为耐张绝缘子串。它们各自的分子分母分别对应跳线对下横担和跳线对塔身。雷电过电压栏上面一行为 I 串, 下面一行为耐张绝缘子串。  
3. 苏联线路最高电压 1200kV 操作过电压 (1.8p.u.)。操作过电压栏 V 串和 I 串的串长的较短和较长值分别对应导线对塔身和塔窗中间隙。

(2) 操作过电压下导线对杆塔空气间隙的选择。操作过电压下特高压架空输电线路空气间隙是按统计法选择的。计算结果见表 1.4-14, 表中数据相对于导线对塔体宽度为 3.7m。

(3) 雷电过电压下导线对杆塔空气间隙的选择。1000kV 特高压架空输电线路雷电反击水平, 主要由绝缘子串决定的。因此, 在选择雷电过电压下特高压架空输电线路导线对杆塔的空气间隙时, 应使所选空气间隙的雷电放电电压与绝缘子串的雷电放电电压相适应, 即不应因空气间隙过小而降低杆塔雷反击水平。按此原则, 对固定的导线对杆塔的空气间隙, 其 50% 雷电冲击放电电压与绝缘子串的相应电压取同一值; 而对于受风摆影响的导线对杆塔的空气间隙, 其 50% 雷电冲击放电电压可取绝缘子串的相应电压的 80% 左右。鉴于目前长绝缘子串尚缺乏雷电冲击放电电压的数据, 其 50% 雷电放电电压暂按与等长度的空气间隙相同考虑, 结果见表 1.2-14, 适用于海拔高度 1000m 地区, 更高海拔高度时, 则取相应绝缘子串的相应值。

(4) 特高压架空输电线路导线对杆塔的空气间隙。综合以上结果, 表 1.4-14 给出了海拔 1000m 地区我国特高压架空线路导线对杆塔的空气间隙要求值的总汇, 为便于比较也列出了国外的相应数据。

(5) 操作过电压下绝缘子串长与空气间隙的配合。1000kV 特高压架空输电线路的绝缘子串除应考虑工作电压的要求外, 还应可靠地承受操作过电压。特别是当杆塔塔窗中相采用 V 串时, 绝缘子串与空气间隙同时受到操作过电压的作用, 还应该注意两者放电强度的协调。由于塔窗内中相 V 串空气间隙如前述已按绝缘配合的统计法加以确定, 那么绝缘子 (含两边相 I 串) 的操作冲击 50% 放电电压不应低于塔窗内中相 V 串空气间隙的操作冲击 50% 放电电压。限于现在实验数据的缺乏, 推荐绝缘子串长除应满足工作电压要求外, 尚不应小于塔窗内空气间隙距离。



(6) 操作/雷电过电压对档距中间导线和地面之间空气间隙的要求。目前 1000kV 特高压架空输电线路档距中间导线对地面的最小距离，主要由电磁环境要求所决定。美国邦纳维尔电力局 (BPA) 特高压架空输电线路档距中间导线对地面的最小距离为 21m。苏联特高压架空输电线路档距中间导线对地面的最小距离，在跨公路时取 21m，田野为 18.5m，而在人员很难到达处为 14.5m，可参考。

## 2.4 特高压架空输电线路的电晕及其对环境的影响

电晕放电将产生可听噪声、无线电干扰和电晕损失等，对环境和运行会造成一定影响。可听噪声、无线电干扰水平和电晕损失与导线表面场强大小紧密相关。特高压输电线路电压高，导线上的电荷量大。导线表面场强与导线电荷面密度成正比，为了控制导线表面场强，需要增大特高压输电线路的导线分裂数和导线直径。

### 2.4.1 导线表面电场

输电线路电晕主要决定于两方面：线路结构和气候条件。体现线路结构的因素主要有导线结构，包括分裂数和子导线直径；相导线间距（交流）和极导线间距（直流）；导线对地高度。影响导线电晕放电的最主要因素是导线表面场强。一般采用国际无线电干扰特别委员会 (CISPR) 推荐的计算方法计算，能满足工程要求。必要时，还需要采用更精确的方法来计算，常用的精确的方法有逐步镜像法、矩量法和模拟电荷法等。

### 2.4.2 特高压架空输电线路的可听噪声

输电线路的可听噪声是指导线周围的电晕和火花放电所引产生的一系列能直接听到的噪声，属于声频干扰。

(1) 可听噪声计算。美国邦纳维尔电力局 (BPA) 推荐的可听噪声预测公式是根据不同电压等级、不同分裂方式的实际试验线段上的长期实测数据导出的，它计算的是 50% 累计百分声级，即  $L_{50}$ 。实测结果表明，预测值与实测值的误差大多数仅 1dB (A) 左右。该预测公式适用于导线分裂间距为 30~50cm，导线表面电场强度为 10~25kV/cm 的常规对称分裂导线。

(2) 特高压架空输电线路可听噪声水平和降低可听噪声的措施。美国邦纳维尔电力局 (BPA) 对采用不同结构导线时的可听噪声进行了大量试验研究。对于 8×41mm (边相垂直高度 16.8m) 和 7×41mm (边相垂直高度 22.9m) 分裂导线，试验时加电压 1150kV，在坏天气下距离边相导线投影外 15m 处测量的可听噪声  $L_{50}$  分别为 53dB (A) 和 56dB (A)。实测的 550kV 线路 (2×41mm) 的可听噪声为 56dB (A)。两种电压等级线路的可听噪声水平几乎一样。

研究表明，降低特高压输电线路的可听噪声的措施有：

采用对称分布的子导线时，增加导线分裂数目和控制分裂导线间距。

采取子导线非对称分裂方式，使子导线分配的电荷均匀，改善导线表面电场分布。

在对称分裂子导线束中附加子导线，以减小导线表面场强。

在导线上涂抹憎水涂料等，减小雨天时导线下的水滴，从而减小电晕放电强度。

(3) 交流特高压架空输电线路可听噪声的限值。国际上特高压输电线路可听噪声的限制值范围为 50~60dB (A)。在确定交流特高压输电线路的噪声限值时，应该考虑以下因素：

1) 国家相关标准。GB 3096—1993《城市区域环境噪

声标准》对不同类型的地方在不同时段的可听噪声作出了规定，如表 1.4-15 所示。其中：

0 类标准适用于疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域。

1 类标准适用于以居住、文教机关为主的区域。乡村居住环境可参照执行该类标准。

2 类标准适用于居住、商业、工业、混杂区。

3 类标准适用于工业区。

4 类标准适用于城市中的道路交通干线道路两侧区域，穿越城区的内河航道两侧区域。

表 1.4-15 我国噪声标准 [等效声级：dB (A)]

类别	昼间	夜间
0	50	40
1	55	45
2	60	50
3	65	55
4	70	55

按国家噪声标准，特高压输电线路的可听噪声不应超过 55dB (A)。这相当于 1 类标准昼间和 2、3 类标准夜间的噪声限值。

2) 人们的可接受程度。一般限制在 52dB (A)。

3) 线路路径及噪声特点。山区与居住区应分别考虑。

4) 国外可听噪声限值与中国国情相结合。

### 2.4.3 特高压架空输电线路的无线电干扰和电视干扰

输电线路电晕和放电，会向空中辐射电磁波，可能对无线电和电视接受产生干扰。

(1) 交流特高压架空输电线路无线电干扰水平。研究表明：适当选择导线分裂数和子导线直径，可以使交流特高压输电线路的无线电干扰水平与已运行的某些超高压输电线路的相当。导线分裂数和子导线直径都会直接影响导线表面场强，对无线电干扰场强产生影响。

图 1.4-12 为综合考虑导线分裂数和子导线直径影响后的计算结果，其中以 5×500mm<sup>2</sup> 导线的无线电干扰场强为基值。结果表明，增加分裂导线数，可使无线电干扰场强明显降低。

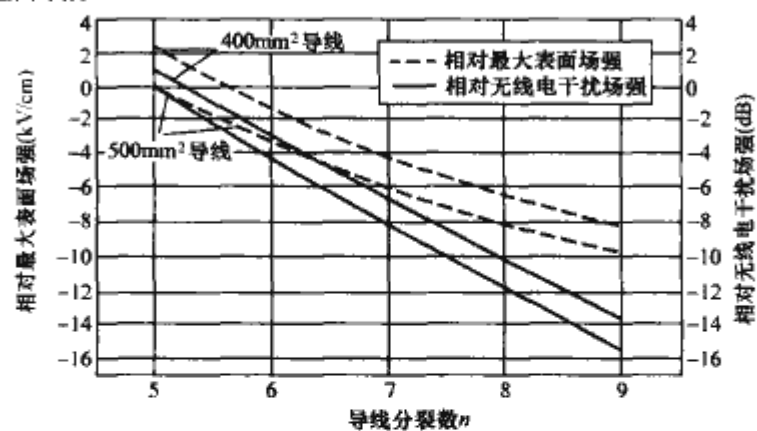


图 1.4-12 导线分裂数对无线电干扰场强的影响

(2) 电视干扰。电视信号的频率比广播信号频率高得多，从输电线路电晕产生的干扰信号的频谱特性可见，输电线路对电视的干扰比对无线电的干扰小得多。电视干扰源主要有以下两类：

1) 因绝缘子瓷件断裂或破损造成的断续放电。

2) 在金具尖端发生强烈放电。由于火花放电的频率范围一直伸展到特高频段，因此，它是对电视产生干扰的最主要根源。

(3) 交流特高压架空输电线路无线电干扰限值。关于输



电线路的无线电干扰限值，到目前也没有国际标准，因为各国的国情不一样。国际无线电干扰特别委员会（CISPR）的CISPR-18出版物只建议了限值的定义和制定限制的原则。特高压输电线路导线的特点是大截面、多分裂（4分裂以上）。我国在20世纪90年代曾就特高压输电线路对环境的影响进行过研究，其中提出了特高压线路的无线电干扰限值（0.5MHz）在55~60dB之间取值的建议。我国1000kV级交流特高压输电线路无线电干扰的限值目前暂取58dB，参考频率为0.5MHz，参考点位边相导线投影外20m处。

2.4.4 特高压架空输电线路的电晕损失

特高压线路电晕损失的试验和实测数据很少，表1.4-16给出了美国1050kV特高压三相试验线路，相导线为8×3.3cm、相间距离为15.2m条件下，实测和计算得到的电晕损失。

表 1.4-16 实测和计算的特高压试验线路的电晕损失

特高压线路		导线表面场强 (kV/cm)		测量损失 (kW/km)		计算最大损失 (kW/km)	
电压 (kV)	相导线	中相	边相	最大 雨下	平均 雨下	短线	长线
1050	8×3.3cm	16.4	15.0	375	160	304	220
1200	12×3.3cm	13.3	12.4	200	110	225	162
1300	8×5.6cm	12.9	11.6	246	128	217	160
1100	6×5.6cm	13.1	12.1	295	57	166	123

2.5 特高压输电工程的工频电场和磁场

交流输电线路工作时，导线上的电荷将在空间产生工频电场，导线内的电流将在空间产生工频磁场。工频电场能在人和物体上感应出电压；工频磁场能在生物体和物体内部感应出电流和电压；磁场也能在靠近输电线路附近的物体上感应出电压，可能引起使人不愉快的电击。输电工程的工频电场和磁场的长期生态影响如何，现在也受到许多人的关注。

美国、苏联、日本和意大利等国家在研究交流特高压输电时，就工频电场和磁场对人和动植物的影响进行过大量研究，世界卫生组织也就极低频电场和磁场（包括工频场）对健康的影响进行过评价。结果表明，工频电场和磁场对人和动物有确定的有害影响的阈值远高于输电线路下工频电场和磁场的限值。

2.5.1 影响工频电场强度的主要因素

（1）地线的影响。接地的地线对电场强度的影响程度与地线离相导线的距离以及相导线离开地面的高度有关。根据计算，没有架空地线时的地面电场强度比有地线时约增加1.3%~2%，影响很小。

（2）导线离地高度的影响。电场强度随导线离地高度的增加而减小，利用这一关系，可以通过抬高导线对地高度来减小地面电场强度。例如，若要求线下地上1m的最大电场强度小于10kV/m，相导线对地最小高度需要22m。当导线对地距离增加到一定程度，再靠抬高导线来减小地面附近的电场强度，影响较小。

（3）相间距离的影响。减小相间距离时，场强值和场强大于5kV/m与3kV/m的范围都相应减小，但场强的减小程度没有增加对地距离的效果大。

（4）分裂导线的根数、分裂间距和导线直径的影响。减少分裂导线的根数，能比较明显地减小地面场强。但是，减少分裂导线根数，可能使导线表面场强增大，使无线电干扰和可听噪声增加。

（5）导线布置形式的影响。研究表明，在单回路的两种排列方式中，三角形排列对减小最大场强和高场强区的效果较好；在双回路的两种排列方式中，逆相序排列对减小最大场强和高场强区的效果较好。

可以采取以下措施减小输电线路下的电场：调整导线离地高度、相间距离、分裂导线结构尺寸、相导线的布置方式等。研究表明，在这几种方式中，要减小线下空间场强，以适当增加导线对地高度最为有效。

2.5.2 特高压架空输电线路的工频磁场分布

除苏联外，世界上的特高压试验线路和变电站都未在特高压下带有意义的负载运行。由于磁场数值很小，很少对特高压输电工程的工频磁场水平进行测试。

我国研究人员对国内外5种特高压线路的工频磁场进行了计算分析。电压取1050kV，电流取4000kA，导线对地最小距离取22m。图1.4-13给出了在垂直线路方向地面上1m的工频磁场分布，图中曲线1、曲线2和曲线3分别对应于苏联的水平排线路、美国的正三角形排列线路和日本的同杆双回线路；曲线4和曲线5分别对应于相导线为10分裂和12分裂的倒三角排列紧凑型线路。由图可见，导线布置方式不同，线下工频磁场之差别很大。

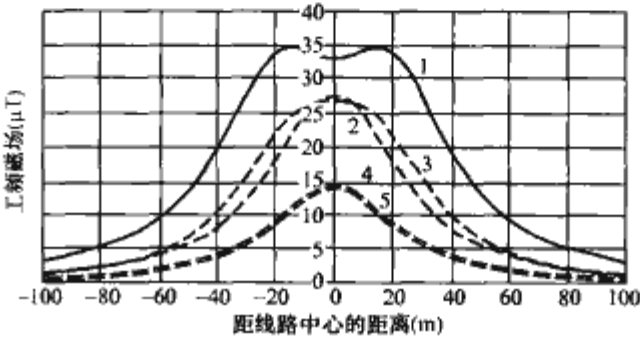


图 1.4-13 5种特高压线路下离地1m处的工频磁场分布

2.5.3 特高压架空输电线路工频电场和磁场的限值

（1）工频电场的限值。规定限值的目的是防止引起不舒服的暂态电击；防止稳态电击电流大于摆脱值；防止能引起有害的生态效应。

国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）关于工频电场的限值分别列于表1.4-17。

表 1.4-17 ICNIRP 导则关于工频电场的基本限值和参照水平

暴露特性	基本限值 (mA/m <sup>2</sup> )	电场强度 (kV/m, 参照水平)		接触电流 (mA)
		50Hz	60Hz	
职业人员	10	10	8.3	1
一般民众	2	5	4.2	0.5

IEEE对50Hz电场限值的规定为：在受控区取20kV/m；对于公众取5kV/m。

各国或电力公司关于工频电场限值的规定各不相同，但仍然可以找到比较一致的地方：线下最大电场强度（或农业地区）为10~15kV/m；跨越公路处电场强度为7~10kV/m；公众活动区域或邻近民房处电场强度小于5kV/m。我国控制跨越公路时，线下最大电场强度不超过7kV/m；跨越农田时，不超过10kV/m。线路邻近民房时，房屋所在位置离地1m处的最大未畸变场强取4kV/m。

（2）工频磁场限值。1998年4月ICNIRP正式提出的关于工频磁场的限值规定见表1.4-18。



表 1.4-18 ICNIRP 导则关于工频磁场的  
基本限值和参照水平

暴露特性	基本限值 (mA/m <sup>2</sup> )	磁通密度 (μT, 参照水平)	
		50Hz	60Hz
职业人员	10	500	417
一般民众	2	100	83

IEEE 规定了人的头部和躯体最大磁场 (50Hz) 允许暴露值, 受控环境下为 2710μT, 公众为 904μT。这些最大暴露限值的规定是为了避免短时的有害影响。

我国规定的限制值为 0.1mT。

## 2.6 特高压架空输电线路导线、金具与杆塔

### 2.6.1 特高压架空输电线路

特高压输电线路中每相导线都是由多根子导线并联组成的导线束。从增加输送能力和减少电晕放电考虑, 每相导线的分裂根数越多越有利, 但通常要受到机械强度、杆塔高度和经济条件等的限制。

(1) 特高压架空输电线路导线、地线的结构形式。

1) 特高压输电线路导线的结构形式。特高压架空输电线路分裂导线的结构形式, 除了要满足按经济电流密度、限制电晕放电和无线电干扰的要求来计算子导线的最优根数和半径之外, 还包括选择子导线在空间的相互布置, 以使得分裂导线电流及导线表面场强不均匀分布系数达到最小值。表 1.4-19 是各国推荐的特高压线路导线结构形式及相关参数。

表 1.4-19 各国推荐的特高压线路导线  
结构形式及相关参数

参数	苏联动力 电气部	日本东京 电力公司	美国			意大利 ENEL	英国 CEGB	巴西
			BPA	DOE	AEP			
电压等级 (kV)	1150	1000	1100	1100	1500	1000	1300	1000
导线规格 (mm <sup>2</sup> )	300,330	810,610	930	—	—	560	—	—
分裂数	8,10	8	8	6,8	12,10	8	—	8
导线外径 (mm)	24.0,25.2	38.4,34.2	41	55,40	36,46.3	31.5	38	45
分裂圆 直径(cm)	104.5	104.5	107	101.6	102,122	117.6	—	—
分裂间距 (cm)	40	40	41	50,40	32,38	45	45	—

从特高压输电线路导线选型来看, 苏联采用普通钢芯铝绞线。日本采用的导线型号较多, 有钢芯铝绞线 (ACSR)、高强钢芯铝绞线 (ACSR/EST)、高强钢芯铝合金绞线 (KACSR/EST)、耐热钢芯铝合金绞线 (TACSR)、低噪声钢芯铝绞线 (LN-ACSR) 五个品种, 分别视线路途经地区的不同情况选用。例如高强钢芯铝合金绞线和耐热钢芯铝合金绞线主要用于重覆冰地区, 低噪声钢芯铝绞线主要用于对噪声影响有要求的居民密集地区等。

随着我国电线电缆行业的快速发展, 成功研制了钢芯铝绞线 (ACSR-720/50)、特高强度钢芯铝合金绞线 (AACSR/EST-450/200)、铝包钢绞线 (AS-512) 以及耐腐蚀防振导线 (LGJ/SZ-630/100)。其中, 近年来得到广泛应用的国产钢芯铝绞线 (ACSR-720/50) 的各项技术指标均达到了代表目前国际最高技术水平的美国 ASTM 要求。

2) 高压输电线路地线的结构形式。特高压输电线路由于电压等级高, 因此对防雷提出了更高的要求。苏联 1150kV 级输电线路采用双地线, 每相地线为 2 分裂的 70/72 型钢芯铝绞线 (铝截面积为 70mm<sup>2</sup>, 钢截面积为 72mm<sup>2</sup>), 地线分裂间距为 400mm。日本 1000kV 的三条特高压主干线均采用 500mm<sup>2</sup> 光纤复合铝包钢绞线 (OPGW), 也采用双地线, 地线采用 12° 的负保护角。

(2) 架空线振动。架空输电线路导、地线振动主要有微风振动、舞动和次档距振荡三种形式。微风振动会造成导线疲劳断股、导线和金具的磨损; 舞动会造成导线、金具的磨损, 严重时甚至断线、倒塔; 次档距振荡容易导致间隔棒线夹的损坏和线夹处导线的磨损。

1) 架空线微风振动。架空线的微风振动是一种由气流的漩涡 (卡门涡流) 在架空线背风侧交替脱落所产生的架空线振动现象。由于长时间的振动会使架空线中的铝线股以及有关金具产生疲劳损伤。

a. 普通线路导线微风振动。研究表明, 采用阻尼间隔棒和不等间距安装方式具有良好的消振性能, 可把导线微风振动控制在安全范围内。

b. 地线微风振动。地线的微风振动问题比较突出, 特别是地线采用光纤复合架空地线 (OPGW) 时, 振动标准更为严格, 常规的防振锤集中式防振方案容易造成局部应力集中而损伤光纤, 可采用分布式防振方案、预绞丝线夹防振锤。

c. 大跨越微风振动。可以按照超高压大跨越地线防振的方法进行。

2) 导线舞动。架空输电线路的舞动是一种由于空气动力不稳定而产生的现象, 是输电线路导线在不均匀覆冰及风力的作用下引起的一种低频率 (约为 0.1~3Hz)、大振幅的振动现象。一般在一个档距内只有一个或少数几个半波, 故有时称为全档距舞动, 以区别于次档距舞动。

具有代表性的研究成果是美国 Den Hartog 的垂直舞动机理和加拿大 O. Nigel 的扭转舞动机理, 他们曾对舞动理论的发展和舞动防治产生过较大的作用。在上述理论的基础上, 综合考虑风的水平、垂直、扭转三个分量的耦合, 建立了导线舞动的动力稳定性机理。依据上述动力稳定性机理研制开发了新型双摆防舞器和整体式偏心重锤, 取得了良好的效果。

国内外长期研究和实际观察表明: 分裂导线比单导线容易舞动; 导线档距越大, 挂点越高, 则舞动越严重。

3) 次档距振荡。架空输电线路导线的次档距振荡是一种由迎风侧子导线的尾流所诱发的背风侧子导线的不稳定振动现象。其危害主要是造成间隔棒、导线和悬垂金具的机械损伤。

影响导线次档距振荡强度的主要因素包括子导线间距  $S$  与直径  $d$  的比值  $S/d$ , 以及子导线排列对风向的方位角  $\alpha$ 。表 1.4-20 为各国推荐的特高压线路导线  $S/d$  值。

表 1.4-20 各国推荐的特高压线路导线  $S/d$  值

国别	苏联	日本	美国			意大利	英国
推荐单位	动力电 气化部	东京电 力公司	BPA	DOE	AEP	ENEL	CEGB
电压等级 (kV)	1150	1000	1100	1100	1500	1000	1300
分裂数	8/10	8	8	6/8	12/10	8	8
$S/d$	16.7/15.9	10.4/11.7	10	9/10	9/8.2	14.3	12



日本在试验线路上观测到两种次档距振荡类型,一种是次档距舞动,发生在导线覆冰情况下,大体与全档距舞动同时发生;另一种是普通的次档距振荡,发生在台风季节。

多项研究表明,可以采用阻尼性柔性间隔棒、缩小次档距、间隔棒不等距布置、增大分裂间距等来防治次档距振荡。

### 2.6.2 特高压架空输电线路的金具

针对特高压输电线路的特点,重点说明间隔棒、悬垂金具、耐张金具及跳线金具。

(1) 间隔棒。间隔棒是一种防护金具。特高压输电线路中一般采用阻尼间隔棒,使各子导线之间保持适当的间距,并通过自身的阻尼特性,降低微风振动和次档距振荡对导线带来的危害。

日本 1000kV 输电线路中使用环形间隔棒,如图 1.4-14 所示。间隔棒本体为钢质,线夹与本体采用弹簧连接,属于柔性间隔棒。线夹一弹簧力握紧导线,无需螺栓。

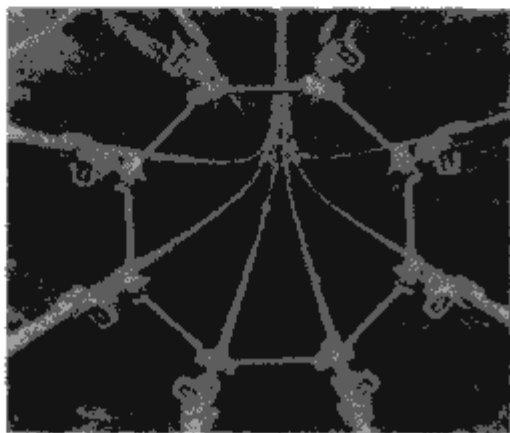


图 1.4-14 日本 1000kV 线路环形间隔棒

美国邦纳维尔电力局(BPA)推荐采用环形阻尼间隔棒。

关于间隔棒的布置,日本在试验线路上的研究表明,对于  $810\text{mm}^2$  10 分裂导线,相邻间隔棒之间的距离(即次档距长度)不应大于 40m,对于 8 分裂导线也有类似的结论。

(2) 悬垂金具。苏联 1150kV 输电线路直线塔上边相为 I 形、中相为 V 形悬垂串。

日本 1000kV 输电线路由于采用大截面导线,个别档距超过 900m。因此,一般采用多串绝缘子并联,其中悬垂串为 2~3 联。

(3) 耐张金具。苏联 1150kV 线路导线耐张串均采用 4 联绝缘子串形式,绝缘子联之间用专用的联板相互连接,以防止其中一两联绝缘子联拉断时导线脱落。日本 1000kV 输电线路所采用的耐张串也采用 4 联式,并有一个总联板,其一侧有 8 个挂点,通过耐张线夹与 8 根子导线相连;另一侧有两个挂点,通过平行挂板的过渡与 4 联绝缘子相连。耐张串采用双挂点与杆塔相连。

(4) 屏蔽环、均压环。特高压输电线路由于电压等级的提高,电晕产生的噪声和无线电干扰、绝缘子串的电场分布等问题显得更为突出。日本的特高压线路中,耐张绝缘子串采用了组合式均压环,悬垂绝缘子串采用了圆环式均压环。苏联特高压输电线路中,耐张绝缘子串采用了环形均压环,悬垂绝缘子串采用上杠式悬垂线夹,解决了绝缘子串的电场分布问题。

(5) 跳线金具。跳线金具安装在耐张塔上,将耐张塔两侧的导线连接起来,形成电流通路。

苏联 1150kV 输电线路采用水平跳线方式,需要 3 基耐张塔(每相导线 1 基)和 1 基跳线塔,占地面积大。日本

1000kV 输电线路采用装配式硬跳线方式,这种跳线方式具有弧垂小、风偏小、安装方便等优点。我国特高压输电线路宜采用装配式硬跳线方式。

### 2.6.3 特高压架空输电线路的杆塔

根据特高压线路的绝缘配合、线路回数、地形、地质条件等,并参照国内外超高压、特高压线路杆塔的使用经验选择合适的塔型。特高压杆塔结构荷载、杆塔高度和质量比超高压线路大很多,在结构设计过程中需充分注意设计荷载的选取和结构设计的优化。

(1) 杆塔结构与塔型。

1) 国外特高压杆塔塔型及特点。除苏联、日本外,美国、意大利、加拿大、巴西等国分别建设了不同规模的特高压输电线路试验段,进行了大量的包括特高压铁塔塔型在内的理论与试验研究。现结合国外特高压输电线路杆塔的研究与应用情况,给出特高压线路可采用的一些基本塔型。

a. 拉线塔。拉线塔具有用钢量少的优点,因此被国外推选为特高压输电线路的首选塔型,但也有占地面积大,运行维护比较困难等缺点。各国设计的特高压输电的拉线塔结构如图 1.4-15 所示。



图 1.4-15 特高压输电线路的拉线塔

b. 单回路自立塔。自立式铁塔占地小,适用地形广,土地占用费较高的地区。

c. 双回路塔。日本特高压输电线路为同塔双回线路,铁塔采用导线垂直排列同塔并架四层或三层横担。双回线路可显著减少走廊宽度。

2) 我国特高压杆塔特点及塔型规则。

a. 特高压杆塔的主要技术特点。根据初步计算,我国规划的 1000kV 输电线路导线对地距离可达到 500kV 输电线路的 2 倍,居民区约为 24~27m,非居民区约为 20~22m。



1000kV 输电线路电气间隙为 6~7m, 多为 8 分裂导线。

b. 我国特高压杆塔塔型规划。考虑杆塔使用条件、线路回数 and 地形地质条件, 并参考国内外超高压、国外特高压杆塔塔型, 我国特高压杆塔可按以下原则选用。

a) 拉线塔的选用。拉线塔可节省钢材, 但占地大。我国特高压输电线路不宜采用拉线塔。

b) 单回路直线型自立塔的选用。国内外输电线路工程广泛使用的塔型有酒杯塔和猫头塔两种。在线路走廊紧张的地方, 多用猫头塔, 不太紧张的地方, 宜采用酒杯塔。

c) 单回路转角塔的选用。国内大多采用干字塔。由于这种塔结构简单, 占用线路走廊少, 而且施工安装和检修方便, 在特高压输电单回路中可用于耐张塔。

d) 同塔双回路塔的选用。一般多采用三层或四层横担的伞形或鼓形塔型, 三相导线垂直排列, 有效减小了线路走廊宽度。我国 1000kV 同塔双回路输电线路宜选用。

(2) 特高压杆塔结构的设计与优化。

1) 杆塔结构设计基本原则。由于杆塔分布在不同的野外地区, 且长期暴露于大气中, 因此杆塔通常设计成由各种构件通过螺栓连接组装成的结构体。这种结构形式既有利于运输和现场施工, 也有利于采用热浸镀锌的防腐工艺, 满足防腐要求。

2) 特高压杆塔结构荷载的选取。根据特高压线路的特点, 确定适宜的结构重要性系数和气象荷载的重现期。另外由于特高压杆塔施工需要更大型的施工机具, 需注意特高压杆塔施工附加荷载的增大。

a. 结构重要性系数取值。1000kV 特高压输电线路杆塔应定为特别重要的杆塔结构, 结构重要性系数  $\gamma$  宜取 1.1。

b. 风荷载重现期。输电线路杆塔的荷载主要是塔身风荷载、导线张力、导线覆冰、杆塔自重、导线自重等。IEC 标准中, 对风荷载重现期的选取由设计线路的安全等级决定, 并规定了 1、2、3 级安全等级重现期取值分别为 50 年、150 年、500 年。鉴于 1000kV 输电线路的重要性, 因此 1000kV 输电线路风荷载重现期应不低于 50 年。

3) 特高压杆塔结构的优化。

a. 杆塔材料。日本的 1000kV 杆塔主材采用钢管 SS55 型或 STK55 型钢, 欧美国家大多采用 A36、G50、GR65 钢材。我国 Q420 钢材强度比 500kV 等级输电线路杆用的 Q345 提高了 21.7%, 为输电线路铁塔降低钢材指标提供了有力支撑。采用 Q420 钢材的铁塔主材部分费用可比 Q345 节省 10% 左右。在 1000kV 特高压输电线路使用高强度钢材将会取得较大的经济效益。

b. 杆件断面及构造的优化。我国传统的铁塔基本是由角钢通过螺栓连接起来, 由于加工和现场组装方便而得到普遍的应用。

我国 1000kV 特高压输电线路单回路塔杆件最大内力估计约为 5000kN, 双回路塔杆件最大内力估计约为 145 000kN。角钢可以满足 1000kV 特高压单回路铁塔的要求。

对荷载较大的双回路塔如跨越塔、大角度的转角塔等, 4 拼角钢可能满足不了受力要求, 如再加大角钢数量, 根据经验, 在经济上不如钢管塔。由于钢管的截面特性优良、构件体型系数小、外形美观, 钢管塔能显著降低塔重。但是钢管相贯焊接加工困难、质量不易保证。可以采用日本 1000kV 特高压线路广泛使用的钢管塔中的偏心连接法。

### 3 直流输电线路

#### 3.1 高压直流架空输电概述

##### 3.1.1 直流输电的特点

直流输电的发展与换流技术的发展, 特别是大功率电力电子技术的发展有着密切的关系。目前大多数直流输电工程均采用晶闸管换流, 今后随着新型电力电子器件 (如 IGBT、IGCT、碳化硅器件等) 在直流输电中的应用, 将会明显地改善直流输电的运行性能。

直流输电有以下主要特点:

(1) 直流输电架空线路只需正负两极导线, 杆塔结构简单, 线路走廊窄, 造价低, 损耗小。直流线路的输送能力强, 一回  $\pm 500\text{kV}$  的直流线路可输送 3000~3500MW,  $\pm 800\text{kV}$  则可输送 4800~6400MW; 直流线路无电容电流, 沿线的电压分布均匀。

(2) 直流输电两端的交流系统无需同步运行, 其输送容量由换流阀电流允许值决定, 输送容量和距离不受两端的交流系统的限制, 有利于远距离大容量送电。

(3) 采用直流输电实现电力系统非同步联网, 不增加被联电网的短路容量, 不需要因短路容量问题而更换被联电网的断路器; 被联电网可以是额定频率不同 (50Hz 和 60Hz) 或相同, 但非同步运行的电网, 有利于运行和管理。

(4) 直流输电输送的有功和换流器吸收的无功均可方便快速地控制, 改善了交流系统的运行性能。对于交流并联输电系统, 可以利用直流的快速控制以阻尼交流系统的低频振荡, 提高与其并联的交流线路的输送能力。

(5) 直流输电可利用大地 (或海水) 为回路, 省去一极的导线。对于双极直流系统, 大地回路通常作为备用导线, 当一极故障时, 可自动转为单极方式运行, 提高了输电系统的可靠性。

(6) 直流输电可方便地进行分期建设和增容扩建, 有利于发挥投资效益。

(7) 直流输电换流站比交流变电站的设备多、结构复杂、造价高、损耗大、运行费用高、可靠性相应降低。换流器运行时会产生一系列谐波, 为降低谐波影响, 需要装设交流滤波器和直流滤波器, 使占地面积、造价和运行费用大幅提高。

(8) 直流断路器没有过零点可利用, 灭弧问题难, 给直流输电中间抽能带来困难。

(9) 直流输电利用大地 (或海水) 为回路将带来接地极附近地下金属构件、管道等埋设物的电腐蚀、对通信系统的干扰等问题。

(10) 由于直流电的静电吸附作用, 使直流输电线路和换流站设备的污秽问题严重, 给外绝缘带来困难。

##### 3.1.2 高压直流输电的应用

直流输电的应用范围取决于直流输电技术的发展水平和电力工业发展的需要。目前在大多数情况下投资少, 运行灵活方便、及时, 也比较成熟。但在某些情况下, 直流输电有其独特的优越性。直流输电的应用场合有以下两大类:

(1) 技术上交流输电难以实现而只能采用直流输电的场合 (如不同频率的联网, 因稳定问题而难以采用交流、远距离电缆送电等)。

(2) 技术上两种输电方式均能实现, 但直流比交流的技术经济性能好时。

目前在电网建设中, 采用直流输电相对比较有利的场合



有以下几种：

- 1) 远距离大容量输电。
- 2) 不同电力系统的联网。
- 3) 直流电缆送电。
- 4) 轻型直流输电的应用。

从1953年瑞典首先使用高压直流输电（海底电缆，额定输送容量为20MW，额定电压为100kV）以来，到2000年，世界上共有63项直流输电工程投入运行，其中架空线路17项，电缆线路8项，架空和电缆混合线路12项，背靠背直流工程26项。其中单相架空线路的最高电压和最大输送容量为±600kV，3100MW（巴西伊泰普直流工程）；单相电缆线路的最高电压为450kV（单极，波罗的海海底电缆工程），最大输送容量为1400MW（日本纪伊直流工程）。从1987~2004年，我国已有7项直流输电工程投入运行，如表1.4-21所示。

表 1.4-21 我国已运行的直流输电工程

序号	工程名称	功率 (MW)	电压 (kV)	距离 (km)		投运时间
				架空线	电缆	
1	舟山直流工程（单极）	50	-100	42	12	1987 年
2	葛洲坝—南桥直流工程	1200	±500	1045	—	1989 年
3	天生桥—广州直流工程	1800	±500	960	—	2000 年
4	澜沧直流工程	60	±50	6.5	59.7	2002 年
5	三峡—常州直流工程	3000	±500	860	—	2002 年
6	三峡—广东直流工程	3000	±500	940	—	2004 年
7	贵州—广东直流工程	3000	±500	880	—	2004 年

下面简单介绍高压直流架空输电线路的有关问题、特高压直流架空输电及轻型直流输电技术。

3.2 极导线布置和杆塔形式

直流架空线路按电极布置，可分为三种基本类型，如图1.4-16所示。

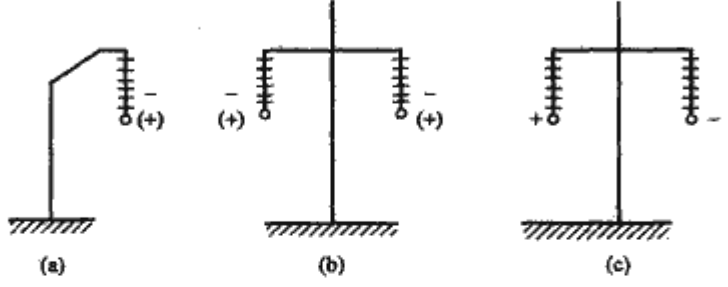


图 1.4-16 直流架空线路极导线布置  
(a) 单极；(b) 同极；(c) 双极

单极线路只有一极导线，以大地或海水作为回流电路。同极线路具有两相同极性的导线，以大地或海水作为回流电路。双极线路具有两极不同的导线，当两极导线中的电流相等时，就不会有大地电流，如果一极导线发生故障，另一极导线可利用大地回路作为备用回流电路继续运行，这种导线布置是目前常被采用的形式。

直流架空线路广泛采用两种塔型，一种是自立式杆塔，另一种是拉线塔，如图1.4-17所示。

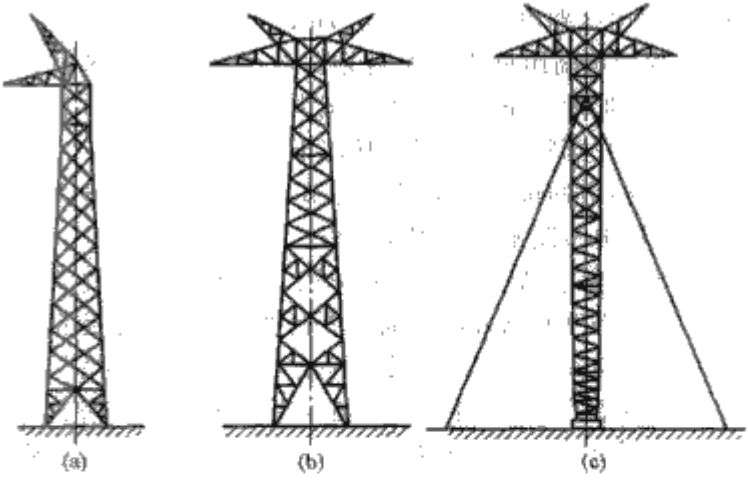


图 1.4-17 直流架空线路的塔型  
(a) 单极自立式塔；(b) 双极自立式塔；(c) 双极拉线塔

3.3 直流线路的干扰

3.3.1 直流线路对无线电的干扰和可听噪声

直流线路的导线电晕放电和绝缘子上的局部放电都将产生无线电干扰。实验表明，无论在晴天或是雨天，正极性下的无线电干扰总是比负极性下强得多，如图1.4-18所示。因而单极线路一般采用负极性。双极直流线路造成的干扰水平要比正极性单极线路的高。在双极线路上，用分裂导线代替单导线，可使干扰水平约降低5dB。在对地电压相等的条件下，晴天时双极直流线路造成的无线电干扰水平大约等于或略小于相应的交流线路，雨天时的干扰水平低于交流线路。

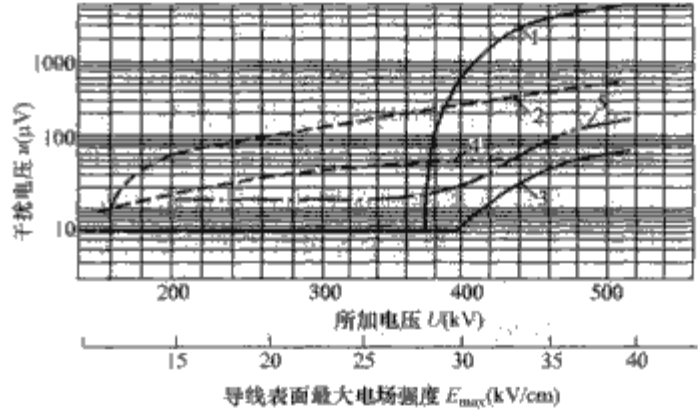


图 1.4-18 直流电晕的无线电干扰特性

- 1—正极性，导线干燥；2—正极性，雨强0.04mm/min；3—负极性，导线干燥；4—负极性，下雨；5—正极性，导线干燥，上面绕有直径为2mm的金属丝螺旋线，螺距为50cm

注：电极为导线—平板，导线高度  $H=2.6\text{m}$ ；导线为  $3\times\text{ACO-280/300}$  型分裂导线；频率为  $0.22\text{MHz}$ 。

直流线路对无线电的干扰标准：对±500kV直流线路暂规定为，在离边导线投影20m处，频率为1.0MHz时，无线电的干扰允许值为50dB。

为减少干扰，高压直流线路的金具一般采用无电晕金具。

根据一些实测数据的分析结果，直流线路的噪声水平低于相同电压等级的交流线路。其可听噪声的允许值，在线路档距中央距正极性导线投影20m处，宜不大于60dB(A)。

3.3.2 对电信线路的影响

高压直流架空线路在正常运行和接地故障时，都会对邻近电信线路产生静电的和电磁的影响。

(1) 对电信线路的危害及其防护措施。当直流输电线路一极导线发生接地短路故障时，由于直流控制的定电流调节



作用能够把故障电流的稳态值限制到一个较小的数值，该电流不会对电信线路产生危险。但在故障发生时刻，由于定电流调节尚未起作用，暂态短路电流值可达到额定电流的 2~3 倍，其频率约为 20~40Hz。该电流通过感性耦合在邻近的电信线路上，诱起纵电动势和对地电压。该电流是交流性质的，其计算方法与交流线路感应时的计算方法相同。直流输电线路的暂态短路电流持续时间很短，约为 0.01~0.02s，数值也比交流线路的小，所以直流线路对电信线路的危险远小于交流线路。

在电信线上诱起的感应电压，可能危及通信局站内的设备安全及电信运行人员的人身安全。我国规定，在架空明线电信线路上，感应产生的纵电动势或对地电压不得超过 1000V；在电缆电信线路上，感应产生的纵电动势或对地电压不得超过电缆芯线对地（外皮）绝缘的直流试验电压的 60%或交流试验电压的 85%。

另外，由于静电感应，直流输电线路将在电信线路上产生感应电压而积聚电能。当能量达到 250mJ 时，人体会有不舒服的感觉。美国 IEEE 静电感应工作组提出的危险界限值的数值为 25J。在对地绝缘的电信线路导线上，积储的能量 W(J) 为

$$W = \frac{1}{2}CU^2 \tag{1.4-7}$$

式中：C 为电信线路导线对地电容，一般取  $C=6\times 10^{-9}\text{F/km}$ ；U 为直流输电线路静电场在电信线路导线上产生的电压，V。

由式（1.4-7）可见，积储能量与直流输电线路的运行方式有关，单极直流线路的影响大，特别是在单极一线一地运行情况下。双极直流线路在正常运行情况下，其静电场对电信线路的危险影响一般可以不计。

（2）对电信线路的干扰及其防护措施。直流输电线路对电话回路的干扰是由直流线路在正常运行情况下，谐波电压通过容性耦合和谐波电流通过感性耦合而产生的。以双线电话回路为例，感应产生的总噪声电动势  $e(\text{mV})$  为

$$e = \sqrt{e_v^2 + e_m^2} \tag{1.4-8}$$

式中： $e_v$  为通过容性耦合产生的噪声电动势，mV； $e_m$  为通过硬性耦合产生的噪声电动势，mV。

具体的计算方法与交流架空线路的相同。

我国规定，在电话回路上产生的电动势的总和不得超过下列数值：

- 1) 有增音站的双线电话回路为 4.5mV；
- 2) 无增音站的双线电话回路为 10mV；
- 3) 单线电话回路为 30mV。

直流输电线路对音频电话回路的干扰程度与直流线路的运行方式关系较大，其中以单极一线一地运行方式的干扰最大。一般情况下，谐波电流产生的干扰影响比谐波电压产生的干扰大得多，故后者可以忽略不计。交叉跨越段的干扰影响较大，希望有较大的交越角度。在同一直流运行方式下，对单线电话回路的干扰影响比双线回路的要严重得多。

综上所述，一般采用的防干扰措施汇总于表 1.4-22。

表 1.4-22 直流输电线路对电话回路干扰的防护措施

直流输电线路	电 话 回 路	
	单 线	双 线
单极一线一地	改成双线电话回路	装滤波电容器或低档的直流滤波器
单极双线或双极	装滤波电容器或低档的直流滤波器	更改路由或交越角，采用屏蔽措施，音频改为载波

3.4 特高压直流输电

通常认为±800kV（±750kV）及以上为特高压直流输电。目前世界上尚没有特高压直流输电的工程投入运行，已运行的直流输电工程的最高电压为±600kV。对于特高压直流输电的研究始于 20 世纪 70 年代，主要是为了解决从远离负荷中心的大型水电基地或火电基地向负荷中心的远距离大容量送电问题，世界上曾考虑过建设特高压直流输电工程的国家和地区有俄罗斯、巴西、印度、非洲等。本节将对特高压直流输电的现状、接线方式以及特高压直流输电设备作简单说明。

3.4.1 特高压直流输电的现状

特高压直流输电的输送容量大、电压高，主要是解决远距离大容量输电问题，有时也具有联网的性质。20 世纪 70~80 年代，苏联哈萨克斯坦的埃基巴斯图兹火电基地向其欧洲部分负荷中心送电、巴西亚马逊河水电群向其南部和东北部的送电，以及印度和非洲的远距离大容量送电，都曾经对特高压直流输电的应用进行过研究，并发表了不少研究报告。其结论是：±800kV 的直流输电工程在技术上是可行的，±1000kV 不经过很大努力研究是困难的，±1200kV 若技术上没有重大突破是不可能的。除苏联外，其他国家和地区由于工程项目不落实，仅停留在研究阶段。下面对苏联埃基巴斯图兹—唐波夫±750kV 直流输电工程作简单介绍。

1978 年苏联确定建设埃基巴斯图兹—唐波夫±750kV、6000MW、2414km 直流输电工程。围绕该工程的建设，进行了大量的实验研究和设备研制工作。试制出工程所用的全套设备，并通过了现场试验。两端换流站完成了大部分土建和设备安装工作。直流输电线路已建成 1090km（约占全线的 45%）。由于经济原因，该项工程后来被迫停建。

该输电线路导线采用截面 1200mm<sup>2</sup>，5 分裂的钢芯铝线，分裂边距为 600mm。电流密度为 4000/（5×1200）= 0.67（A/mm<sup>2</sup>），线路损耗约 6%。线路绝缘子爬距在大部分地区选用 2.6cm/kV，只有少部分地区选用 3.1cm/kV。采用拉断应力为 300kN 的玻璃绝缘子，每串 52 个，串长 10.9m；对于大爬距的每串 62 个，串长 12.7m。为了提高可靠性，采用两串绝缘子并联悬挂。大部分地区采用拉线铁塔，平均档距为 400m。拉线铁塔的尺寸见图 1.4-19。塔高为 39m（到横担），极间距为 23m。

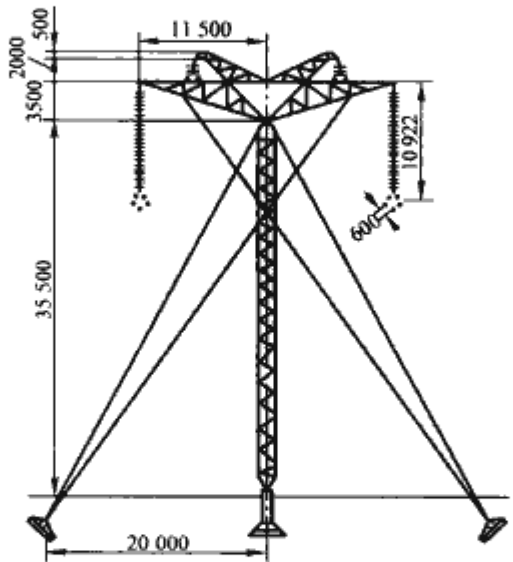


图 1.4-19 ±750kV 拉索铁塔示意图

3.4.2 特高压直流输电接线方式

特高压直流输电仍采用与高压直流输电基本相同的接线方式。换流站仍由基本换流单元组成，基本换流单元均采用



12 脉动换流单元。每个 12 脉动换流单元有一个 12 脉动换流器、一组相应的换流变压器以及相应的交、直流滤波器等。每个 12 脉动换流器有两个交流侧相位相差为 30° 的 6 脉动换流器串联而成，从而得到良好的谐波性能。

由于特高压直流输电工程输送容量大、电压高、要求具有高可靠性，其接线方式通常均采用双极两端中性点接线方式。以±800kV、4000A、6400MW 的直流输电工程为例，可供选择的换流站接线方式有以下三种：

- (1) 每极一组 12 脉动换流器，见图 1.4-20。
- (2) 每极两组 12 脉动换流器串联，见图 1.4-21。
- (3) 每极两组 12 脉动换流器并联，见图 1.4-22。

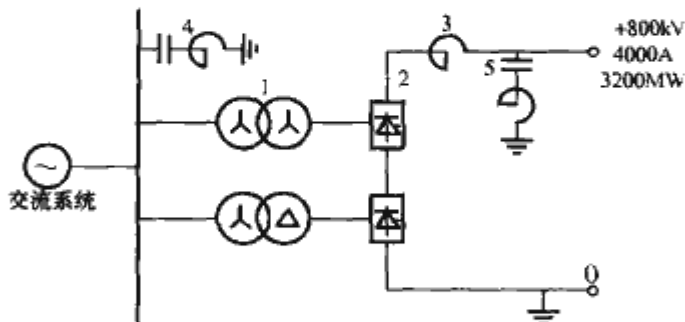


图 1.4-20 每极一组 12 脉动换流器原理接线图 (单极)

1—6 台单相绕组换流变压器，每台容量为 640MVA；2—2 组 6 脉动换流器，每组参数为 400kV、4000A、1600MVA；3—平波电抗器；4—交流滤波器；5—直流滤波器

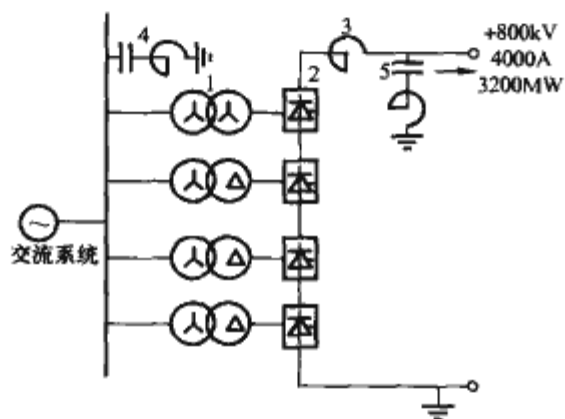


图 1.4-21 每极两组 12 脉动换流器串联原理接线图 (单极)

1—12 台单相双绕组换流变压器，每台容量为 320MVA；2—4 组 6 脉动换流器，每组参数为 200kV、4000A、800MVA；3—平波电抗器；4—交流滤波器；5—直流滤波器

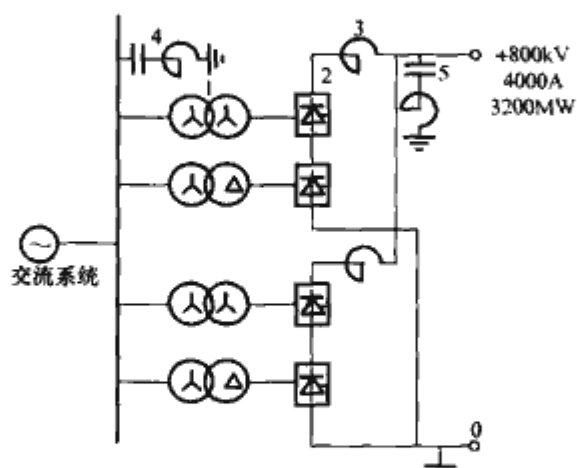


图 1.4-22 每极两组 12 脉动换流器并联原理接线图 (单极)

1—12 台单相双绕组换流变压器，每台容量为 320MVA；2—4 组 6 脉动换流器，每组参数为 400kV、2000A、800MVA；3—平波电抗器；4—交流滤波器；5—直流滤波器

换流站接线方式选择需要考虑的主要因素有：

- (1) 一组 12 脉动换流器的最大制造容量。
- (2) 单台换流变压器的制造容量和运输限制。
- (3) 换流站的分期建设。
- (4) 两端的交流系统的要求。
- (5) 可靠性及可用率。
- (6) 换流站造价等。

以下对三种接线方式作简单的比较和分析。

(1) 每极一组 12 脉动换流器接线方式（第一种接线方式），换流站结构简单，设备数量最少、造价低、损耗小、可靠性高，是理想的接线方式。但其单台设备的容量大，制造难度大，运输困难。其次，当直流输电单极（占额定容量的 1/2）停运时，对两端的交流系统的冲击和影响程度大。这种接线方式，可按极分两期进行建设。

(2) 每极两组 12 脉动换流器接线方式（第二种接线方式），换流器和换流变压器的数量将增加一倍，但其单台容量降低一半，有利于设备的制造和运输。由于 12 脉动换流器基本换流单元可以独立运行，这种接线方式可分为以下四期进行建设。

第一期：单极，±400kV、4000A、1600MW。

第二期：双极，±400kV、4000A、3200MW。

第三期：双极电压不对称，+800kV、4000A、3200MW；-400kV、4000A、1600MW，总输送功率为 4800MW。

第四期：双极，±800kV、4000A、6400MW。

这种接线方式的分期建设，可有更多的时间对±800kV 的换流设备进行研制，因在第一、二期只需±400kV 的换流设备。但±800kV 的输电线路需要一次性建成。其次，当换流设备故障时，可只停运一组换流器（占额定容量的 1/4），对两端交流系统的影响较小。设备数量多，造价增加，可靠性下降。

(3) 每极两组 12 脉动换流器并联方式（第三种接线方式），换流器和换流变压器的数量以及单台容量与串联方式不同。其特点是设备的电压高、电流小。这种接线方式同样也可分 4 期进行建设，只是分期的方式有所不同。

这种接线方式的分期建设，在第一、二期的线路损耗小，运行电流仅为额定电流的 1/2，运行费用低，但要求在第一期时必须制造出±800kV 的换流设备。换流设备故障时只停运一组 12 脉动换流器，对两端的交流系统的影响程度同第二种方式。

以±800kV 输送 6400MW 的直流输电工程为例，表 1.4-23 给出三种接线方式的比较情况。

表 1.4-23 换流站三种接线方式的比较

序号	项目名称	第一种 接线方式	第二种 接线方式	第三种 接线方式
1	输送功率 (MW)	6400	6400	6400
2	直流电压 (kV)	±800	±800	±800
3	直流电流 (A)	4000	4000	4000
4	12 脉动换流器组数	4	8	8
5	6 脉动换流器组数	8	16	16
6	6 脉动换流器参数			
	直流电压 (kV)	400	200	400
	直流电流 (A)	4000	4000	2000
	功率 (MW)	1600	800	800



续表

序号	项目名称	第一种 接线方式	第二种 接线方式	第三种 接线方式
7	单相双绕组换流变压器台数	12	24	24
8	单相双绕组换流变压器容量 (MVA)	640	320	320
9	单相三绕组换流变压器台数	6	12	12
10	单相三绕组换流变压器容量 (MVA)	1280	640	640
11	可靠性	高	稍差	稍差
12	换流站造价 (%)	100	120	150

注 1. 表中给出单相双绕组 (序号 7、8) 或单相三绕组 (序号 9、10) 换流变压器两种可供选择的方案。  
2. 表中所给的换流变压器台数为—端换流站的台数。

### 3.4.3 特高压直流输电设备

特高压直流输电与高压直流输电相比主要是直流侧电压高、容量大,对换流阀、换流变压器、平波电抗器、直流滤波器、直流避雷器等设备提出更高的要求。

(1) 换流阀。目前大型直流输电工程均采用晶闸管换流阀。这种换流阀是由许多个晶闸管串联组成,其电压取决于单个晶闸管元件的电压以及元件串联的个数;电流取决于晶闸管的通流能力。目前能在工程上应用的晶闸管的参数是 8000V、4000A。采用这种元件组成 400kV、4000A 的换流阀 (对每极—组 12 脉动换流器接线方式),不需元件并联,所需元件串联数大约为 138 个。对于这个数量级的串联数,换流阀的制造技术已相当成熟。但现有换流阀的实验设备,不能满足特高压直流输电所需换流阀的实验要求,需要重新建立。

(2) 换流变压器。换流变压器绕组承担有交流电压和直流电压的叠加,这对变压器的油纸绝缘和套管均有特殊的要求。当直流电压升高时,需要进一步的研究。对于 ±800kV、6400MW 的特高压直流输电工程,如表 1.4-23 所示,如果采用第一种接线方式,则需要 640MVA 的单相绕组或 1280MVA 的单相三绕组换流变压器。这种换流变压器的制造,目前尚缺乏经验。对特高压直流输电来说,换流变压器是设备研制的重点。

(3) 平波电抗器。直流输电工程所采用的平波电抗器有干式和油浸式两种类型。干式平波电抗器对地绝缘简单,其主绝缘由支柱绝缘子承担;结构简单、质量轻、易于运输;无辅助系统、运行维护方便;无铁心,电抗值稳定,但电感不易做大;在直流输电潮流反转、直流电压极性反转时,没有临界场强的限制。油浸式电抗器由于有铁心,易于增加电感值;在大电流下,由于铁心饱和使电感值减小。油浸式电抗器采用干式套管直接插入阀厅,解决了水平穿墙套管的不均匀问题。以上两种类型的平波电抗器,在直流输电工程中均得到广泛应用。特高压直流输电中,主要应对直流电压的油纸绝缘以及支柱绝缘子进行更多的研究。

(4) 直流滤波器。直流滤波器的主要功能是降低直流侧的谐波。通常直流滤波器采用由电容、电感和电阻组成的调谐型滤波器,并联在换流站直流母线上。直流滤波器上的直流电压主要由高压电容器承担。目前制造的高压电容器,能够满足特高压直流输电的要求。为了提高滤波效果,有源直流滤波器也可以用于特高压直流输电中。

(5) 直流避雷器。换流站中有多种交流和直流避雷器,

与特高压直流输电有直接关系的有直流线路避雷器、直流极母线避雷器、直流中性母线避雷器、直流阀避雷器等。

直流避雷器的运行条件和工作原理与交流避雷器有很大差别。直流避雷器中的续流为直流,灭弧困难;直流输电系统中的电容元件远比交流系统中多,在正常运行时均处于充电状态。当避雷器动作时,他们将通过避雷器放电,因此换流站避雷器的通流容量要比常规交流避雷器大的多;正常运行时避雷器的发热较严重;有些直流避雷器两端均不接地;外绝缘要求高。因此,直流避雷器比交流避雷器制造难度大。

氧化锌避雷器有非线性好、通流容量大、结构简单等优点,因此在换流站得到广泛引用。氧化锌避雷器是通过增加氧化锌芯片的串联数而得到高电压,在 ±600kV 直流避雷器的制造和运行经验的基础上,制造 ±800kV 的直流避雷器是难度不大的。

(6) 直流绝缘子和套管。由于直流输电线路和换流站的污秽严重,要求直流绝缘子 (线路绝缘子和支柱绝缘子) 和套管的爬距长,并具有良好的防污性能。长爬距的瓷绝缘子和玻璃绝缘子在直流线路上均得到广泛应用。复合绝缘子具有良好的防污闪性能、价格便宜,近年来在直流输电工程中已经得到应用。

直流套管主要有直流穿墙套管 (换流器直流、交流端引出阀厅)、油浸式平波电抗器套管、换流变压器阀侧绕组套管。由于直流穿墙套管的不均匀湿闪而引起的故障屡有发生,给套管的制造带来困难,因此可采用换流变压器阀侧绕组套管直接插入阀厅与换流器交流端子相连,以及油浸式平波电抗器套管直接插入阀厅与换流器直流高压端子相连的办法,省去直流穿墙套管,从而避免了不均匀湿闪问题。采用复合套管会使污闪问题得到改善。

### 3.4.4 特高压直流工程的电磁环境问题

电磁环境问题已成为影响特高压直流输电工程结构和工程建设费用的重要因素之一。

特高压直流输电电磁环境指标有待深入研究,目前普遍认为,可以按与 ±500kV 直流输电的水平来控制。我国 ±500kV 直流输电线路电磁环境的控制指标为:合成场强为 30kV/m;可听噪声为 45~50dB;无线电干扰为 55dB。

换流站的电磁环境中,公众最为关心的是可听噪声。换流站的主要噪声源是换流变压器、平波电抗器和交流滤波器。除了限制设备本身的噪声水平外,还要注意将高噪声设备布置在远离居民区,必要时设立局部隔离措施和吸噪设施。

另外,接地极的影响主要是当单极大地回线运行时,有很大的电流注入大地,因而会带来—系列问题:入地电流引起接地极周围地电位升高,需要考虑人畜安全问题;负极性入地电流将对附近地下金属产生腐蚀;对周围中性点接地变压器产生直流电流,在变压器中产生直流偏磁现象,导致这些变压器的噪声增加、损耗加大、温度升高。前 2 个问题在接地极设计时已有考虑;第 3 个问题可在变压器中性点串接电阻以限制直流电流,串接电容以隔离直流电流,或采取补偿措施以限制电流。目前,主要还是控制运行方式,尽量少采取大地回线方式运行。

## 3.5 轻型直流输电

1954 年世界第一条连接哥特兰岛 (Gotland) 与瑞典大陆之间的高压直流输电 (HVDC) 线路投入商业运行以来,虽然经历了大半个世纪的发展,仍存在某些固有的缺点,如



费用相对较高，主要是换流站的投资较大，使用上还受到一定的限制。如在受端电网中需要旋转电机，同时还存在换向失败的危险。电压源换流器（VSC）式 HVDC，即轻型高压直流输电技术（HVDC Light）所具有的特性从根本上克服这些缺点。

随着风能、太阳能等新能源发电的发展，迫切需要将这些分散、小型的电通过经济、环保的方式反馈回电网。另外钻探平台、小岛等孤立负荷目前多采用昂贵的当地发电。城市用电负荷的加大，要求电网容量扩充，但是空中输电线路走廊日趋饱和，架设新的线路受到环境、经济条件等因素的限制。为此，需要一种适当的输电方式解决以上问题。轻型高压直流输电作为一种经济、灵活、高质量的输电方式，近年来在国外得到了迅速发展。

### 3.5.1 轻型高压直流输电技术基本原理

轻型高压直流输电技术（HVDC Light）。它采用大功率可任意开断的绝缘栅双极晶体管（IGBT），作为电子元件来取代传统的半控型元件“晶闸管”。换流器则采用电压源换流器 VSC（Voltage Sourced Converters）技术，取代传统的相控换流器 PCC（Phase Commutated Converters）技术。控制系统采用脉宽调制技术 PWM（Pulse Width Modulation），使得对有功和无功的调节、控制都变得十分快捷方便，其结构示意如图 1.4-23 所示。

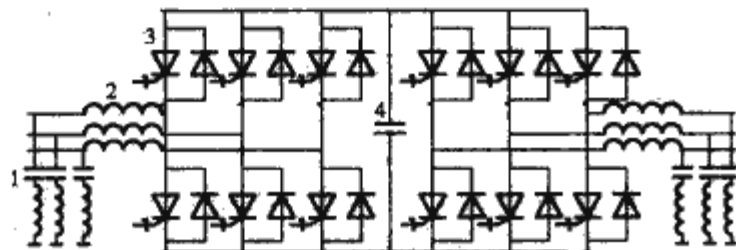


图 1.4-23 轻型直流输电系统结构示意图

1—滤波器；2—换流电抗；3—全控器件；4—直流电容

传统直流输电采用相控换流器（PCC）技术，没有发展到 VSC 技术的原因是因为没有合适的商业性半导体器件满足工作要求。随着大功率电力电子器件的发展，如 IGBT 电压达到 5kV，电流最大达到 3kA，IGCT 目前能承受的断态重复峰值电压达到 6kV，最大可控关断电流达到 3~6kA，用可关断器件构成换流站进行直流输电成为现实。用 VSC 构成的换流站工作原理如图 1.4-24、图 1.4-25 所示。

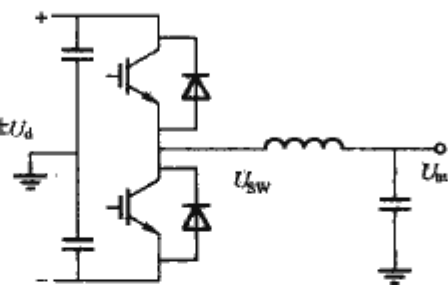


图 1.4-24 使用 PWM 的 VSC 换流站式  
以及在 VSC 一相示意图

图 1.4-24 中输出电压  $U_{sw}$  是通过开关管的高频开通与关断，在两个固定电压  $+U_d$ 、 $-U_d$  之间快速切换，产生交流电压。采用 PWM 控制方式时，输出波形  $U_{sw}$ （图 1.4-25）的基波幅值和相位由调制波的调制度和相角决定，原理

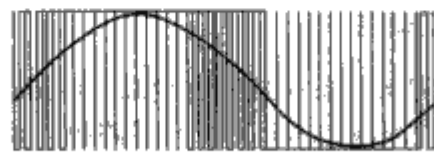


图 1.4-25 脉宽调制 PWM 型中的工频电压



图 1.4-26 轻型直流  
输电电缆

上可以输出任意角度和幅值的基波，而且这种调节能够快速完成，并可以对有功和无功分别进行独立控制。

轻型直流输电系统用的电缆是导体屏蔽层、绝缘层、绝缘屏蔽层三层同时挤出的单极性直流电缆，中间导体一般为铝材单芯导体，绝缘层为新型聚合物材料，如图 1.4-26 所示。不同于传统油纸绝缘电缆，这种新型电缆具有高强度、环保和方便地下敷设的特点，适合于深海等恶劣环境使用。

一对  $95\text{mm}^2$  的铝芯电缆在直流电压 100kV 时能够传输 30MW 的功率，其质量为  $1\text{kg/m}$ ，绝缘厚度为 5.5mm，可以方便地埋入地下。与交流输电相比，距离并不是决定传输电压等级的因素，唯一的限制是线损，而这可以通过选择较大截面的导体来解决。用轻型直流电缆传输比中等距离架空线交流传输或者当地柴油发电成本都要低。

### 3.5.2 HVDC Light 与传统 HVDC 的主要区别

(1) 功率范围。传统的 HVDC 主要运行于大功率范围，大约在 250MW 以上，而 HVDC Light 输送的功率可以从几兆瓦到 300MW，直流电压可达到  $\pm 150\text{kV}$ 。

(2) 模型组件。轻型直流输电电站采用模块化设计，所有装置均在工厂经过试验后运送到现场，占地较小。一个功率为 20MW，直流电压低于  $\pm 30\text{kV}$  的电站面积不超过  $250\text{m}^2$ ，一个 250~300MW 的电站占地  $30\text{m} \times 40\text{m} \times 20\text{m}$ （宽×长×高）。电站主要设备包括换流阀、空芯电抗器、滤波装置、冷却设备和控制设备。

(3) 换流站电路结构。HVDC Light 换流站通过电压源换流器（VSC）控制着 IGBT 二极管的通断，因此电路结构与传统 HVDC 有着很大的不同，其中主要指标的比较如表 1.4-24 所示。

表 1.4-24 传统 HVDC 与 HVDC Light 主要指标的比较

换流站主要指标	传统 HVDC	HVDC Light
换流阀	晶闸管	IGBT
与交流系统连接的器件	换流变压器	串联电抗（+变压器）
滤波和无功补偿	50%在滤波器和并联电容器	只用小型滤波器
直流平波	平波电抗+直流滤波器	直流电容器
站间通信	需要	不需要

(4) 运行的独立性。HVDC Light 不依赖于交流系统去维持电压和频率的稳定。与传统的 HVDC 相比短路电流容量并不重要。HVDC Light 可以给无源网络供电（如缺少同步发电机），而传统的 HVDC 在受端电网中必须有旋转电机。

(5) 对功率的控制。传统的 HVDC 终端可以通过滤波器和串联电感的关断以及在某种程度上对触发角的控制来达到对功率的控制，但是这需要额外的设备和投资。HVDC Light 则可以在很短的时间内形成任意的相角或振幅，这对于独立地控制有功和无功提供了可能性。

作为一项新型的直流输电技术以其自身的特性在应用方面显示出了很大的优越性，这些优越性包括模块化的结构、



标准化的设计、较短的传输时间、结构紧凑的换流站、对环境影响较小的地下电缆、对潮流和电压具有可控性等。换流站为无人值守型换流站，几乎不需要人去维护。可以进行远程控制或者根据相邻的交流系统的情况进行自动控制，故换流站之间不需要通信等。

### 3.5.3 轻型高压直流输电的应用与发展

(1) HVDC Light 的主要应用领域。

1) 充分利用可再生资源发电的场合。如风力发电、潮汐电站、太阳能电站等一般装机容量小且远离主网，不易远距离输电。而轻型高压直流输电投资小，输电效率高，从可再生资源集中地传送电力成为可能，并且具有环保价值，如图 1.4-27 所示。

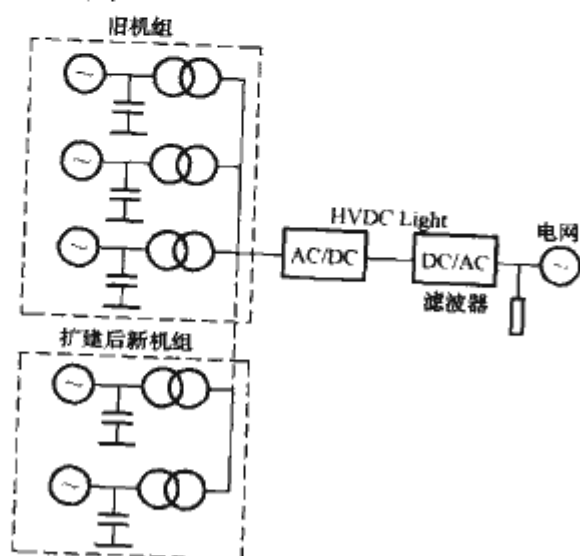


图 1.4-27 风能发电与电网通过 HVDC Light 进行连接

2) 可以向小型、孤立的远距离负荷供电。因轻型高压直流输电可使电缆的单位输送功率提高，换流站均被设计为无人值守并可远程监控，甚至可以自动地基于互联交流网络的需要进行调节。理论上大大减少了换流站及线路的维护费用，使供电可靠性与经济性提高。

3) 两个交流异步系统之间的互联。轻型高压直流输电变电站紧凑的模块化结构，对场地面积和环境的要求大为降低。因而换流站可根据实际要求方便地建在理想的接入位置。

4) 用塑料直流电缆从地下更经济地向市中心送电。随着电力负荷日益增多及输电走廊特别是城市空中走廊发展困难，轻型高压直流输电是合理解决这一问题的途径之一。轻型高压直流电缆不仅比交流电缆及传统的直流电缆占用空间小，单位输送功率高，且绝缘性能好。

5) 两个小规模发电系统之间的相互连接与供电。

6) 城市之间的互联供电。

7) 两个直流系统之间的连接等，均可以发挥重要的作用。

(2) 轻型高压直流输电的发展。赫尔斯扬项目是世界上第一个以 VSC 为基础的 HVDC Light 输电系统，分别连接赫尔斯扬与瑞典中部格兰斯堡，它是利用一条当时暂时没有使用的长 10km、50kV 的交流输电线路进行试验的，其电路图如图 1.4-28 所示。

1997 年 3 月中旬该系统开始试运行，并开展了广泛的试验项目。从运行的情况来看得到了完全的肯定。不论是稳态还是暂态，电力输送都非常稳定，而且其性能与预定相同。各种测量数据表明，换流器能够满足噪声水平、谐波畸变、电话干扰和电磁场等方面的技术要求。

第一条商业化的 HVDC Light 线路是 1997 年，ABB 公

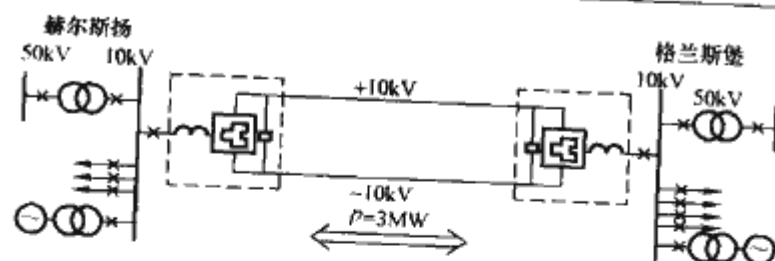


图 1.4-28 连接赫尔斯扬和格兰斯堡的 HVDC Light 输电线路

司与哥特兰能源公司等部门商定在哥特兰安装的。哥特兰岛是瑞典的一个位于波罗地海的岛屿，由于可再生资源的全面推行，于是把风力发电引入了哥特兰岛。哥特兰岛南部安装了 40MW 的风力发电设备，并且正在扩大。因为风力发电厂的操作条件受到电压闪变和无功变化的影响，这就需要更大的传输容量以及更好的方法来保证传输质量。HVDC Light 的性能解决了在风力发电厂中电能质量的问题，而且用地下电缆传输电能，对环境的影响也相对较小。这条线路于 1999 年 6 月投入运行。

世界上最大的直流输电工程是由 ABB 公司承建的连接美国纽黑文（New Haven）与圣汉姆（Shoreham）的 HVDC Light 工程。此项工程通过高性能的挤塑海底电缆进行连接，换流站分别位于纽黑文和长岛的圣汉姆。

世界上最长的地下传输系统是澳大利亚第二条 Murray-link 工程，为  $2 \times 180\text{km}$ 。它连接着位于澳大利亚南部的爱尔兰德和位于维多利亚州的圣路易斯。此项工程使澳大利亚南部电网和维多利亚州的电网在解除管制的电力市场中具有更强的竞争实力。

目前世界上运行的 HVDC Light 工程列于表 1.4-25。

轻型高压直流输电技术的研究和应用越来越受到世界各国电力行业的重视，特别在寻求更大容量及更有效的换流器方面，将是今后研究的热点。一方面希望通过扩展 IGBT 的容量来获得更高的电压；另一方面希望开发出更大容量和更少电能损失的换流器。在最新的轻型高压直流输电项目中（如美国的 Cross-Sound Cable 和澳大利亚的 Murraylink 项目），均使用了三电平换流器来取代两电平换流器以获得更高的容量，使线路的传输容量达 300MVA 以上，电压达 150kV 以上。

可以认为 HVDC Light 是一个能够替代当地发电或常规交流输电的非常有意义的选择方案。同时世界上各项 HVDC Light 工程的顺利投入运行表明，这项技术在不断成熟，发展前景良好。

表 1.4-25 目前世界上 HVDC Light 工程

工程名称	国别	经营者	功率 (MW) [电压 (kV)]	电缆长度 (km)	开始运行时间	主要目的
Hellsjón	瑞典	VB Ina t/ABB	3 (10)	(架空线) 10	1997.3	首个试验性轻型高压直流输电，使两交流电网互联
Gotland	瑞典	GEAB	54 (80)	$2 \times 70$	1999.11	风力发电
Direct Link	澳大利亚	M-LINK	180 (80)	$6 \times 65$	2000.6	交流电网非同步互联及电力市场交易
Tjaereborg	丹麦	Eltra	8 (90)	$2 \times 4$	2000.9	小型风力发电



续表

工程名称	国别	经营者	功率 (MW) [电压 (kV)]	电缆 长度 (km)	开始运 行时间	主要目的
Eagle Pass	美国	CPL	36 (19.5)	背靠背	2000.11	交流电网 间非同步 互联
Cross sound cable	美国	Transénergie	330 (150)	2×40	2002.7	通过海底 电缆实现电 网互联,迄今 输电容量最 大的轻型高 压直流输电
Murraylink	澳大利 亚	Transénergie Avesta Polaris	200 (250)	2×180	2002.8	南澳洲电 网与维多利 亚州电网互 联,迄今为 线路最长的 轻型高压直 流海底电缆 工程
TORNIO	芬兰	StainlessOy, Finland	0~ 160Mvar		2002	主要用于 无功补偿
Evron	法国	SNCF/RTE, France	17Mvar		2003	主要用于 无功补偿
Holly	美国	Austinnenergy, Texas and Sweden	95Mvar		2004	主要用于 无功补偿
TrollA	挪威	Statoil, Norway	2×41	67	2005	

#### 4 分频交流输电 (FFTS)

为了提高输电容量和输电距离,除提高输电系统的额定电压外,还可降低系统电抗。如果利用降低输电频率来减小输电系统电抗,则可大幅度提高输电容量,达到减少输电线路的回路数和线路走廊的目的。分频输电 (FFTS) 是我国王锡凡教授于 1994 年在东京 IEE 年会及 1995 年 7 月 IEEE/PES 夏季会议上首先提出的一种全新的输电方式,它突破了传统输电系统的局限,通过降低输电频率降低了输电线路的电抗,从而提高了输电能力。

##### 4.1 分频输电系统原理

限制线路输送容量的因素有 3 个,即导线的发热极限、线路的稳定极限及电压降落。对交流远距离输电而言,限制因素主要表现在输送功率极限和电压降。

交流输电系统的输送功率极限可用下式估计

$$P_{\max} = U_N^2 / X \quad (1.4-9)$$

式中:  $U_N$  为系统额定电压;  $X$  为输电系统的电抗。

由式 (1.4-9) 可知输送功率与电压的平方成正比,与系统的电抗  $X$  成反比。电压降  $\Delta U\%$  可用下式估计

$$\Delta U\% = QX / U_N^2 \times 100 \quad (1.4-10)$$

式中:  $Q$  为输送的无功功率。

由式 (1.4-10) 可知,  $\Delta U$  与电压的平方成反比,与系统的电抗  $X$  成正比。因此,为了提高输送功率,可以提高电压,也可以降低电抗。而电抗  $X=2\pi fL$ , 与频率  $f$  成正比。因此,降低输电系统频率显然能够成反比地提高系统的输送功率。分频输电系统就是利用这种特性来提高交流输电

的输送容量。例如,当频率降为  $(50/3)$  Hz 时,理论上可以提高 3 倍的线路输送容量,相应地减少了输电回路数和占地走廊。也可以从另一个角度来解释分频输电系统的原理,即电力传输速度接近光速,大致为  $3\times 10^5$  km/s, 当电能频率为 50Hz 时,波长为 6000km; 而频率为 50/3Hz 时,波长为 18 000km。这样,对于 1200km 的输电线路而言,在 50Hz 时,为 1/5 波长; 在 50/3Hz 时,仅为 1/15 波长。因此,电气距离缩短为 1/3。这就是分频输电能提高输送能力的根本原因。

##### 4.2 分频输电系统的构成

分频输电系统的结构如图 1.4-29 所示。图中水轮发电机发出分频 (如 50/3Hz) 电力,经变压器升压后由输电线路送至末端,经倍频变压器将分频电力转变为工频电力向工频电力系统供电。

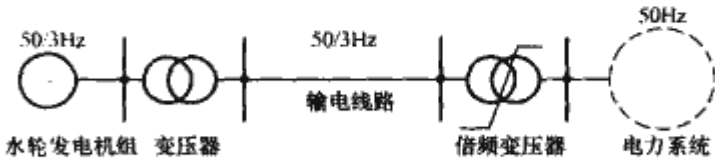


图 1.4-29 分频输电系统的结构

由于水轮发电机组转速很低,适合于低频发电,因此对常规水轮机设计不需作大的改动,只需将发电机的极对数减少即可;输电线路可利用常规输电线路;倍频变压器可采用铁磁型倍频变压器。

由于水电站的水轮发电机组因转速较低,发出的电力频率较低。如采用分频输电,将会使水轮发电机组及其输电系统都能运行在各自较合理的频率之下,提高整个电力系统的运行指标,获得较大的经济效益。因此,水电站更适于采用分频输电方式。

##### 4.3 分频输电系统的优势

我国水力资源十分丰富,大多集中在中西部地区,而电力负荷多在东部沿海,输电距离一般都达到 1000~2500km。因此,分频输电的研究对我国更具有现实意义。与传统的输电方式相比,分频输电具有以下优势:

(1) 分频输电可提高输电容量。频率降低为工频的 1/3 时,输电线路的输送容量大致可提高 3 倍,已接近输电线路的热极限,从而可充分发挥线路的作用。分析表明常规 500kV 交流系统在距离为 1000km 时输送功率不超过 800MW,而同样条件下 FFTS 的输送功率可达 1800MW。

(2) 在适当距离时有明显经济效益。在 500kV 输电电压下,与常规交流输电系统和直流输电系统相比,当距离大于 650km 时,分频输电具有较好的社会效益,见图 1.4-30。分频输电的结构简单,效益显著,在成倍提高线路

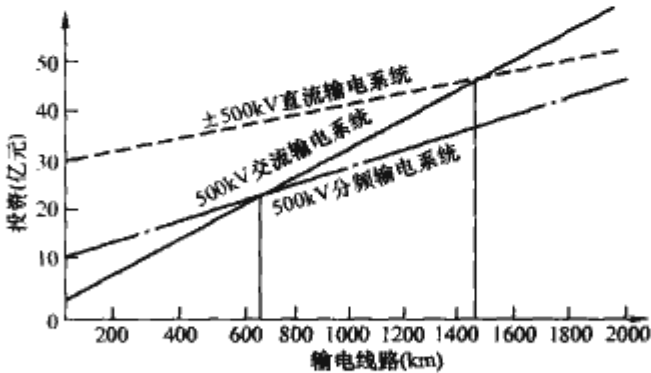


图 1.4-30 在 500kV 输电电压下分频输电系统与常规输电系统的投资比较



输送能力的同时,还可显著提高系统的稳定运行水平,减少电压波动和无功补偿容量。

(3) 分频输电的运行性能较好。对倍频变压器进行的初步研究表明其效率高于 95%。对分频输电作短路及暂态稳定性分析表明:这种输电方式不会提高受端电力系统的短路电流水平,但能提高系统的暂态稳定性。倍频变压器具有可逆性,即分频输电系统有功功率的流向可改变。降低频率对于输电系统各项运行指标,如末端空载电压、末端补偿容量、电压波动率等亦有显著改善。

作为一种全新的输电方式,分频输电还存在以下问题有待研究和探讨:重负荷、轻负荷时的无功控制;大容量电流系统的长时间运行和暂态控制;采用更精确的电力系统数学模型和分析方法研究各种运行状态下的特性,同时还需开发分频输电的保护与控制系统;研制分频输电所需的关键电力设备,如大型倍频变压器、开关设备等。

## 5 多相输电

### 5.1 多相输电的原理和发展

美国学者 H. C. BARENS 和 L. D. BARTHOLD 在 1972 年国际大电网会议上首次提出多于 3 相输电的方案(多相输电系统 MPTS)。后来,人们相继研究了 4 相、6 相、12 相等多相输电方式。

(1) MPTS 的原理和构成。在 3 相输电系统中引入 3 相/多相相互转换的变压器和多相架空线路,如 4 相、6 相、12 相等,每相相差  $90^\circ$ 、 $60^\circ$  或  $30^\circ$ ,即构成了 MPTS。其典型构成为 3 相/多相升压变压器、多相输电线路和多相/3 相降压变压器。如果多条输电线路采用多相形式,便构成了多相输电网络。

(2) MPTS 的优越性。

1) 降低线路电压与相电压比值。相数的增加将使上述电压比值下降,使架空导线间距减小,线路变得紧凑,线路正序电抗下降,相间电容上升,易于与 3 相现有系统协调、兼容运行,对高压断路器触头断流容量的要求较低。

2) 提高线路输送功率。如与 3 相输电比较,在依次线间电压相同,各相导线截面相同的条件下,4 相输电容量为 3 相输电容量的 1.633 倍,电压损失较 3 相输电减小了 18.4%;在相电压、相导线截面相同的条件下,4 相输电容量为 3 相输电容量的 1.333 倍,且电压损失与架空线路的相邻线间距离较三相输电减小了 18.4%。

3) 提高传输功率的稳定性。与 3 相输电线路相比,如果电压相同,MPTS 不仅相数  $n$  增加,而且由于其正序电抗  $X$  下降,又进一步促进稳定极限功率上升。

4) 其他优越性。MPTS 还具有导线表面电场强度较低,架空线路走廊窄等优越性。此外,4 相输电还可抑制谐波对通信的干扰。

在美国科学基金的资助下,美国阿利根尼电力服务公司(ASP)与西弗吉尼亚大学合作,于 1976 年开始对多相输电技术进行详细研究。他们的研究表明,作为现行三相输电系统的另一选择,多相输电是具有实用前景的。

随后,多相输电技术的研究继续发展。1982 年,美国能源部决定资助建设一路六相输电的试验性线路。1983 年 9 月,他们在该试验线路最终的报告中指出:“在输送相同容量电能的前提下,与三相输电系统相比,六相输电系统能显著地节约出线走廊面积,采用较小的线路杆塔,并且在不增加电磁和可闻噪声影响的条件下降低总体工程造价。”

1990 年,纽约电力电气公司(NYSEG)决定资助建设一回实用性的多相输电示范性线路,用以进一步研究与验证多相输电线路的可行性。该示范性工程是从高迪(Goudey)到奥克戴尔(Oakdale)的 93kV 六相输电系统,这也是世界上首条投入商业化运行的多相输电线路。该线路是由 115kV 双回三相输电线路改造而成。改造借助于两套(两台一套,总共 4 台)分别安装于高迪和奥克戴尔变电站的常规变压器实现的。变压器分别采用 Yv 型和 Yd 的接线方式。其基本原理是用 Yd 接线的变压器把一回三相交流电每相偏移  $180^\circ$  电角度,与另一回三相输电线路共同构成六相输电线路。该示范性线路共投运了两年,纽约电力电气公司对它的研究和测试取得了丰硕的成果,在多相输电技术领域迈出了划时代的一步。

### 5.2 四相输电技术的发展与应用

四相输电系统是最接近于三相的多相系统,也是最小可能的偶数相系统。它既具有多相输电方式的优点,又克服了多相输电所存在的缺点。四相输电是国内外尚未研究过的新型输电方式。

四相输电方式的主要优点是:

(1) 增加一相线路,空间电磁场分布更加均匀、输送容量增加、线路走廊反而减小,能提高线路的输送功率密度,节省输送单位容量的投资成本。

(2) 四相线路是偶数相,对称性好,四相导线可以对称地悬挂在单柱杆塔的两侧,杆塔结构简单。

(3) 四相线路可以采用两相邻相运行,可以提高输电系统运行的可靠性与暂态稳定性。

(4) 四相输电线路故障的组合类型远远少于六相及以上多相输电线路,不会给故障分析、继电保护的设计与整定增加太大的困难。

故此,四相架空输电线路具有独特的优势。一回四相线路在不提高相对地运行电压等级的条件下,与三相线路比较,其输送能力可以提高 33.3%。由于线路走廊宽度反而减小,如果折算成单位走廊宽度的输送能力,则可以提高 41.0%~88.7%。

特别指出,四相输电线路能够提高输送功率密度,节省架线走廊,具有使线路变得紧凑的效果,但它与交流紧凑型输电线路比较却有着本质的区别:

(1) 四相线路的每相导线仍采用常规的分裂布置方案,而紧凑型线路需采用特殊的分裂导线布置方案,使线路结构变得更加复杂而导致线路的造价上升。

(2) 四相线路的每相参数仍维持与常规线路参数一致,而紧凑型高压线路的电容显著增大,当线路轻载和空载时,无功功率的控制和补偿复杂化,投资明显增加;当线路故障时,较大的潜供电流会影响瞬时性短路故障的恢复以及继电保护方向元件动作的正确性。

(3) 四相线路具有与常规线路相同的参数,它易于与现有三相线路的参数匹配、协调运行,而且灵活交流输电系统技术也可以直接用于四相输电系统中。如果在四相线路的基础上,只要进一步采用中等紧凑型结构,其节省架线走廊的效果还可与三相高度紧凑型线路一致。另外,因为四相线路的空间得到压缩使杆塔变得轻巧,以及具有偶数相的性质,还给同杆并架双回线路的杆塔设计带来极大的方便。双回线路的 8 相导线,在空间上无论是双列逆序布置,还是双行逆序布置,均能构成两个正四边形或矩形,其换位要求远远低于双回三相线路,其输送容量则接近三回三相线路。



(4) 四相输电的最大特点是,虽然输电方式新颖,但是所采用的技术却与现有的三相输电系统基本一致,从技术上看,并不存在较大的困难,可以及时地开发与应用。

四相输电系统应用的重大关键设备是研究与实施三相变四相及其逆变换的电力变压器。已经提出了一种四相四心柱结构的三相变四相电力变压器,这种变压器的结构简单,有较高的材料利用率,特别适合于四相侧为高压侧的四相输电系统。这种变压器为四相输电系统提供了重要的物质基础。

## 6 无线输电

能不能省去导线,用其他办法输电呢?通过科学家和工程师们多年的研究和探索,已提出了许多不借助于导线的输电方式,主要有微波输电和激光输电。除核能、地热能和潮汐能外,地球上的所有能源都来自太阳,建造卫星太阳能电站是解决人类未来能源危机的重要途径。要将地球静止同步轨道上的电能输送到地面,传统的有线输电方式是不可能的,唯一的办法是采用无线输电技术。

### 6.1 微波输电

微波是波长介于无线电波和红外线辐射之间的电磁波,现在广泛应用于微波炉、气象雷达、导航和移动通信。与无线电中波和短波不同,微波能顺利通过电离层而不反射。

微波输电原理是:先通过微波转换器将电能(直流或交流)转换成微波,再通过发射站的微波发射天线将微波送到空间,微波在空间传输至地面接收站,接收到的微波通过转换器将其转换为工频交流电,供用户使用。因此,其原理与无线电发射的原理相似,只是发射的能量级和方向有差别。微波输电有以下优势:

(1) 宇宙空间是微波理想的传输媒介,几乎没有能量损耗,微波通过大气层时的损耗约为2%。微波输电使电力发、送、供、用的结构变得简单。

(2) 能改变因能源分布不均衡造成的输电不经济、不合理的状况,弥补地面电站、电网的分布不足。可在地球上空的静止轨道上建设定点卫星电站,充分利用太阳能发电,减少二氧化碳排放,有利于环境保护。

微波输电主要研究和应用领域是太阳能卫星发电站和飞机接收无线电力等。在美国,已演示了200W微波功率驱动的直升飞机;600W的微波输电实验系统;收发两端相距1609km,功率达30kW的微波电力传输系统。日本已制造出卫星电站,位于地球静止轨道上,发电能力500kW,距离地面36000km。

时下,微波输电技术的实际应用还有一些问题需要解

决。如地面接收天线面积很大,其功率密度低于安全标准值;选用2.45GHz的微波时,对环境和生态影响不大,但对通信和雷达以及天文干扰很大。因此,大面积推广还需时日。但可以肯定,随着科学的发展,微波输电一定会在将来大显身手。

### 6.2 激光输电

类似于微波输电,激光输电是利用激光传输电能。

激光是一种频率极高的高强度光束,基频在 $10^4 \sim 10^6$ GHz之间。激光的方向性强,转换效率可达45%,利用激光可携带大量的能量,激光能量到电能的转换可通过光电池完成。

激光输电相对于传统的电力传输明显的优点是对电气绝缘没有要求,相对于电子束输电的优点是对磁场的绝缘没有要求。激光输电主要缺点是从电功率到光之间的相互转换有电磁辐射。未来将考虑高功率激光束在疏散导管内传输,并用光纤分配,问题是要避免导管被激光烧出洞。

### 6.3 无线光输电应用领域

无线输电技术一般用于特殊的场合,具有广阔的应用前景。

(1) 给一些难以架设线路或危险的地区供应电能。高山、森林、沙漠、海岛等地的台站有时遇到架设线路困难的问题,而工作在这些地方的边防哨所、无线电导航台、卫星监控站、天文观测点等需要生活和工作用电,无线输电可补充电力不足。此外,无线输电技术还可以给游牧等分散区村落无变压器供电和给用于开采放射性矿物、伐木的机器人供电。

(2) 给一些空间设备供应电能。对于工作于空间中的卫星、探测器、天基定向能武器系统、无塔电视台、微波飞机等,无线输电既可能是向这些设备补充或提供电能的唯一方式,也会提高这些设备的运行寿命。

(3) 解决地面太阳能电站、水电站、风力电站、原子能电站的电能输送问题。这类电站大多处于人烟稀少、地形复杂,架设线路比较困难的地区。利用无线输电技术,可以建立一系列微波中继站,将电能输送到便于架设线路的地方后再归入有线电网。

(4) 传送卫星太阳能电站的电能。用太阳能聚光镜把阳光汇聚起来作为热源,像地面热电厂一样发电,这样产生的电能供给微波源或激光器,然后采用无线输电技术将大功率电磁射束发送至地面,接收到的微波能量经整流器后变成直流电,由变、配电设施供给用户。



## 参 考 文 献

- [1] P. Kunder. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [2] 陈珩. 电力系统稳态分析. 2版. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [3] 王锡凡. 电力工程基础. 西安: 西安交通大学出版社, 1998.
- [4] 王锡凡, 方万良, 杜正春. 现代电力系统分析. 北京: 科学出版社, 2003.
- [5] 赵晚君. 高压直流输电工程基础. 北京: 中国电力出版社, 1994.
- [6] 刘振亚. 特高压电网. 北京: 中国经济出版社, 2005.
- [7] 周先哲, 刘光晔, 严玲. 新型输变电技术研究综述. 广西电力, 2006, 2: 5-11.
- [8] 王秩雄, 胡劲蕾, 梁俊, 王长华. 无线输电技术的应用前景. 空军工程大学学报(自然科学版), 2003, 4(1): 82-85.
- [9] 于幼文, 金永纯, 高毅. 我国 500kV 紧凑型输电线路的研究与应用. 电力建设, 2004, 5(6): 9-12.
- [10] 巴图. 微波输电. 家用电器, 2002, 2: 43-43.
- [11] 刘光晔, 杨以涵. 四相输电的技术优势及应用前景. 中国电力, 2000, 33(10): 33-35.
- [12] 吕鹏飞, 李庚银, 李广凯. 轻型高压直流输电技术简介. 华中电力, 2002, 15(5): 69-73.
- [13] 王正钊. 紧凑型输电线路原理与应用技术. 湖北水力发电, 2003, 52: 55-62.
- [14] 赵国梁, 吴涛. HVDC 技术的发展应用情况综述. 华北电力技术, 2006, 5(8): 28-31.
- [15] 舒印彪. 1000kV 交流特高压输电技术的研究与应用. 电网技术, 2005, 29(19): T1-T6.
- [16] 马志坚, 傅春衡. 500kV 紧凑型输电线路技术应用研究. 电力建设, 2005, 26(10): 26-29.
- [17] 李广恺, 梁海峰, 赵成勇, 周明, 李庚银. 几种特殊输电方式的分析比较和展望. 中国电力, 2004, 37(4): 43-48.
- [18] 林为干, 赵愉深, 赵成勇, 文一, 邓扬建. 微波输电——现代化建设的生力军. 科技导报, 1994, 3: 31-34.
- [19] 盛宝良等. 现代高压直流输电技术及直流阀技术. 高压电器, 2003, 39(6): 47-50.
- [20] 张永立. 多相架空输电线路综论. 电网技术, 1995, 19(6): 23-26.
- [21] 何大愚. 柔性交流输电技术的定义机遇及局限性. 电网技术, 1996, 20(6): 18-24.
- [22] 刘观起, 陈志业. 交流紧凑型输电线路的研究现状和应用前景. 电力情报, 1994, 1: 17-21.
- [23] 王仲鸿, 沈斐, 吴铁铮. FACTS 技术研究现状及其在中国的应用与发展. 电力系统自动化, 2000, 23(1): 1-5.
- [24] 王锡凡. 分频输电系统的研究. 电力系统及其自动化学报, 1998, 10(2): 34-38.
- [25] J. R. Stewart, D. D. Wilson. High Phase Order Transmission. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1978, 97(6): 2308-2316.
- [26] J. R. Stewart, et al. Insulation Coordination, Environmental and System Analysis of Existing Double Circuit Line Reconfigured to Six-phase Operation. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992, 7(3): 1628-1633.
- [27] T. L. Londers, R. J. Richeda, E. Krizauskas. High Phase Order Economics: Constructing a New Transmission Line. IEEE Transactions on Power Delivery, 1998, 13(4): 1521-1526.
- [28] Empire State Electric Energy Research Corporation. High Phase Order Transmission Demonstration. Final Report, Research Report EP88-23-Phase 3. Prepared by Power Technologies, Inc. in Association with New York State Electric and Gas, 1997.
- [29] J. R. Stewart, L. J. Oppel, G. C. Thomann, et al. Transformer Winding Selection Associated with Reconfiguration of Existing Double Circuit Line to Six-Phase Operation. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992, 7(2): 979-985.
- [30] 刘振亚. 特高压交流输电技术研究成果专辑. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [31] 刘振亚. 特高压直流输电技术研究成果专辑. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [32] 赵先德. 输电线路基础. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [33] 易辉, 纪建民. 交流架空线路新型输电技术. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [34] 国家电网公司基建部. 电网建设新技术. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [35] 刘增良, 杨泽江. 输配电线路设计. 北京: 中国水利水电出版社, 2004.
- [36] 屠志健, 张一尘. 电气绝缘与过电压. 北京: 中国水利水电出版社, 2005.
- [37] 戴仁发, 周向利. 输配电线路施工. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [38] 蒋兴良, 易辉. 输电线路覆冰及防护. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [39] 刘振亚. 输变电示范工程建设总结科研分册. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [40] 刘振亚. 输变电示范工程建设总结设计分册. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [41] 刘振亚. 输变电示范工程建设总结设备分册. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [42] 尹庆福. 送电线路. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [43] 傅知兰. 电力系统电气设备选择与实用计算. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [44] 刘振亚. 国家电网公司输电工程典型设计: 550kV 输电线路分册. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [45] 刘振亚. 国家电网公司输电工程典型设计: 330kV 输电线路分册. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [46] 刘振亚. 国家电网公司输电工程典型设计: 220kV 输电线路分册. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [47] 刘振亚. 国家电网公司输电工程典型设计: 110kV 输电线路分册. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [48] 机械工程手册、电机工程手册编辑委员会编. 电机工程手册: 输变电、配电设备卷. 北京: 机械工业出版社, 1997.

- [49] 赵杰.  $\pm 800\text{kV}$  直流输电技术研究. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [50] 浙江大学发电教研组直流电教研组. 直流输电. 北京: 电力工业出版社, 1982.
- [51] 赵曦君. 高压直流输电工程技术. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [52] 关志成等. 绝缘子及输变电设备外绝缘. 北京: 清华大学出版社, 2006.
- [53] 刘法治. 电力线路操作实训. 北京: 化学工业出版社, 2006.
- [54] 李博之. 高压架空输电线路施工技术手册: 架线工程计算部分. 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [55] 李霜, 伍家洁. 电力系统. 重庆: 重庆大学出版社, 2006.
- [56] 王新学. 电力网及电力系统. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [57] 印永福. 电线电缆手册. 北京: 机械工业出版社, 2001.
- [58] GB/T12706.1~12706.4—2002. 额定电压  $1\text{kV}(U_m=1.2\text{kV})$  到  $35\text{kV}(U_m=40.5\text{kV})$  挤包绝缘电力电缆及附件. 2002.
- [59] GB/T 11017.1~11017.3—2002. 额定电压  $110\text{kV}$  交联聚乙烯绝缘电力电缆及其附件. 2002.
- [60] GB/Z 18890.1~18890.3—2002. 额定电压  $220\text{kV}(U_m=252\text{kV})$  交联聚乙烯绝缘电力电缆及附件. 2002.
- [61] 郑肇骥, 王焜明. 高压电缆线路. 北京: 水利电力出版社, 1983.
- [62] 林良真, 张金龙, 李传义, 等. 超导电性及其应用. 北京: 北京工业大学出版社, 2001.
- [63] 沈云宝. 超导电机. 浙江: 浙江大学出版社, 1992.
- [64] 马国栋. 电线电缆载流量. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [65] 邱昌容, 曹晓珑等. 电线与电缆. 西安: 西安交通大学出版社, 2002.
- [66] 门汉文, 崔国璋, 王海, 译. 电力电缆及电线. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [67] 刘子玉, 王惠明. 电力电缆结构设计原理. 西安: 西安交通大学出版社, 1995.
- [68] 史传卿. 电力电缆. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [69] 邱昌容, 曹晓珑. 电气绝缘测试技术. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [70] GB 50217—1994. 电力工程电缆设计规范. 北京: 中国计划出版社, 1995.
- [71] 全国电力系统电力电缆专业运行工作网. 全国第七次电力电缆运行经验交流会论文集. 杭州, 2004.
- [72] 李立. 特高压直流输电的技术特点与工程应用. 电力设备, 2006, (7): 1-4.
- [73] 吕鹏飞, 李庚银, 李广凯. 轻型高压直流输电技术简介. 华中电力, 2002(5): 69-73.
- [74] 胡兆庆, 毛承雄, 等. 一种新型的直流输电技术——HVDC Light. 电工技术学报, 2005, 20(7): 12-16.
- [75] Eriksson K, Jonsson T. Small scale transmission to ac networks by HVDC Light. 12th Cepsi Conference in Pattaya, Thailand, 1998: 385-382.
- [76] Weimers L. HVDC Light: A new technology for a better environment. IEEE Power Engineering Review, 1998, 18(8): 19-20.
- [77] Asplund G, Eriksson K, Svensson K. HVDC Light-DC Transmission based on voltage sourced converters. CIGRE SC14 Colloquium, South Africa, 1997: 1-8.
- [78] Hörle N, Eriksson K. Electrical supply for offshore installation made possible by use of VSC technology. CIGRE Conference, Paris, France, 2002: 276-281.
- [79] (俄)格·尼·阿列克山德洛夫, 王秉钧, 黄奕庭, 任孝梁, 译. 紧凑型高压输电线路. 1版. 西安: 西安交通大学出版社, 1992.
- [80] 周式谷. 高自然功率紧凑型输电技术及其应用研究. 电力建设, 1997(2): 5.
- [81] 李永双. 紧凑型线路相导线布置方式分析. 吉林电力, 2006, 34(3): 5-7.
- [82] 何桂明, 苗振鹏, 康东升, 卞鹏. 紧凑型输电线路设计探讨. 山东电力技术, 2006, (1): 36-39.
- [83] 李永双. 紧凑型线路档距中央线(相)间距离的选取. 电力设备, 2006, 7(3): 56-58.
- [84] 艾肇富, 尚大伟, 冯震. 紧凑型输电线路架设方法的研究及应用. 中国电力, 1997, 30(8): 14-17.
- [85] WANG Xifan. The Fractional Frequency Transmission System; IEE Conference of Japan Power & Energy [C]. 1994.



## 第2篇 变电系统

主编单位：中国水电顾问集团西北勘测设计研究院

主 编：白俊光 阮全荣 康本贤 魏广恒 梁维宏

编写人员：白俊光（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

阮全荣（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

康本贤（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

魏广恒（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

梁维宏（西安高压电器研究院有限责任公司）

张群刚（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

孙 帆（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

李 晖（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）

桑志强（中国水电顾问集团 西北勘测设计研究院）





# 第1章 概述

## 1 电网的联合和扩大

电力工业起源较早。世界上第一台火力发电机组是1875年建于巴黎北火车站的直流发电机,用于照明供电。1879年,美国旧金山实验电厂开始发电,这是世界上最早出售电力的电厂。1882年,美国纽约珍珠街电厂建成发电,装有6台直流发电机,总容量是900马力(670kW),以110V直流为电灯照明供电。经过约100年的发展,到1980年全世界发电装机总容量达到20.24亿kW,年发电量达到82 473亿kW·h;1997年全世界发电装机容量超过32亿kW,年发电量达到139 487亿kW·h。自20世纪70年代以来,世界各国的电力工业从电力生产、建设规模、能源结构到电源和电网的技术都发生了较大变化。进入20世纪90年代后,其发展逐渐形成了以下三个突出的动向:

(1) 世界发电量的年增长率趋缓,而一些发展中国家,特别是亚洲国家仍维持较高的电力增长速度;

(2) 电力技术的发展向效率、环保的更高目标迈进;

(3) 电业管理体制和经营方式发生变革,由垄断经营逐步转向市场开放。

进入21世纪以来,中国的社会经济保持了持续、快速、良好的发展势头。2005年,GDP达到2.24万亿美元,从2004年的居世界第七位,上升到世界第六位;进出口贸易总额达到1.4万亿美元。伴随着中国经济的快速增长,中国的电力工业也迅猛发展。全国电力装机继2000年4月突破3亿kW,2004年5月达到4亿kW之后,2005年12月又跨越了5亿kW大关,全年发电量达24 747亿kW·h。2005年,中国新开工电站项目超过1亿kW。据预测,到2010年,中国发电装机容量将超过7亿kW,2020年将达到11亿kW左右。中国的电网建设以三峡工程建设为契机,正在形成西电东送、南北互供、跨区联网,实现更大范围资源优化配置的局面。目前,已拥有220kV及以上输电线路30万km,基本形成了500kV为主的主干网架;750kV输变电示范工程已于2005年投入运行。中国的电网已经进入了大容量、远距离、交直流、特超高压输电的新时期。

为了把巨大的电力输送到全国各地,各国都致力于电网的联合和扩大。形成巨大的联合电力系统有下列重大的经济效益。

(1) 因水力及煤炭等主要动力资源的分布是由自然条件决定,大多远离负荷中心。故在水力和煤炭基地建设大容量水力和火力发电厂,通过特超高压大电网将电力长距离输送到全国各地区的负荷中心,这是开发利用这些动力资源的最有效途径。

(2) 大电网可装设大容量的机组,有利于加快建设速

度,减少投资,节约燃料,提高劳动生产率,降低发电成本。

(3) 大电网有利于提高供电的可靠性。各地区的电源互为备用,增强了抵抗事故的能力。

(4) 有利于利用不同地区时差,错开高峰负荷,减少备用机组容量。在水电、火电和核电之间可实行经济调度,充分利用水电调峰,提高火电热效率。

(5) 大电网能承受较大的冲击负荷,有利于改善电能质量。

现在世界上的电网可分为配电网、地区电网、区域网、全国电网和几国互联电网等。

## 2 变电站分类

变电站是对电压进行变换以及对电能集中和分配的场所。为保证电能的质量以及设备的安全,在变电站中还需进行电压调整、潮流(电力系统中各节点和支路中的电压、电流和功率的流向及分布)控制以及输配电线路和主要电工设备的保护。按用途可分为电力变电站和牵引变电站(电气铁路和电车用)。电力变电站又分为输电变电站、配电变电站和变频所。这些变电站按电压等级可分为中压变电站(60kV及以下)、高压变电站(110~220kV)、超高压变电站(330~765kV)和特高压变电站(1000kV及以上)。按其在电力系统中的地位可分为枢纽变电站、开闭所、中间变电站、地区变电站、企业变电站和终端变电站。

(1) 枢纽变电站。枢纽变电站连接系统的高压和中压的几个部分,汇集多个大电源和大容量联络线,在系统中处于枢纽地位;其高压侧交换系统间巨大功率潮流向中压侧输送电能;电压等级高、变电容量大、出线回路数多;站址在系统中的地理位置适中。

(2) 开闭所。开闭所是为系统稳定性要求而设的,其主要作用是将长距离输电线路分段,以降低工频过电压、减少线路故障面和提高系统运行稳定度,并有可能设置串联补偿装置等,以提高供电能力和送电质量。

(3) 中间变电站。中间变电站除起系统功率交换作用,使长距离输电线路分段外,尚要降压供电给当地地区用电。

(4) 地区变电站。地区变电站属地区性供电,是一个地区或中等城市的主要变电站。

(5) 企业变电站。企业变电站是工矿企业的专用变电站。

(6) 终端变电站。终端或分支变电站以1~2回线路接入,接线较简单,变电站位置接近负荷点,电压等级多为110kV及以下。



## 第2章 变电站电气主接线

### 1 主接线设计原则

变电站电气主接线是电力系统接线的主要部分。它表明了变压器、线路和断路器等电气设备的数量,并指出变压器、线路和电力系统之间的连接方式。

电气主接线设计选择与电力系统的安全、可靠、稳定、灵活和经济运行,以及变电站的电气设备选择和布置,继电保护和控制方式的选择等因素有密切的关系。由于变电、输配电和用电是同时完成的,所以电气主接线设计不仅影响电力系统和变电站本身,同时也影响到工业、农业和人民生活用电。

#### 1.1 主接线是电力系统总体设计的组成部分

电力系统是一个巨大的组织严密的统一体。各种类型的变电站按照它们各自在电力系统中的地位和作用,分工完成整个系统的变电和输配电的任务。在设计变电站电气主接线时,不能只局限变电站本身,而应考虑到它是电力系统总体设计的组成部分。

为了合理地设计变电站电气主接线,应在电力系统总体设计中明确下列问题:

##### 1.1.1 变电站在电力系统中的地位和作用

变电站在电力系统中的地位和作用是主接线设计的主要因素。变电站在电力系统中的地位和作用不同,对于主接线的可靠性、灵活性和经济性的要求也不同。

##### 1.1.2 近期和最终发展规划

变电站最终容量和分期投入的容量、年份以及供电电压、送出电压、负荷大小和分布等是变电站设计的基本依据。

变电站一般应根据5~10年电力系统发展规划进行设计。枢纽变电站进出线回路和容量还应考虑电力系统运行的安全可靠性和经济性因素。

##### 1.1.3 进出线回路数和负荷重要性分级

进出线回路数和负荷重要性分级对电气主接线的设计方案选择影响较大,因此,要明确输电线路的回路数、输电容量和出线方向。

电力系统负荷重要性一般分为三级,对于一级负荷必须有两个独立的电源供电,且当任何一个电源失去后,能保证对全部负荷不间断供电;对于二级负荷一般要有两个独立的电源供电,且当任何一个电源失去后,能保证对大部分负荷不间断供电;对于三级负荷一般只需一个电源供电。

##### 1.1.4 主变压器选择要求

电力系统对变电站主变压器选择应提供主变的台数、容量、额定电压、电压调节范围、短路阻抗、中性点接地方式以及在各种运行方式下通过变压器的功率潮流。

##### 1.1.5 变电站的备用容量要求

系统根据变电站的重要性确定其备用容量的大小。主接线设计要根据备用容量的有无和大小而有所不同。

##### 1.1.6 无功补偿装置的选择

系统根据系统无功功率平衡的要求,确定变电站设置无

功补偿装置的形式、数量和容量。

##### 1.1.7 系统短路容量

系统根据系统短路计算成果,提出归算到变电站母线上的短路电抗值以及限制系统短路电流的措施。

##### 1.1.8 过电压保护

根据系统过电压的模拟和计算成果,提出变电站限制过电压的措施。

##### 1.1.9 6~35kV 配电回路数和容量

根据地区负荷情况确定配电电压、回路数和容量以及为补偿电容电流设置补偿装置的必要性、数量和容量。

### 1.2 主接线设计的基本要求

变电站的电气主接线应根据变电站在电力系统中的地位、变电站的规划容量、负荷性质、进出线回路数和设备特点等条件确定,并应综合考虑供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡或扩建等要求。

#### 1.2.1 可靠性

供电可靠性是电力生产和分配的首要要求,主接线设计首先应满足可靠性要求。由于电能很难储存,所以发电、送电和用电过程都是在同一瞬间进行,并在任何时刻都要保持着平衡。电力系统各部分之间必须紧密联系、互相协调、可靠地工作,以保证对用户不间断地供电,其中无论哪部分损坏,都将影响整体。

(1) 在研究主接线的可靠性时,应考虑以下几点:

1) 可靠性的客观衡量标准是运行实践。已运行的变电站的可靠性统计是主接线可靠性评估的主要依据。

2) 主接线的可靠性建立在各组成元件的可靠性基础上,因此,主接线设计,不仅要考虑一次设备(如变压器、母线、断路器、隔离开关、互感器、电缆、架空线路等)的故障率及其对供电的影响,还要考虑继电保护二次设备的故障率及其对供电的影响。各组成元件的可靠性可根据运行统计资料确定。

3) 根据变电站在系统中的地位和作用,定性或定量分析主接线的可靠性。

(2) 衡量主接线可靠性的标志:

1) 断路器检修时,能否不影响供电。

2) 线路、断路器或母线故障时以及母线检修时,停运的回路数和停运的时间以及能否保证对重要用户的供电。

3) 变电站全部停运的可能性。

(3) 330kV及以上变电站可靠性要求:

1) 任何断路器检修,不影响对用户的供电。

2) 任一台断路器检修和另一台断路器故障或拒动相重合时,不宜切除两回以上超高压线路。

3) 一段母线故障(或连接在母线上的进出线断路器故障或拒动),宜将故障范围限制到不超过整个母线的1/4;当分段或母联断路器故障时,其故障范围宜限制到不超过整个母线的1/2。

#### 1.2.2 灵活性

主接线的灵活性应满足以下要求:



(1) 为了调度的目的,可以灵活操作,投入或切除变压器或线路,调配电源和负荷;能够满足系统在事故运行方式、检修运行方式以及特殊运行方式下的调度要求。

(2) 为了检修的目的,可以方便地停运断路器、母线及其继电保护设备进行安全检修,而不致影响电力网的运行或停止对用户的供电。

(3) 为了扩建的目的,可以容易地从初期过渡到最终接线,使在扩建过渡时,无论在一次和二次设备装置等所需的改造为最小,同时停电范围也小。

1.2.3 经济性

主接线在满足可靠性和灵活性的前提下要做到经济合理。经济性主要考虑以下几点:

(1) 投资省。主接线应简单清晰,以节省断路器、隔离开关、电流互感器、电压互感器、避雷器等一次设备的投资;要优化控制保护系统,以利于运行并节约二次设备和控制电缆投资;合理地限制短路电流,以降低设备造价;根据变电站在系统中的地位和作用,合理选择电气设备。

(2) 占地面积小。主接线要为配电装置布置创造条件,以节约用地、土建费用和安装费用。在满足运输条件前提下,应优先选用三相变压器,以简化布置。

(3) 电能损失小。经济合理地选择主变压器的形式、容量和数量,避免两次变压而增加电能损失。

1.2.4 其他要求

主接线方案选择比较中,还应注意以下几点:

(1) 设备选择和布置、进出线方式和布置对主接线的选择影响。

(2) 定性或定量分析变电站运行费用对主接线的选择影响。

(3) 定性或定量分析事故损失费用对主接线的选择影响。

(4) 扩建时停电的损失费用对主接线的选择影响。

2 系统枢纽变电站接线

系统枢纽变电站位于电力系统的枢纽点,连接电力系统高压和中压的几个部分,汇集多个电源,电压一般为330~750kV。

系统枢纽变电站全站停电后,将引起系统解列,甚至出现瘫痪,造成电网大面积停电,因此,电气主接线可靠性尤为重要。

当进出线回路总数为6回及以上时,通过技术经济比较在双母线分段接线、3/2 断路器接线和 4/3 断路器接线中选择。

当出线回路数为3~4 回时,可采用变压器—母线接线。

系统枢纽变电站主要接线方式如下。

2.1 双母线多分段接线

双母线多分段接线主要有三分段和四分段接线,根据变电站具体情况,可设置旁路母线或旁路隔离开关。

双母线多分段接线的各段母线同时工作,并通过母联和分段断路器并联运行,每一回路都通过一台断路器和两组隔离开关连接到两组母线上,供电可靠、调度灵活、扩建方便和便于试验。

双母线多分段接线当一段母线故障或连接在母线上的进出断路器故障时,停电范围不超过整个母线的 1/3 (三分段) 或 1/4 (四分段);当一段母线故障及分段或母联断路器拒动时,停电范围不超过整个母线的 2/3 或 1/2;当分段或母联断路器故障时,停电范围不超过整个母线的 2/3 或 1/2。

2.2 3/2 断路器接线

3/2 断路器接线是一种没有多回路集结点,一个回路由两台断路器供电的双重连接的多环形接线。

3/2 断路器接线的主要优点是具有高度可靠性、运行调度灵活和操作检修方便等。

2.3 4/3 断路器接线

4/3 断路器接线一个串有四台断路器,接有 3 个回路,与 3/2 断路器接线相比,可以节约断路器。

4/3 断路器接线也具有高度可靠性。

2.4 变压器—母线接线

变压器—母线接线是线路回路采用双母线双断路器接线,变压器直接经隔离开关接到母线上,当线路回路较多时,也可以采用 3/2 断路器接线。

3 地区重要变电站接线

地区重要变电站位于地区网络的枢纽点上,高压侧以交换或接受功率为主,供电给地区的中压侧和附近的低压侧负荷。全站停电后,将引起地区电网瓦解,影响整个地区供电。电压等级一般为 330、500kV 和 750kV。

地区重要变电站主要接线方式有双母线接线、3/2 接线、双母线带旁路接线、双母线分段接线等。

双母线分段接线主要有断路器分段和隔离开关分段接线。

4 一般变电站接线

一般变电站多为终端或分支变电站,降压供电给附近用户或一个企业。全站停电后,只影响附近用户或一个企业供电。电压等级一般为 110kV 和 220kV。

一般变电站主要接线方式有双母线接线、双母线带旁路接线、双母线分段接线、单母线分段接线等。当供电回路较少时,根据负荷特性也可采用单母线接线。

5 各级电压常用的主接线方式

各级电压常用的主接线方式如表 2.2-1 所示。

表 2.2-1 各级电压常用的主接线方式

接线类型	接线示意图	断路器数 ( $n$ 为出线回路数)	适用范围
内桥		$n-1$	适用于较小容量的变电站,且变压器不经常切换或线路较长、故障率较高的情况
桥形接线		$n-1$	适用于较小容量的变电站,且变压器的切换较频繁或线路较短、故障率较少的情况。此外,线路有穿越功率时,也宜采用本接线

续表

接线类型	接线示意图	断路器数 ( $n$ 为出线回路数)	适用范围
角形接线		$n$	适用于进出线回路数不多 (3~5 回路), 而最终发展比较明确的 110kV 及以上配电装置, 不宜用于有再扩建可能的变电站, 本接线亦可作为发展成 3/2 断路器接线的过渡接线
		$n$	
单母线		$n$	一般只适用于一台主变压器的以下三种情况: (1) 6~10kV 配电装置的出线回路数不超过 5 回; (2) 35~63kV 配电装置的出线回路数不超过 3 回; (3) 110~220kV 配电装置的出线回路数不超过 2 回
单母线段接线		$n+1$	变电站装有两台主变压器时, 6~10kV 配电装置宜采用本接线; 35~63kV 配电装置出线回路数为 4~8 回时或 110~220kV 配电装置出线回路数为 3~4 回时, 可采用本接线
		$n+1$	110~220kV 配电装置中, 当断路器为少油断路器时, 除断路器有条件检修外, 应设置旁路母线; 当 110kV 出线回路 $\geq 6$ 回, 220kV 出线回路 $\geq 4$ 回, 可设专用旁路断路器; 在 35~63kV 主接线中, 当不允许停电检修断路器时, 亦可设置旁路母线, 出线回路 $\geq 8$ 回时可设置专用旁路断路器, 6~10kV 配电装置一般不设旁路母线

续表

接线类型	接线示意图	断路器数 ( $n$ 为出线回路数)	适用范围
双母线		$n+1$	出线带电抗器的 6~10kV 配电装置、6~10kV 配电装置出线 $\geq 12$ 回、35~63kV 配电装置出线回路 $\geq 8$ 回时, 采用本接线; 110kV 配电装置, 出线 $\geq 6$ 回、220kV 配电装置, 当出线 $\geq 4$ 回时, 均可采用本接线
双母线段接线		$n+3$ $n+4$	330~500kV 配电装置进出线回路数为 6~7 回时一般采用单分段, $\geq 8$ 回时宜采用双分段; 220kV 配电装置, 进出线回路数为 10~14 回时采用单分段, 15 回及以上时则应采用双分段; 为了限制 220kV 母线短路电流或满足系统解列运行的要求, 可根据需要将母线段
双母线(分段)加旁路		$n+2$	110kV 配电装置采用双母线时, 除断路器有条件停电检修以及部分户内配电装置等外, 应设置旁路设施; 220kV 配电装置采用双母线时, 一般均可设置旁路母线, 当进出线回路 $\geq 4$ 回时, 可设专用旁路断路器; 330~500kV 配电装置采用双母线时, 均设置旁路设施



续表			
接线类型	接线示意图	断路器数 ( $n$ 为出线回路数)	适用范围
3/2 断路器接线		$\frac{3}{2}n$	750 ~ 1000kV 配电装置一般可采用本接线； 330~500kV 配电装置进出线回路数 $\geq 6$ 回时可采用，并宜把电源回路与负荷回路配对成串，同名回路配置在不同串内，重要变电站的 220kV 配电装置进出线在 6 回以上时也可采用
4/3 断路器接线		$\frac{4}{3}n$	750 ~ 1000kV 配电装置一般可采用本接线； 330~500kV 配电装置进出线回路数 $\geq 8$ 回时可采用，并宜把电源回路与负荷回路配对成串，同名回路配置在不同串内
母线—变压器组接线		$n+1$	330~500kV 配电装置最终出线回路为 3~4 回时，若出线 $>4$ 回且条件合适，采用本接线； 750kV 配电装置也有采用 3/2 断路器与母线—变压器相结合的接线； 本接线也可作为发展 3/2 断路器接线的过渡接线

6 变电站 6~10kV 侧短路电流的限制

目前国内 6~10kV 系统主要采用 10kV 电压等级，为了限制 6~10kV 变电站短路电流，以便于断路器和电缆等设备的选择，一般采用下列方式之一：

- (1) 变压器分列运行；
- (2) 采用高阻抗变压器；
- (3) 在进出线回路装设电抗器；
- (4) 采用分裂变压器。

7 中性点接地方式

7.1 电力网中性点接地方式

电力网中性点接地方式与电压等级、单相接地短路电流、过电压水平、保护配置等有关，直接影响电网的绝缘水平、系统供电的可靠性和连续性、主变压器和发电机的运行安全以及对通信线路的干扰等。主要接地方式有直接接地、不接地、经消弧线圈接地、经高电阻接地和经小电抗接地。从主要运行特性划分，分为有效接地系统和非有效接地系统。

7.1.1 中性点有效接地系统

中性点有效接地系统也称为大电流接地系统，主要包括中性点直接接地和经小电抗接地方式，其主要优点是内部过电压较低和可以降低设备的绝缘水平，主要用于 110kV 及以上电压系统。

7.1.2 中性点非有效接地系统

中性点非有效接地系统也称为小电流接地系统，主要包括中性点不接地、经高电阻接地和经消弧线圈接地方式，其供电可靠性高，主要用于 110kV 及以下电压系统。

当单相接地故障电容电流不超过 10A 时，应采用不接地方式；当单相接地故障电容电流超过 10A，且要求在接地故障条件下运行时，应采用经消弧线圈接地方式。

7.2 变压器中性点接地方式

电力网中性点的接地方式决定了变压器中性点接地方式。

变压器的 110kV 及以上电压侧中性点采用有效接地系统；63kV 及以下电压侧中性点采用非有效接地系统。

目前，变压器的 330kV 及以上电压侧中性点采用小电抗接地方式。

有效接地系统中的中性点不接地的变压器，如中性点采用分级绝缘且未装设保护间隙，应在中性点装设雷电过电压保护装置，且宜选用变压器中性点金属氧化物避雷器。如中性点采用全绝缘，但变电站为单进线且为单台变压器运行，也应在中性点装设雷电过电压保护装置。

非有效接地系统中的变压器中性点，一般不装设保护装置，但多雷区单进线变电站且变压器中性点引出时，宜装设保护装置；中性点接有消弧线圈的变压器，如有单进线运行可能，也应装设保护装置。

自耦变压器必须在其两个自耦合的绕组出线上装设避雷器，且应装设在自耦变压器和断路器之间。分级绝缘绕组中性点的绝缘水平见表 2.2-2。

表 2.2-2 分级绝缘绕组中性点的绝缘水平

电压等级 (kV)	设备的最高电压 (kV)	中性点接地方式	额定短时工频耐受电压 (有效值, kV)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)
110	126		95	250
220	252	直接接地 经接地电抗器接地	85	185
		不接地	200	400
330	363	直接接地 经接地电抗器接地	85 105	185 250
		不接地	230	550
500	550	直接接地	85	185
		经接地电抗器接地	140	325
750	800	直接接地	150	350

## 第3章 变电站的主要电气设备和导体

### 1 选择电气设备和导体的基本要求

(1) 高压电气设备和导体的选择,应满足在当地环境条件下正常运行、安装维护、短路和过电压状态的要求。

(2) 选用的电器允许最高工作电压不得低于该回路的最高运行电压。

(3) 选用的导体和电器长期允许电流不得小于该回路的持续工作电流。对屋外导体和电器尚应计及日照对其载流量的影响。

(4) 变电站配电装置形式和布置方式选择应结合工程的环境条件、地形地貌、枢纽布置、进线方式、环境保护及设备制造情况等因素,通过对敞开式开关设备、气体绝缘金属封闭开关设备、金属封闭开关设备和混合式开关设备的技术经济比较,择优选用。在经济性比较中,除考虑设备造价和土建费用外,还应同时考虑年运行费用和事故损失费用的影响。对于分期建设和改扩建工程,除应考虑以上费用外,还应同时考虑施工停电损失费用的影响。

(5) 进出线段方式的选择,应考虑其对电气主接线设计、主变压器布置、开关站选型和布置的影响。

(6) 电器的连续性噪声水平不应大于 75dB。断路器的非连续性噪声水平,屋内不应大于 90dB;屋外不应大于 110dB(测试位置距声源设备外沿垂直面的水平距离为 2m,离地面高度为 1~1.5m)。

(7) 电器及金具在 1.1 倍最高工作相电压下,晴天夜晚不应出现可见电晕。110kV 及以上电压的电器户外晴天无线电干扰电压不应大于 2500 $\mu$ V,试验要求见 GB 11604。

(8) 设备适用的电力系统中性点的接地方式,电压 63kV 及以下为非有效接地系统或有效(直接)接地系统,电压 110kV 及以上应为有效(直接)接地系统。

(9) 验算导体和电器的动、热稳定以及电器开断电流所用的短路电流,应按具体工程的设计规划容量计算,并考虑电力系统的最终发展规划。

(10) 确定短路电流时,应按可能发生最大短路电流的正常接线方式,不应按仅在切换过程中可能并列运行的接线方式。

(11) 短路电流可取三相短路电流值。若中性点直接接地系统、自耦变压器等回路中的单相、两相接地短路较三相严重时,则应取严重情况的电流值。

(12) 验算导体和电器用的短路电流,应按下列情况进行计算:

1) 除计算短路电流的衰减时间常数外,元件的电阻可略不计。

2) 在电气连接的网络中应计及具有反馈作用的异步电动机的影响和电容补偿装置放电电流的影响。

(13) 用熔断器保护的导体和电器可不验算热稳定,但应验算动稳定。

(14) 用高压限流熔断器保护的导体和电器,可根据限流熔断器的特性验算其热稳定和动稳定。

(15) 验算导体的短路热效应的计算时间,宜采用主保

护动作时间加相应的断路器全分闸时间。当主保护有死区时,应采用对该死区起作用的后备保护动作时间,并应采用相应的短路电流值。

(16) 验算电器的短路热效应的计算时间,宜采用后备保护动作时间加相应的断路器全分闸时间。

(17) 校验断路器的开断能力时,应考虑直流分量的影响。

(18) 在正常运行和短路时,电器引线的最大作用力不应大于电器端子允许的荷载。

屋外配电装置的导体、套管、绝缘子和金具,应根据变电站气象条件和不同受力状态进行力学计算,其安全系数不应小于表 2.3-1 所列数值。

表 2.3-1 导体和绝缘子的安全系数

类 别	荷载长期作用时	荷载短时作用时
套管、支持绝缘子及其金具	2.5	1.67
悬式绝缘子及其金具 <sup>①</sup>	4	2.5
软导线	4	2.5
硬导线 <sup>②</sup>	2.0	1.67

①悬式绝缘子的安全系数系对应于破坏荷载。若对应于 1h 机电试验荷载,其安全系数应分别为 4 和 2.5。

②硬导体的安全系数系对应于破坏应力。若对应于屈服点应力,其安全系数应分别为 1.6 和 1.4。

### 2 校验电器和导体的环境条件

选择导体和电器时,应按变电站当地环境条件进行校核。主要校核气温、风速、湿度、污染、海拔、地震、覆冰等环境条件。

(1) 选择导体和电器的环境温度宜采用表 2.3-2 所列值。

表 2.3-2 选择导体和电器的环境温度

类 别	安装场所	环 境 温 度	
		最 高	最 低
裸导体	屋外	最热月平均最高温度	
	屋内	该处通风设计温度	
电器	屋外	年最高温度	年最低温度
	屋内变压器和电抗器	该处通风设计最高排风温度	
	屋内其他	该处通风设计温度	

注 1. 年最高(或最低)温度为一年中所测得的最高(或最低)温度的多年平均值。

2. 最热月平均最高温度为最热月每日最高的月平均值,取多年平均值。

3. 选择屋内裸导体及其其他电器的环境温度,若该处无通风设计温度资料时,可取最热月平均最高温度加 5℃。

(2) 电气设备正常使用环境空气最高温度为 40℃,对周围环境空气温度高于 40℃处的电器,其外绝缘在干燥状态下的试验电压应乘以温度校正系数,其计算公式如下



$$K_t = 1 + 0.0033(T - 40) \quad (2.3-1)$$

式中:  $K_t$  为温度校正系数;  $T$  为环境空气温度,  $^{\circ}\text{C}$ 。

在周围环境温度低于电气设备、仪表和继电器的最低允许温度时, 应装设加热装置或采取保温措施。

(3) 选择导体和电器时所用的最大风速, 500kV 和 750kV 电器宜采用离地面 10m 高、50 年一遇的 10min 平均最大风速, 其他电压等级可取离地面 10m 高、30 年一遇的 10min 平均最大风速。

在积雪、覆冰严重地区, 应采取防止冰雪引起事故的措施。

(4) 选择导体和电器的相对湿度, 应采用变电站当地湿度最高月份的平均相对湿度。当无资料时, 对洞内、地下及潮湿的场所可取 95%。

(5) 电气设备的抗震设计要求: 电压等级为 330kV 及以上的电气设备, 当地震烈度为 7 度及以上时应进行抗震设计; 电压等级为 220kV 及以上的电气设备, 当地震烈度为 8 度及以上时应进行抗震设计; 安装在户内二层及以上和户外高架平台上的电气设备, 当地震烈度为 7 度及以上时应进行抗震设计。

(6) 对海拔高于 1000m, 但不超过 4000m 的电器外绝缘, 海拔每升高 100m, 绝缘强度约降低 1%, 在海拔不高于 1000m 的地点试验时, 其试验电压应乘以海拔修正系数  $K_a$ , 系数  $K_a$  的计算公式为

$$K_a = \frac{1}{1.1 - H \times 10^{-4}} \quad (2.3-2)$$

式中:  $H$  为电器安装地点的海拔, m。

对海拔高于 4000m 的电器外绝缘, 应进行专题研究。

(7) 变电站电气设备外绝缘污秽等级共分为 I、II、III、IV 四级。各污秽等级对应的盐密和爬电比距见表 2.3-3。

表 2.3-3 各污秽等级对应的盐密和爬电比距

污秽等级	污 湿 特 征	盐密 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	爬电比距 ( $\text{cm}/\text{kV}$ )
I	大气轻度污染地区, 工业区和人口低密集区, 离海岸盐场 10~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾 (含毛毛雨) 或雨量较多时	$\leq 0.06$	1.60
II	大气中等污染地区, 轻盐碱和炉烟污染地区, 离海岸盐场 3~10km 地区。在污闪季节中潮湿多雾 (含毛毛雨), 但雨量较多时	$> 0.06 \sim 0.10$	2.00
III	大气污染较严重地区, 重雾和重盐碱地区, 近海岸盐场 1~3km 地区, 工业与人口密度较大地区, 离化学污染源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区	$> 0.10 \sim 0.25$	2.50
IV	大气污染特别严重地区, 离海岸盐场 1km 以内, 离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区	$> 0.25 \sim 0.35$	3.10

注 爬电比距计算时取系统最高电压。

### 3 电器的主要选择原则

#### 3.1 主变压器

##### 3.1.1 选择一般要求

(1) 主变压器应按下列特性参数选择:

- 1) 形式。
- 2) 额定电压。
- 3) 额定频率。
- 4) 额定容量。
- 5) 调压方式。
- 6) 额定电压比。
- 7) 绝缘水平。
- 8) 峰值耐受电流。
- 9) 短时耐受电流。
- 10) 联结组标号。
- 11) 冷却方式。
- (2) 主变压器应按下列使用环境条件校验:
  - 1) 正常使用条件环境温度和冷却介质温度:
    - a. 最高气温为  $+40^{\circ}\text{C}$ 。
    - b. 最热月平均温度为  $+30^{\circ}\text{C}$ 。
    - c. 最高年平均温度为  $+20^{\circ}\text{C}$ 。
    - d. 最低气温为  $-25^{\circ}\text{C}$  (适用于户外式变压器)。
    - e. 最低气温为  $-5^{\circ}\text{C}$  (适用于户内式变压器)。
    - f. 水冷却器入水口处的冷却水最高温度为  $+25^{\circ}\text{C}$ 。
  - 2) 海拔。
  - 3) 污秽。
  - 4) 风速。
  - 5) 湿度。
  - 6) 地震烈度。

##### 3.1.2 基本技术参数

(1) 型式。主变压器应优先采用三相式。当运输条件或布置场地受限制时, 宜选用三相组合式变压器; 当运输条件受限制但布置场地不受限制时, 可选用单相变压器组。

用于连接两种不同升高电压母线之间的联络变压器, 当两种升高电压均为直接接地系统时, 宜采用降压型自耦变压器。自耦变压器一般应设置第三绕组, 主要用来消除三次谐波电流。

(2) 额定容量和台数。

1) 主变压器额定容量和台数应根据电力系统规划设计确定。凡装有两台 (组) 及以上主变压器的变电站, 其中一台 (组) 事故停运后, 其余主变压器的容量应保证该所全部负荷的 70%, 在计及过负荷能力后的允许时间内, 应保证用户的一级和二级负荷。如变电站有其他电源能保证变压器停运后用户的一级负荷, 则可装设一台主变压器。

当主变压器额定容量在 125MVA 及以上时, 宜采用 GB321《优先数和优先数系》中的 R10 系列的优先数。125MVA 以下时, 则采用标准容量系列的变压器。

2) 联络变压器的额定容量应根据各种不同运行方式下两种不同升高电压网络间的有功和无功功率交换要求确定。

3) 三绕组变压器的容量百分比按高压、中压、低压顺序为 100%/100%/100%、100%/50%/100% 和 100%/100%/50% 三种形式, 二、三次侧一般不能同时满载运行。

4) 自耦变压器额定容量是指额定的通过容量, 而不是自耦变压器的标准容量 (自耦变压器通过公共绕组的容量)。第三绕组容量与高压和中压变比有关。对于 220/110kV 的自耦变压器, 其第三绕组的最大容量为额定容量的 50%, 三个绕组的容量百分比为 100%/100%/50%。对于 330/110kV 的自耦变压器, 其第三绕组最大容量可达额定容量的 67%, 一般三个绕组的容量百分比为 100%/100%/30%。

(3) 相序。变压器的相序排列规则为面向高压侧, 从左至右依次为 A、B 相和 C 相; 而面向低压侧, 则从右至左依

次为 a、b 相和 c 相。

(4) 额定电压、分接和电压调节。

1) 变压器高、中压绕组的额定电压及其电压调节范围应根据变电站接入电力系统设计确定。

2) 当系统无要求时,可在高、中压绕组选择标准分接范围和无励磁分接开关。

3) 变压器的主分接应与额定参数相对应。

4) 当需要采用有载调压时,应经过技术经济论证。

(5) 阻抗电压。

1) 阻抗电压选择,应根据接入系统设计和电气设备选择,与制造厂协商确定。应使系统对电压调整率的要求、短路电流限制和变压器制造的经济性相协调。

2) 双绕组的阻抗电压应按主分接规定。多绕组变压器应分别规定各对绕组的短路阻抗。

3) 当分接范围超过 $\pm 5\%$ 时,应确定两个极限分接的阻抗电压值,以满足阻抗电压试验要求。

(6) 联结组标号。变压器联结组标号选择应符合 GB 1094.1 的规定。常用的联结组形式有:

单相变压器: Ia<sub>0</sub>I<sub>0</sub> (联络变压器)、II<sub>0</sub>;

双绕组升压变压器: YNd11;

三绕组升压变压器: YNyn0d11;

自耦变压器: YNa0d11。

(7) 中性点接地方式。应根据接入系统设计和电气设备绝缘配合要求选择以下接地方式:

1) 直接接地 (固定和不固定)。

2) 不接地。

3) 经小电抗器接地。

自耦变压器中性点必须可靠接地。

(8) 绝缘水平。变压器绕组的绝缘水平详见第三篇第 1 章变压器有关内容。

(9) 温升。油浸式变压器在连续额定容量稳态下的温升限值规定详见第三篇第 1 章变压器有关内容。

温升限值不允许有正偏差。

(10) 承受短路能力。变压器应能承受外部短路的动、热稳定要求而无损伤。承受短路热稳定能力的电流持续时间为 2s。短路后,线圈 (仅对 A 级绝缘油浸式) 任意分接的最高平均温度不得超过 250℃ (铜)/200℃ (铝)。

(11) 过载能力。变压器允许短时过载能力应按 GB/T 15164 规定计算。

(12) 冷却方式。主变压器冷却方式选择与变电站环境、主变压器容量、布置位置等有关,并应符合 GB 1094.2 的规定。

户外变压器一般采用风冷或自冷;户内大容量变压器一般采用水冷。

### 3.1.3 结构要求

(1) 主变压器结构不仅应满足电气和机械性能要求,还应满足布置、运输、安装和运行维护要求。

(2) 主变压器低压侧一般采用敞露母线、封闭母线或电缆连接,应满足安装要求。当采用敞露母线连接时,还应满足外绝缘安全距离要求。

(3) 主变压器中压侧一般采用敞露母线、架空导线、SF<sub>6</sub> 管道或电缆相连接,应满足安装要求。当采用敞露母线连接时,还应满足考虑外绝缘安全距离要求。

(4) 主变压器高压侧一般采用架空导线、SF<sub>6</sub> 管道或电缆相连接,应满足安装要求。当采用架空导线连接时,还应满足安全距离要求。

(5) 相同设计、相同额定值的变压器结构设计应满足互

换性要求,且可以并联运行。

(6) 变压器及其附件的设计和组装应具有承受三相短路电动力的能力。

(7) 变压器铁芯和较大金属结构零件均应通过油箱可靠接地,接地处应有明显接地符号“≡”或“接地”字样。

## 3.2 高压断路器

### 3.2.1 选择一般要求

(1) 高压断路器及其操动机构应按下列特性参数选择:

1) 形式。

2) 额定电压。

3) 额定电流。

4) 额定频率。

5) 额定绝缘水平。

6) 额定短路开断电流。

7) 额定短路关合电流。

8) 额定短时耐受电流。

9) 额定短时耐受电流持续时间。

10) 额定峰值耐受电流。

11) 特殊开断性能。

12) 预期暂态恢复电压规定值。

13) 额定操作顺序。

14) 额定时间参量。

15) 操作及灭弧用气体的额定压力 (当采用压缩气体绝缘时)。

16) 操动机构形式、流体压力、操作与控制额定电压和频率。

17) 机械荷载。

18) 操作次数。

19) 噪声水平。

(2) 高压断路器应按下列使用环境条件校验:

1) 环境温度。

2) 海拔。

3) 污秽。

4) 湿度。

5) 风速 (仅对户外断路器)。

6) 覆冰 (仅对户外断路器)。

7) 地震烈度。

8) 无线电干扰。

### 3.2.2 基本技术参数

(1) 形式。高压断路器形式应根据变电站具体条件、短路和过电压等要求,并考虑最终发展,选用安全可靠、技术先进、经济合理的产品。

40.5kV 以上电压等级宜优先选用 SF<sub>6</sub> 断路器,其灭弧方式宜采用单压式。SF<sub>6</sub> 罐式高压断路器适用于地震要求高、重污秽、高海拔地区等场所。户外布置的断路器为节约投资或其他需求,也可选用少油断路器。40.5kV 及以下电压等级宜选用真空断路器或 SF<sub>6</sub> 断路器。

(2) 额定电压。额定电压为断路器在运行中能长期承受的电力系统最高运行电压。交流断路器的额定电压标准值如下:

3.6, 7.2, 12, 24, 40.5, 72.5, 126 (123), 252 (245), 363, 550, 800kV。

(3) 额定绝缘水平。断路器的额定绝缘水平应满足 GB/T 11022 规定的要求。

(4) 额定电流。断路器的额定电流是断路器在规定使用



和性能条件下能持续通过的电流有效值。断路器的额定电流标准值如下：200, 400, 630, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300, 8000, 10 000, 12 500, 16 000, 20 000A。

(5) 温升。周围空气温度不超过 40℃ 时, 在各试验条款规定的条件下, 断路器任何部分的温升不应超过 GB 1984 规定的温升极限。

(6) 额定短路开断电流。额定短路开断电流是断路器在规定的使用和性能条件下, 能够开断的最大短路电流, 由两个特征值表示:

交流分量有效值, 简称“额定短路电流”;

直流分量百分数。

若直流分量不超过 20%, 则额定短路开断电流仅以交流分量有效值来表征。

(7) 额定短时耐受电流。在规定的使用和性能条件下, 额定短路持续时间内, 机械开关在关合位置时能承载的电流有效值。额定短时耐受电流等于额定短路开断电流。

(8) 额定短时耐受电流持续时间。220kV 及以上断路器的额定短时耐受电流持续时间为 2s; 110kV 及以下断路器的额定短时耐受电流持续时间为 4s。

(9) 额定短路关合电流。断路器的额定短路关合电流一般为其额定短路开断电流交流分量有效值的 2.5 倍。此值是根据系统直流分量衰减的时间常数  $\tau$  为 45ms 推算的数值。当直流分量衰减的时间常数  $\tau$  较大时, 应通过计算或与制造厂协商确定此数值。

(10) 额定峰值耐受电流。额定峰值耐受电流等于额定短路关合电流。

### 3.3 隔离开关和接地开关

#### 3.3.1 选择一般要求

(1) 隔离开关和接地开关及其操动机构应按下列特性参数选择:

- 1) 形式。
- 2) 额定电压。
- 3) 额定电流 (主母线及各进出线回路)。
- 4) 额定频率。
- 5) 额定绝缘水平。
- 6) 额定短路关合电流 (仅对具有额定短路关合能力的接地开关而言)。
- 7) 额定峰值耐受电流。
- 8) 额定短时耐受电流和短路持续时间。
- 9) 开断母线转移电流。
- 10) 开合容性小电流、感性小电流以及感应电流 (在 GIS 中)。
- 11) 单柱式隔离开关的接触区。
- 12) 操动机构形式、流体压力、操作与控制电源的额定电压和频率。
- 13) 接线端的机械负荷。

(2) 隔离开关和接地开关及其操动机构应按下列使用环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 海拔。
- 3) 污秽。
- 4) 湿度。
- 5) 风速 (仅对户外)。
- 6) 覆冰 (仅对户外)。

7) 地震烈度。

#### 3.3.2 基本技术参数

##### 3.3.2.1 形式

隔离开关形式应根据电站具体条件、短路和过电压等要求, 并考虑最终发展, 选用安全可靠、技术先进、经济合理的产品。

根据安装地点分为户内和户外。

根据相数分为单相式和三相式。

根据结构形式分为单柱式和多柱式。

根据配置接地开关分为无接地开关、单侧和双侧接地开关。

根据操作方式分为操作勾棒、手力和动力操动机构。

根据用途分为一般用、快速分闸用、变压器中性点接地用和快速接地用。

##### 3.3.2.2 额定短时耐受电流

在规定的使用和性能条件下, 在额定短路持续时间内, 隔离开关在关合位置时能承载的电流有效值。额定短时耐受电流等于回路额定短路开断电流。

##### 3.3.2.3 额定峰值耐受电流

额定峰值耐受电流等于额定短路开断电流交流分量有效值的 2.5 倍。

##### 3.3.2.4 额定短路持续时间

252kV 及以上隔离开关的额定短路持续时间为 2s; 126kV 及以下隔离开关的额定短路持续时间为 4s。接地开关的额定短路持续时间可以为配用隔离开关相应数值的一半, 但不得小于 2s。

##### 3.3.2.5 额定短路关合电流

接地开关的额定短路关合电流为其额定短路开断电流交流分量有效值的 2.5 倍。

##### 3.3.2.6 单柱式隔离开关的额定接触区

单柱式隔离开关的额定接触区应满足 DL/T 486 的要求。

##### 3.3.2.7 开断母线转移电流

开断母线转移电流应满足 DL/T 486 的要求。

##### 3.3.2.8 开合容性小电流、感性小电流以及感应电流

(在 GIS 中)

开合容性小电流、感性小电流以及感应电流应满足 DL/T 486 的要求。

#### 3.3.3 设计和结构要求

(1) 隔离开关和接地开关应结构简单、性能可靠、安装调试容易、维护检修安全方便, 金属制造的零件包括联锁元件均应防锈、防腐蚀, 各螺纹连接部分应防止松动, 接地开关应拆卸方便。对户外露铁件 (铸铁除外) 应采用热镀锌或热喷锌等处理。

(2) 隔离开关与其配用的接地开关之间应有可靠的机械连锁, 并应具有实现电气连锁的条件。不带接地开关的隔离开关应具有与携带型接地线连锁的机构。

隔离开关与相应的断路器之间应有可靠的连锁装置。

开关柜应带有防止带负荷开、合隔离开关, 拉、合手车, 防止带电挂接地线, 防止带接地线合隔离开关的连锁装置。

在风压、重力、地震或操动机构与隔离开关、接地开关本体之间的连杆被外力撞击时, 隔离开关、接地开关的结构应能防止从合闸位置断开或从分闸位置转为合闸位置。

(3) 隔离开关和接地开关的接线端子应符合 GB/T 5273 的有关要求。

### 3.4 电流互感器

#### 3.4.1 选择一般要求

(1) 电流互感器应按下列特性参数选择和校验:

- 1) 形式。
- 2) 额定电压。
- 3) 额定一次电流。
- 4) 额定输出。
- 5) 额定频率。
- 6) 绝缘水平。
- 7) 准确级及误差限值。
- 8) 测量和保护要求。
- 9) 额定短时耐受电流。
- 10) 额定峰值耐受电流。
- 11) 接线端的机械负荷。

(2) 电流互感器应按下列使用环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 海拔。
- 3) 污秽。
- 4) 环境湿度。
- 5) 风速 (仅对户外)。
- 6) 覆冰 (仅对户外)。
- 7) 耐受地震烈度能力。

#### 3.4.2 电流互感器基本技术参数

##### 3.4.2.1 形式与配置

根据安装地点分为户内和户外, 根据配电装置整体设计选用。

根据绝缘分为干式、油浸式和 SF<sub>6</sub> 气体绝缘的互感器, 一般 40.5kV 及以下宜采用干式; 40.5kV 以上宜采用油浸式或 SF<sub>6</sub> 气体绝缘的互感器。

根据安装方式分为支持式、套管式、穿墙式、母线式、封闭式 (用于 SF<sub>6</sub> 气体绝缘金属开关设备中) 和组合式 (与其他高压设备组合, 如隔离开关等) 等。

根据用途分为电能计量用、电测量用和继电保护用。

根据特性分为普通型和具有暂态特性型。

根据结构形式分为多匝式、一次贯穿式、正立式和倒立式。

电流互感器的配置详见 DL/T 866—2004 中 4.2 的规定。

##### 3.4.2.2 额定电流

(1) 额定一次电流。电流互感器应根据其所在回路一次设备的额定电流, 或最大工作电流选择适当的额定一次电流。

单电流比和多电流比的电流互感器的额定一次电流应取标准值, 详见 DL/T 725—2000 中 6.4.1 的规定。

(2) 额定二次电流。额定二次电流的标准值为 1A 和 5A。

##### 3.4.2.3 额定输出容量

电流互感器的额定输出容量  $S_b$  应通过电流互感器的二次负荷计算确定, 计算公式为

$$S_b = Z_b I_m^2$$

式中,  $S_b$  为额定输出容量;  $Z_b$  为二次负载;  $I_m$  为额定二次电流。

二次负荷通常由所连接的测量仪表或保护装置与连接导线组成, 计算中应计及不同接线方式和故障形态下的换算系数。

额定输出容量可在下列数值选取: 2.5, 5, 10, 15,

25, 30, 40, 50, 60, 80, 100VA。

##### 3.4.2.4 额定电压和设备最高电压

额定电压和设备最高电压应与所接一次回路的额定电压和最高电压相同。

##### 3.4.2.5 温升限值

电流互感器在一次额定电流、额定频率和额定负荷及负荷的功率因数为 0.8 (滞后) ~1 时, 其温升不应超过标准 GB 1208 规定的温升限值。

##### 3.4.2.6 额定绝缘水平

(1) 一次绕组的额定绝缘水平应符合标准 GB 1208 要求。

(2) 当一次或二次绕组分成两段或多段时, 段间绝缘应能承受额定短时工频耐受电压 3kV。

(3) 二次绕组之间及对地绝缘应能承受额定短时工频耐受电压 3kV。对于有末屏的电流互感器, 末屏端子对二次绕组及地绝缘的额定短时工频耐压为 5kV。二次绕组之间及对地绝缘电阻应不低于 100MΩ。

(4) 绕组匝间绝缘应能承受额定耐受电压 4.5kV (峰值)。

##### 3.4.2.7 爬电比距

电流互感器外绝缘爬电比距应满足规定要求。

##### 3.4.2.8 准确级及误差限值

计量用的电流互感器标准准确级为 0.1, 0.2S, 0.2, 0.5S, 0.5, 1。

测量用的电流互感器标准准确级为 0.5, 1.3。

保护用的电流互感器标准准确级为 5P, 10P。

具有暂态特性的保护用电流互感器标准准确级为 TPS, TPX, TPY, TPZ。

误差限值可从 DL/T 725—2000 《电力用电流互感器订货技术条件》中查取。

##### 3.4.2.9 短时耐受电流和峰值耐受电流

电流互感器应能承受所在一次回路的最大负荷电流、短时耐受电流和峰值耐受电流要求。当互感器一次绕组可串、并切换时, 应按其接线状态下实际短路电流进行校验。

#### 3.4.3 结构要求

(1) 电流互感器应有直径不小于 8mm 的接地螺栓, 或其他供接地线连接用的零件。接地处应有平坦的金属表面, 并在其旁标有明显的接地符号或接地字样。接地零件应有可靠的防锈镀层或采用不锈钢材料。

(2) 电流互感器一次出线端子及紧固件应有可靠的防锈镀层。

(3) 额定电压为 40.5kV 及以上的油浸式电流互感器应有保证绝缘油与外界空气不直接接触或完全隔离的装置, 或其他防油老化措施。

(4) 额定电压为 40.5kV 及以上的油浸式电流互感器应装有油位指示装置, 并应有最低允许油位的标志。

(5) SF<sub>6</sub> 电流互感器应具有良好的密封性能, 在环境温度 20℃ 条件下, 互感器内部 SF<sub>6</sub> 为额定压力时的年漏气率应不大于 1%。SF<sub>6</sub> 气体的湿度和空气含量应符合有关标准规定要求。

### 3.5 电压互感器

#### 3.5.1 选择一般要求

##### 3.5.1.1 电压互感器应按下列特性参数选择:

- (1) 型式。
- (2) 额定一次电压。



- (3) 额定二次电压。
- (4) 额定频率。
- (5) 绝缘水平。
- (6) 额定输出。
- (7) 准确级及误差限值。
- (8) 保护及测量要求。
- (9) 高频特性(兼作载波通信时)。
- (10) 耦合电容(仅电容式电压互感器)。
- (11) 接线端的机械负荷。

**3.5.1.2 电压互感器和电流互感器应按下列使用环境条件校验:**

- (1) 环境温度。
- (2) 海拔。
- (3) 污秽。
- (4) 环境湿度。
- (5) 风速(仅对户外)。
- (6) 覆冰(仅对户外)。
- (7) 耐受地震烈度能力。

### 3.5.2 电压互感器基本技术参数

#### 3.5.2.1 型式、配置与接线

根据安装地点分为户内和户外,根据配电装置整体设计选用。

根据绝缘分为干式、油浸式和充气式,一般 40.5kV 及以下宜采用干式,40.5kV 以上宜采用油浸式或充气式,GIS 封闭开关设备中应采用充气式。

根据接线方式分为三相式和单相式,一般 40.5kV 及以下宜采用三相式,40.5kV 以上宜采用单相式。

根据电压变换原理分为电磁式和电容式。当线路侧电压互感器兼作高频载波通信的耦合电容时,应采用电容式电压互感器;对 126kV 及以上,当输出容量和准确等级满足要求时,宜优先采用电容式电压互感器;在 GIS 封闭开关设备中,一般采用电磁式电压互感器。

电压互感器的配置与接线详见 DL/T 866—2004《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》中 8.2 的规定。

#### 3.5.2.2 额定电压

(1) 额定一次电压。对于三相电压互感器和用于单相系统或三相系统线间的单相互感器,其额定一次电压应为系统标称电压;对于接在三相系统线与地之间或接在系统中性点与地之间的单相互感器,其额定一次电压应为系统标称电压的  $1/\sqrt{3}$  倍。

(2) 额定二次电压。单相系统的单相电压互感器、三相系统线间的单相电压互感器和三相电压互感器,其额定二次电压可取 100V。

三相系统中相与地之间用的电压互感器,当其额定一次电压为系统标称电压  $1/\sqrt{3}$  倍时,额定二次电压为  $100/\sqrt{3}$ V。

(3) 剩余电压绕组的额定电压。用于中性点直接接地系统的电压互感器,其剩余电压绕组额定电压应为 100V;用于中性点非直接接地系统(含消弧线圈接地系统)的电压互感器,其剩余电压绕组额定电压应为  $100/3$ V。

#### 3.5.2.3 额定输出

在负荷功率因数为 0.8(滞后)时,额定输出标准值可选取 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500VA。对三相电压互感器额定输出容量指每相的额定输出。

#### 3.5.2.4 额定电压因数

额定电压因数定义为满足规定时间内的有关热性能要

求,并满足准确级要求的最高电压与额定一次电压的比值。额定电压因数是由最高运行电压决定的,它与系统接地方式和电压互感器一次绕组的连接方式有关。

#### 3.5.2.5 温升限值

电压互感器在规定的电压、额定频率和额定负荷(如果有几个额定负荷时,应是指最大的额定负荷)下,及负荷的功率因数在 0.8(滞后)~1 之间的任一数值时,其绕组温升不应超过 GB 1207 标准的温升限值。

#### 3.5.2.6 额定绝缘水平

(1) 一次绕组的额定绝缘水平应符合标准 GB 1207 要求。

(2) 一次绕组接地的端子应承受额定短时工频耐受电压 5kV(35kV 以下时为 3kV)。

(3) 二次绕组(包括剩余电压绕组)之间及对地绝缘应能承受额定短时工频耐受电压 3kV,当二次绕组分成两段或多段时,段间绝缘应能承受额定短时工频耐受电压 3kV。

(4) 电容式电压互感器的电容分压器、中间电压回路、电抗器绕组端子、中间电压变压器端子等的绝缘水平详见 GB/T 4703—2001《电容器式电压互感器》中 5.2.4 的规定。

(5) 对于在海拔超过 1000m 地区工作的电压互感器,为保证其外绝缘有足够的耐受电压值,一般每增高 100m 增加 1%。

#### 3.5.2.7 短路承受能力

当互感器在额定电压下励磁时,应能承受 1s 外部短路的机械效应和热效应而无损伤。

#### 3.5.2.8 准确级及误差限值

测量、计量用的电压互感器标准准确级为 0.1, 0.2, 0.5, 1.0, 3.0。保护用的电压互感器标准准确级为 3P, 6P。剩余绕组的准确级为 6P。

测量(或计量)和保护用的电压互感器的电压误差和相角误差可从 DL/T 726—2000《电力用电压互感器订货技术条件》中查取。

#### 3.5.2.9 额定电容

电容式电压互感器的电容分压器总电容额定值应优先在下列数值中选取: 5000, 7500, 10 000, 15 000, 20 000pF。

### 3.5.3 结构要求

(1) 电压互感器应有直径不小于 8mm 的接地螺栓,或其他供接地线连接用的零件。接地处应有平坦的金属表面,并在其旁标有明显的接地符号或接地字样。接地零件应有可靠的防锈镀层或采用不锈钢材料。

(2) 电压互感器出线端子应用铜或铜合金制成,并有可靠的防锈镀层及良好的防潮性能。二次出线端子的螺栓直径不得小于 6mm。

(3) 额定电压为 40.5kV 及以上的油浸式电压互感器应有保证绝缘油与外界空气不直接接触或完全隔离的装置,或其他防油老化措施。

(4) 额定电压为 40.5kV 及以上的油浸式电压互感器应装有油位指示装置,并应有最低允许油位的标志。

(5) 油浸式电压互感器的油箱下部应装有取油或放油的阀门,放油用的阀门装设位置应能放出互感器最低处的油。

## 3.6 高压电瓷

### 3.6.1 高压支柱瓷绝缘子

#### 3.6.1.1 选择一般要求

(1) 高压支柱瓷绝缘子应按下列特性参数选择:

1) 电压。

- 2) 绝缘水平。
- 3) 机械荷载。
- (2) 高压支柱瓷绝缘子应按下列使用环境条件校验：
  - 1) 环境温度。
  - 2) 海拔。
  - 3) 湿度。
  - 4) 地震烈度。
  - 5) 污秽。
  - 6) 风速。

3.6.1.2 高压支柱瓷绝缘子基本技术参数及要求

- (1) 额定电压。支柱绝缘子的额定电压分为 7.2, 12, 24, 40.5, 72.5, 126, 252, 363, 550kV。
- (2) 绝缘水平。支柱绝缘子的绝缘水平应符合标准 GB 8287.1 规定。

3.6.2 悬式绝缘子

- (1) 悬式绝缘子应按下列特性参数选择：
  - 1) 型式。
  - 2) 爬电比距。
  - 3) 片数。
  - 4) 机械荷载。
- (2) 悬式绝缘子应按下列使用环境条件校验：
  - 1) 海拔。
  - 2) 污秽。
- (3) 悬式绝缘子型式及每串的片数，可按下列条件选择：
  - 1) 按额定电压和泄漏比距选择。
  - 2) 按内过电压选择。
  - 3) 按大气过电压选择。
  - 4) 导线拉力。
- (4) 在海拔为 1000m 及以下的一级污秽地区，当采用 X-4.5 型或 XP-6 型悬式绝缘子时，耐张绝缘子串的绝缘子片数不应小于表 2.3-4 数值。

表 2.3-4 耐张绝缘子串的绝缘子片数

系统标称电压 (kV)	35	66	110	220	330	500
绝缘子片数	4	6	8	14	20	32

- (5) 在海拔为 1000~4000m 的地区，当需要增加绝缘子数量来加强绝缘时，耐张绝缘子串的绝缘子片数应按式修正：

$$N_H = N[1 + 0.1(H - 1)] \quad (2.3-3)$$

式中， $N_H$  为修正后绝缘子片数； $N$  为海拔为 1000m 及以下的地区绝缘子片数； $H$  为海拔高度，km。

- (6) 330kV 及以上电压的绝缘子串应装设均压和屏蔽装置，以改善绝缘子串电压分布和防止连接金具发生电晕。

- (7) 选择 V 形悬挂的绝缘子串片数时，应考虑邻近效应对放电电压的影响。

- (8) 在空气清洁无明显污秽的地区，悬垂绝缘子串的绝缘子片数可比耐张绝缘子串的同型绝缘子少一片。污秽地区的悬垂绝缘子串的绝缘子片数应与耐张绝缘子串相同。

3.6.3 高压套管

- (1) 高压套管指三相交流输变电系统中高压电气设备、变压器、电抗器、断路器和电气装置上使用，且单独供应的高压设备。应按下列特性参数选择：

- 1) 型式。
- 2) 额定电压。

- 3) 额定电流。
- 4) 绝缘水平。
- 5) 短时耐受电流。
- 6) 机械负荷。
- (2) 高压套管应按下列使用环境条件校验：
  - 1) 环境温度。
  - 2) 海拔。
  - 3) 湿度。
  - 4) 地震烈度。
  - 5) 污秽。
  - 6) 风速。

- (3) 高压套管的型式按绝缘结构、使用场所、运行状态及安装方式分类见表 2.3-5。

表 2.3-5 高压套管的型式

分 类 特 征		类 别
主绝缘结构	电容式	胶黏纸 胶浸纸 油浸纸 浇注树脂 其他绝缘气体或液体
	非电容式	气体绝缘 液体绝缘 浇注树脂 复合绝缘
使用场所		变压器 电抗器 气体绝缘金属封闭开关设备 断路器 变压器—气体绝缘金属封闭开关设备 变压器—电缆终端 穿墙或楼板（详见 3.6.4）
运行状态		户外 户外—浸入式 户内 户内—浸入式 完全浸入式
安装方式		垂直 倾斜 水平

- (4) 额定电压。高压套管的额定电压  $U_N$  取所在回路的最高运行电压。

- (5) 额定电流。高压套管的额定电流  $I_N$  取所在回路的最大持续运行电流。

- (6) 温升。套管在长期施加额定电流  $I_N \pm 2\%$  至稳定后，其各部位的允许最高发热温度和温升应符合 GB/T 4109 的规定。

- (7) 套管的介质损耗因数和电容量

- 1) 套管在工频  $1.05U_N/\sqrt{3}$  电压下的  $\tan\delta$  的最大值应符合标准 GB/T 4109 中的规定。

- 2) 电容式套管的  $\tan\delta$  变化值 ( $\Delta\tan\delta$ ) 在工频电压从  $1.05U_N/\sqrt{3}$  升高到  $U_N$  时应不大于下列规定：

- 油浸纸、胶浸纸为 0.001；  
胶黏纸、气体、浇注树脂为 0.004。

- 3) 套管的电容量在工频  $1.05U_N/\sqrt{3}$  电压下测量，在高压试验以前和以后所测得的电容量的增大值，应小于相当于一层电容量的 75%。



(8) 套管的局部放电量应符合标准 GB/T 4109《高压套管技术条件》规定。

(9) 机械荷载:

1) 套管的接线端子应符合 GB/T 5273《变压器、高压电器和套管的接线端子》规定。

2) 套管允许运行弯曲负荷应满足标准 GB/T 4109 规定。

(10) 安装要求:

1) 对设计为垂直安装的套管,一般允许其轴线与垂直线的安装夹角不超过  $30^\circ$ 。

2) 对设计为水平安装的套管,一般允许其轴线与水平线的安装夹角不超过  $15^\circ$ 。

### 3.6.4 穿墙套管

(1) 穿墙套管按使用场所可分为户内普通型、户内—户外普通型、户内—户外耐污型、户内—户外高原型和户内—户外高原耐污型。

按结构分为带铝导体、带铜导体和不带导体(母线型)三种。

(2) 机械荷载:

1) 穿墙套管的接线端子应符合 GB/T 5273 规定。

2) 穿墙套管的弯曲破坏负荷应符合标准 GB 12944.1 规定。

(3) 温升。带导体套管各部分长期工作时的发热温度不应超过标准 GB/T 4109 规定。

(4) 穿墙套管应能耐受两次温度差为 60K 的温度循环试验而不损坏。

(5) 穿墙套管应能耐受连续 5min 工频火花电压试验而不击穿、损坏或异常发热。

## 3.7 高压并联电容器

### 3.7.1 选择一般要求

(1) 高压并联电容器应按下列特性参数选择:

- 1) 型式。
- 2) 额定电压。
- 3) 额定电流。
- 4) 额定容量。

(2) 高压并联电容器应按下列使用环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 海拔。
- 3) 地震烈度。
- 4) 污秽。

### 3.7.2 高压并联电容器基本技术参数及要求

(1) 额定电压  $U_N$ 。高压并联电容器的额定电压宜选用  $6.3/\sqrt{3}$ ,  $6.6/\sqrt{3}$ ,  $7.2/\sqrt{3}$ ,  $10.5/\sqrt{3}$ ,  $11/\sqrt{3}$ ,  $12/\sqrt{3}$ , 11, 12, 20, 21, 22, 24,  $38.5/\sqrt{3}$ ,  $40.5/\sqrt{3}$ kV。

(2) 额定容量。高压并联电容器的额定容量宜选用 25, 50, 100, 200, 334, 1000, 1200, 1500, 1667, 1800kvar。

(3) 电容偏差。单台电容器的实测电容值与额定值之差不得超过额定值的  $+5\% \sim -3\%$ 。在单台三相电容器中任何两线路端子间测得的最大与最小电容值之比: 200kvar 及以下不大于 1.05, 200kvar 以上不大于 1.02。电容器组实测总电容量与各电容器额定值总和之差不得超过  $+5\% \sim 0$ 。

(4) 损耗角正切值 ( $\tan\delta$ )。电容器在工频交流额定电压下,  $20^\circ\text{C}$  时损耗角正切值应符合下列值:

- 1) 纸膜复合介质的电容器应不大于 0.08%。

2) 全膜介质的电容器: 有放电电阻和内熔丝的应不大于 0.05%; 无放电电阻和内熔丝的应不大于 0.05%。

(5) 电容器芯子最热点温度的要求。电容器在做热稳定试验时, 对芯子最热点温度的要求如下:

- 1) 以十二烷基苯浸渍剂的不高于  $75^\circ\text{C}$ 。
- 2) 其他浸渍剂的不高于  $80^\circ\text{C}$ 。

(6) 局部放电熄灭电压。

1) 在常温下加压至局部放电起始后历时 1s, 降压至 1.35 倍额定电压保持 1min, 然后升压至 1.6 倍额定电压保持 10min, 此时, 应无明显局部放电。对于严寒地区应根据温度类别下限值, 电容器在温度下限时局部放电熄灭电压应不低于 1.2 倍额定电压。

2) 极对壳局部放电熄灭电压, 应不低于 1.2 倍最高运行电压。

(7) 电气强度。电容器极间介质应承受 2.15 倍的额定电压, 历时 10s。

(8) 机械强度:

1) 200kvar 以下的电容器套管应能承受 400N 水平拉力。

2) 200~1000kvar 的电容器套管应能承受 500N 水平拉力。

3) 1000kvar 以上的电容器套管应能承受 900N 水平拉力。

(9) 耐受爆破能量:

- 1) 膜纸复合电容器为  $10\text{kW}\cdot\text{s}$ 。
- 2) 全膜电容器为  $15\text{kW}\cdot\text{s}$ 。

(10) 放电元件。电容器内部放电元件, 应能使电容器断开电源后, 剩余电压在 5min 内由  $\sqrt{2}U_N$  下降至 50V 以下。

(11) 内部熔丝的承受能力、动作要求、隔离要求、耐受短路放电能力和耐久性试验应符合 DL/T 840—2003《高压并联电容器使用技术条件》规定。

(12) 电容器的过负荷能力和绝缘水平应符合 DL/T 840—2003 标准规定。

## 3.8 避雷器

### 3.8.1 选择一般要求

(1) 避雷器应按下列特性参数选择:

- 1) 型式。
- 2) 额定电压。
- 3) 持续运行电压。
- 4) 额定频率。
- 5) 直流 1mA 参考电压。
- 6) 标称放电电流。
- 7) 保护水平。
- 8) 绝缘水平。
- 9) 压力释放额定电流。

(2) 避雷器应按下列使用环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 最大风速。
- 3) 海拔。
- 4) 湿度。
- 5) 污秽。
- 6) 地震烈度。

### 3.8.2 避雷器基本技术参数及要求

#### 3.8.2.1 型式

根据标称放电电流避雷器分类见表 2.3-6。

表 2.3-6 避雷器分类

标称放电电流 (kA)	20	10	5		1.5
避雷器 额定电压 $U_N$ (kV)	$420 \leq U_N$ $\leq 468$	$90 \leq U_N$ $\leq 468$	$5 \leq U_N$ $\leq 17$	$5 \leq U_N$ $\leq 108$	$60 \leq U_N$ $\leq 207$
分 类	变电用 避雷器	变电用 避雷器	配电用 避雷器	变电用 避雷器	变压器中性点 用避雷器

### 3.8.2.2 额定电压

避雷器的额定电压是施加到避雷器端子间的最大允许工频电压，按照此电压所设计的避雷器，能在所规定的动作负载试验中确定的暂时过电压下准确地工作。它是表明避雷器运行特性的一个重要参数，但它不等于系统标称电压。

按 IEC 标准规定，避雷器在注入标准规定的能量后，必须能耐受相当于额定电压数值的暂时过电压至少 10s。

避雷器的额定电压可按式选择

$$U_r \geq k U_t \quad (2.3-4)$$

式中， $U_r$  为避雷器额定电压，kV； $k$  为切除短路故障时间系数，10s 及以下切除故障  $k=1.0$ ，10s 以上切除故障  $k=1.3$ ； $U_t$  为暂时过电压，kV。

典型的避雷器额定电压推荐值及其参数可由 GB 11032—2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》或 DL/T 613—1997《进口交流无间隙金属氧化物避雷器技术规范》中查得。对能满足绝缘配合要求避雷器，宜选择较高的额定电压值以提高避雷器可靠性。如不能满足绝缘配合要求，也可适当降低其额定电压值，但需校核工频过电压能力。

### 3.8.2.3 避雷器持续运行电压

避雷器持续运行电压是允许持久地施加在避雷器端子间的工频电压有效值。一般情况下应不小于 0.8 倍避雷器额定电压，且不得低于以下要求：

直接接地系统不小于  $U_m/\sqrt{3}$ 。

非直接接地系统：10s 及以下切除故障时不小于  $U_m/\sqrt{3}$ ；  
10s 以上切除故障时 35~66kV 不小于  $U_m$ ，3~10kV 不小于  $1.1U_m$ 。

式中， $U_m$  为系统运行最高电压，kV。

### 3.8.2.4 标准标称放电电流

标准 8/20 $\mu$ s 标称放电电流分为 20、10、5、2.5、1.5kA。

### 3.8.2.5 保护水平

(1) 雷电冲击保护水平。标称放电电流 (8/20 $\mu$ s) 下的残压值为避雷器的雷电冲击保护水平。陡波标称放电电流 (1/5 $\mu$ s) 下的残压值与标称放电电流 (8/20 $\mu$ s) 下的残压值之比不得大于 1.15。

(2) 雷电保护因数。电气设备全波冲击绝缘水平与雷电冲击保护水平之比，称为避雷器的雷电保护因数，其值不得小于 1.4。

(3) 操作冲击保护水平。操作冲击电流 (30/60 $\mu$ s) 下的残压值为避雷器的操作冲击保护水平。

(4) 操作保护因数。电气设备操作冲击绝缘水平与操作冲击保护水平之比，称为避雷器的操作保护因数，其值不得小于 1.15。

### 3.8.2.6 绝缘水平

避雷器外套的绝缘水平应符合标准 GB 311.1《高压输变电设备的绝缘配合》规定。

### 3.8.2.7 压力释放等级

在大气中使用带有压力释放装置的避雷器，应按避雷器安装地点可能的最大短路电流 (周期分量) 有效值 (可考虑安装处 10 年内系统发展) 进行选择。

### 3.8.2.8 脱离器

当避雷器发生故障时，脱离器用来将避雷器与系统隔离，以防系统发生永久性故障，并给出故障避雷器的明显指示。

当脱离器无明显、有效、永久的隔离功能时，应能承受 1.2 倍带脱离器的最高额定值避雷器的额定电压，持续时间 1min，电流有效值不超过 1mA。

### 3.8.2.9 机械性能

避雷器机械负荷作用下，应能可靠运行，并能承受电站地震烈度要求。

## 3.9 阻波器

### 3.9.1 阻波器选择一般要求

(1) 阻波器应按下列特性参数选择：

- 1) 型式。
- 2) 额定持续电流。
- 3) 额定电感。
- 4) 额定短时电流。
- 5) 额定频率。
- 6) 绝缘水平。

(2) 阻波器应按下列使用环境条件校验：

- 1) 环境温度。
- 2) 海拔。
- 3) 污秽。

### 3.9.2 阻波器基本技术参数及要求

#### 3.9.2.1 型式

阻波器由电感型式的主线圈、调谐装置以及保护元件组成。根据功能分为单频调谐和频带调谐阻波器；根据结构分为封闭式和开放式。

#### 3.9.2.2 额定持续电流

额定持续电流分为 100、200、400、630、800、1000、1250、1600、2000、2500、3150、4000A。

#### 3.9.2.3 额定短时电流

额定短时电流分为 2.5、5、10、16、20、25、31.5、40、50、63kA。

#### 3.9.2.4 绝缘水平

(1) 阻波器两端间的绝缘。阻波器两端间的绝缘水平由保护元件的额定电压决定。主线圈及调谐装置的绝缘应根据以下因素适当确定：

1) 额定工频下额定短时电流通过主线圈时在两端间感应的工频电压  $U$

$$U = 2\pi f_N L I_{kN} \quad (2.3-5)$$

式中， $U$  为电压，V； $f_N$  为额定工频，Hz； $L$  为主线圈的工频电感，mH； $I_{kN}$  为额定短时电流有效值，kA。

保护元件的短时最高工作电压应高于  $U$ 。

2) 保护元件的波前冲击放电电压、陡波冲击电流残压或标称放电电流残压中取较高值。

(2) 系统电压绝缘。阻波器系统电压绝缘通常由悬式或支柱式绝缘子承担。阻波器的系统电压绝缘水平应与连接在高压电网中其他设备一致，见 GB 311.1。

#### 3.9.2.5 用于高海拔地区的阻波器

如果需要阻波器在海拔 1000~3000m 的地区使用，但



在海拔 1000m 以下试验，空气绝缘（产品中由空气距离形成的绝缘）的试验电压应按 GB 311.1 规定的海拔校正系数予以修正。

### 3.9.2.6 主线圈额定电感

主线圈额定电感分为 0.2, 0.25, 0.315, 0.4, 0.5, 1.0, 1.5, 2mH。

### 3.9.2.7 调谐装置

调谐装置应设计在通过额定持续电流、额定短时电流或紧急过载电流时，主线圈的温升及磁场不会引起阻塞性能的显著变化，也不会引起任何损坏。调谐装置的布置应考虑便于更换。

### 3.9.2.8 保护元件

阻波器的保护元件一般采用金属氧化锌避雷器。避雷器标称放电电流不应小于安装在阻波器后面的站用避雷器的数值，且不允许低于 5kA。

### 3.9.2.9 连续工作要求

当海拔高度不超过 1000m，环境空气温度在  $-40 \sim +40^{\circ}\text{C}$  时，在通过额定持续电流的情况下，阻波器任何部分的温升不应超过表 2.3-7 的限值。

表 2.3-7 阻波器温升限值 $^{\circ}\text{C}$					
耐热等级	A	E	B	F	H
直测法	75	100	110	135	155
电阻法	65	85	90	115	140

当环境空气温度超过  $40^{\circ}\text{C}$ ，且小于  $50^{\circ}\text{C}$  的情况下，则阻波器允许温升应减去  $5^{\circ}\text{C}$ （超过的温度不大于  $5^{\circ}\text{C}$ ）或  $10^{\circ}\text{C}$ （超过的温度不大于  $10^{\circ}\text{C}$ ）。

当环境空气温度超过  $50^{\circ}\text{C}$  时，应进行相关研究确定阻波器允许温升。

当阻波器安装在海拔高于 1000m 的地区，而试验在低于 1000m 的地区进行时，海拔 1000m 以上每增加 500m，温升限值下降 2.5%。

### 3.9.2.10 安装要求

阻波器安装方式主要有悬挂式和支撑式，110kV 及以上系统采用悬挂式时，一般采用 V 形绝缘子。当阻波器重量较重时，一般采用支撑式。

## 3.10 电抗器

### 3.10.1 选择一般要求

（1）电抗器应按下列特性参数选择：

- 1) 型式。
- 2) 额定电压。
- 3) 额定频率。
- 4) 额定容量。
- 5) 额定电抗。
- 6) 绝缘水平。
- 7) 额定持续电流。
- 8) 绕组连接。
- 9) 冷却方式。

（2）电抗器应按下列使用环境条件校验：

- 1) 环境温度。
- 2) 海拔。
- 3) 污秽。
- 4) 湿度。
- 5) 地震烈度。

### 3.10.2 基本技术参数及要求

#### 3.10.2.1 型式

电力系统用的电抗器主要有并联电抗器、限流电抗器、阻尼电抗器和中性点接地电抗器等，变电站主要采用并联电抗器补偿电容电流和限制工频过电压。

根据安装地点分为户内和户外两种，一般 40.5kV 及以下宜采用户内式，40.5kV 以上宜采用户外式。

根据绝缘分为干式和油浸式。

根据相数分为单相和三相。

#### 3.10.2.2 额定电压

电抗器的额定电压为所在系统的额定电压。

#### 3.10.2.3 额定电抗

额定电抗应根据系统计算要求确定。

#### 3.10.2.4 温升

电抗器额定持续电流时的温升限值与短时电流负荷后的温度见 GB 1094.2、GB 6450、GB/T 15164 及 GB/T 17211 中油浸式和干式变压器要求。

#### 3.10.2.5 额定绝缘水平

电抗器的额定绝缘水平应满足 GB/T 1094.3 的规定。

#### 3.10.2.6 电抗器的其他技术要求见变压器有关标准。

## 4 导体的选择

### 4.1 导体分类

（1）变电站使用的导体主要包括敞露硬导体、软导线、气体绝缘封闭输电线路和电缆。

（2）敞露硬导体按导体形状可分为矩形和圆管。矩形导体一般用于变压器中性点设备连接和电器设备之间连接，其材料主要有铜和铝。管形导体主要用于户外敞开式开关站，按其截面形状可分为圆管形、异形和分裂形三种，变电站一般宜采用圆管形；按其支持结构型式可分为支持式和悬吊式，一般宜采用支持式；按材料可分为纯铝、铝锰及铝镁合金等，一般采用铝合金。

（3）软导线主要用于 35kV 及以上户外架空进出线回路和敞开式开关站设备连线及母线，主要有钢芯铝绞线、空心扩径导线和多分裂导线等。

（4）高压电缆主要用于变电站进出线回路，电缆型式主要有自容式充油电缆和挤包绝缘电缆两大类。挤包绝缘电缆又有交联聚乙烯电缆（XLPE）和低密度聚乙烯电缆（LDPE）两种型式。电缆型式应根据变电站所在地区的环境及敷设条件、运行维护经验、防火及环保要求等，通过技术经济比较选用。地下工程、高落差场所等宜优先采用交联聚乙烯电缆或低密度聚乙烯电缆。对于 35kV 及以下线路宜选用交联聚乙烯电缆。

（5）气体绝缘封闭输电线路主要用于变电站大容量进出线回路，主要有  $\text{SF}_6$  气体绝缘和  $\text{N}_2/\text{SF}_6$  混合气体绝缘的两种型式。

### 4.2 导体选择

#### 4.2.1 硬导体

（1）硬导体应根据具体情况，一般按下列技术要求选择：

- 1) 电流。
- 2) 动稳定或机械强度。
- 3) 热稳定。
- 4) 允许电压降。

5) 电晕。

(2) 硬导体尚应按下列使用环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 日照。
- 3) 风速。
- 4) 污秽。
- 5) 海拔。

(3) 在按回路正常工作电流选择导体截面时,导体的长期允许载流量,应按所在地区的海拔及环境温度进行修正。

(4) 验算短路热稳定时,导体的最高允许温度,对硬铝及铝镁(锰)合金可取 200℃;硬铜可取 300℃,短路前的导体温度应采用额定负荷下的工作温度。

裸导体的热稳定可用下式验算

$$S \geq \frac{\sqrt{Q_d}}{C} \quad (2.3-6)$$

$$C = \sqrt{K \ln \frac{\tau + t_2}{\tau + t_1}} \times 10^{-4} \quad (2.3-7)$$

以上式中,  $S$  为裸导体的载流截面,  $\text{mm}^2$ ;  $Q_d$  为短路电流的热效应,  $\text{A}^2 \cdot \text{s}$ ;  $C$  为热稳定系数;  $K$  为常数,铜为  $522 \times 10^6$ ,铝为  $222 \times 10^6 [\text{W} \cdot \text{S}/(\Omega \cdot \text{cm}^4)]$ ;  $\tau$  为常数,铜为 235℃,铝为 245℃;  $t_1$  为导体短路前的发热温度,℃;  $t_2$  为短路时导体最高允许温度,℃,铝及铝镁(锰)合金可取 200℃,铜导体取 300℃。

在不同的工作温度下,  $C$  值可取表 2.3-8 所列数值。

表 2.3-8 不同工作温度下的  $C$  值

工作温度(℃)	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	105
硬铝及铝镁合金	95	93	91	89	87	85	83	81	79	77	75	73
硬铜	181	179	176	174	171	169	166	164	161	159	157	155

(5) 110kV 及以上硬导体宜用铝合金管形导体;500kV 硬导体可采用单根大直径圆管或多根小直径圆管组成的分裂结构,固定方式可采用支持式或悬吊式。

(6) 验算短路动稳定时,硬导体的最大应力不应大于表 2.3-9 所列数值。

表 2.3-9 硬导体的最大允许应力

导体材料及牌号和状态	铜/硬铜	铝及铝合金						
		1060 H112	IR35 H112	1035 H112	3A21 H18	6063 T6	6061 T6	6R05 T6
最大允许应力(MPa)	120/170	30	30	35	100	120	115	125

注 表内所列数值为计及安全系数后的最大允许应力。安全系数一般取 1.7(对应于材料破坏应力)或 1.4(对应于屈服点应力)。

(7) 管形导体荷载组合可采用表 2.3-10 所列条件。

表 2.3-10 荷载组合条件

状态	风速	自重	引下线重	覆冰重量	短路电力	地震力
正常时	有冰时的风速	✓	✓	✓		
	最大风速	✓	✓			
短路时	50%最大风速且不小于 15m/s	✓	✓		✓	
地震时	25%最大风速	✓	✓			相应震级的地震力

注 ✓ 为计算时应采用的荷载条件。

(8) 屋外管形导体的微风振动,可按式(2.3-8)校验

$$v_c = f \frac{D}{A} \quad (2.3-8)$$

式中,  $v_c$  为管形导体产生微风共振的计算风速,  $\text{m/s}$ ;  $f$  为导体各阶固有频率,  $\text{Hz}$ ;  $D$  为铝管外径,  $\text{m}$ ;  $A$  为频率系数,圆管可取 0.214。

当计算风速小于 6m/s 时,可采用下列措施消除微风振动:

- 1) 在管内加装阻尼线;
- 2) 加装动力消振器;
- 3) 采用长托架。

(9) 管形导体在无冰无风正常状态下的挠度,一般不大于  $(0.5 \sim 1) D$  ( $D$  为导体直径)。

(10) 为消除 220kV 及以上管形导体的端部效应,可适当延长导体端部或在端部加装屏蔽电极。

(11) 在有可能发生不同沉陷和振动的场所、硬导体和电器连接处,应装设伸缩接头或采取防振措施。

为了消除由于温度变化引起的危险应力,矩形硬铝导体的直线段一般每隔 20m 左右安装一个伸缩接头。对滑动支持式铝管母线一般每隔 30~40m 安装一个伸缩接头。

(12) 导体伸缩接头的截面不应小于其所连接导体截面的 1.2 倍,也可采用定型伸缩接头产品。

#### 4.2.2 软导体

(1) 硬导体应根据具体情况,一般按下列技术要求选择:

- 1) 电流。
- 2) 动稳定或机械强度。
- 3) 热稳定。
- 4) 允许电压降。
- 5) 电晕。

(2) 硬导体尚应按下列使用环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 日照。
- 3) 风速。
- 4) 污秽。
- 5) 海拔。

(3) 220kV 及以下软导线宜选用钢芯铝绞线;330kV 软导线宜选用空心扩径导线;500kV 软导线宜选用双分裂导线。

(4) 220kV 及以下双分裂导线的间距可取 100~200mm,330kV 及以上双分裂导线的分裂间距可取 200~400mm。

载流量较小的回路,如电压互感器、耦合电容器等回路,可采用较小截面的导线。

在确定分裂导线间隔棒的间距时应考虑短路动态拉力的大小和时间对构架和电器接线端子的影响,避开动态拉力最大值的临界点。对架空导线、间隔棒的间距可取较大的数值,对设备间的连接导线,间距可取较小的数值。

(5) 在空气含盐量较大的沿海地区或周围气体对铝有明显腐蚀的场所,宜选用防腐型铝绞线或铜绞线。

(6) 110kV 及以上导体的电晕临界电压应大于导体安装处的最高工作电压。

单根导线和分裂导线的电晕临界电压可按式(2.3-9)计算

$$U_0 = 84 m_1 m_2 K \delta^{\frac{2}{3}} \frac{m_0}{K_0} \left( 1 + \frac{0.301}{\sqrt{r_0 \delta}} \right) \lg \frac{a_{ij}}{r_d} \quad (2.3-9)$$

$$\delta = \frac{2.895 p}{273 + t} \times 10^{-3} \quad (2.3-10)$$



$$K_0 = 1 + \frac{r_0}{d} 2(n-1) \sin \frac{\pi}{n} \quad (2.3-11)$$

其中

$$\begin{aligned} \text{单根导线} & r_d = r_0 \\ \text{双分裂导线} & r_d = \sqrt{r_0 d} \\ \text{三分裂导线} & r_d = \sqrt[3]{r_0 d^2} \\ \text{四分裂导线} & r_d = \sqrt[4]{r_0 \sqrt{2} d^3} \end{aligned}$$

式中  $U_0$  为电晕临界电压, kV, 线电压有效值;  $K$  为三相导线水平排列时, 考虑中间导线电容比平均电容大的不均匀系数, 一般取 0.96;  $n$  为分裂导线根数, 对单根导线  $n=1$ ;  $d$  为分裂间距, cm;  $m_1$  为导线表面粗糙系数, 一般取 0.9;  $m_2$  为天气系数, 晴天取 1.0, 雨天取 0.85;  $r_0$  为导线半径, cm;  $r_d$  为分裂导线等效半径, cm;  $a_{ij}$  为导线相间几何均距, 三相导线水平排列时  $a_{ij}=1.26a$ ;  $a$  为相间距离, cm;  $\delta$  为相对空气密度;  $p$  为大气压力, Pa;  $t$  为空气温度,  $t=25-0.005H$ ,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $H$  为海拔, m。

海拔高度不超过 1000m 的地区, 在常用相间距离情况下, 如导体型号或外径不小于表 2.3-11 所列数值时, 可不进行电晕校验。

表 2.3-11 可不进行电晕校验的最小导体型号及外径

电压 (kV)	110	220	330	500
软导线型号	LGJ-70	LGJ-300	LGKK-600 2×LGJ-300	2×LGKK600 3×LGJ500
管形导体外径 (mm)	φ20	φ30	φ40	φ60

#### 4.2.3 气体绝缘封闭输电线路 (GIL)

(1) 气体绝缘封闭输电线路应按下列技术条件进行选择:

- 1) 电压。
- 2) 电流。
- 3) 频率。
- 4) 绝缘水平。
- 5) 短时耐受电流。
- 6) 峰值耐受电流。
- 7) 额定短路持续时间。
- 8) 绝缘材料耐热等级。
- 9) 温升。
- 10) 绝缘气体密度。
- 11) 年泄漏率。

(2) 气体绝缘封闭输电线路尚应按下列环境条件校验:

- 1) 环境温度。
- 2) 日温差。
- 3) 最大风速。
- 4) 相对湿度。
- 5) 污秽等级。
- 6) 覆冰厚度。
- 7) 海拔高度。
- 8) 地震烈度。

当在屋内或地下使用时, 可不校验 2)、3)、5)、6) 项。

(3) 在技术经济比较合理时, 下列场所宜选用气体绝缘封闭输电线路:

- 1) 出线场所特别狭窄的地方;
- 2) 和其他电压等级的出线回路交叉时;

- 3) 对可靠性要求特别高的场所;
- 4) 输电容量大。
- (4) 温升。

1) 地面上安装。

采用地面上安装, 应满足 GB 11022 的要求, 同时满足以下要求:

a. 人员可触及部分 GIL 外壳最高温度为  $70^{\circ}\text{C}$ , 人员不可触及部分 GIL 外壳最高温度为  $80^{\circ}\text{C}$ 。

b. GIL 采用直埋安装方式, 通过额定标称电流情况下, 外壳最高温度为  $50^{\circ}\text{C}$ 。为了避免周围土壤完全干燥对 GIL 的影响, 则长期运行温度为  $40^{\circ}\text{C}$ 。

c. GIL 中任何部件的最大温升值应不超过 GB 11022 指定条件下的允许温升限值。

2) 隧道、竖井安装。隧道、竖井中的空气温度由外界空气温度决定, 并视其中有无通风口而定。外壳上可接触部位最高温度为  $70^{\circ}\text{C}$ , 不可接触部位的最高温度为  $80^{\circ}\text{C}$ 。

3) 直埋安装。通过额定电流情况下, 外壳最高温度为  $50^{\circ}\text{C}$ 。为了避免周围土壤完全干燥对 GIL 的影响, 则长期运行温度为  $40^{\circ}\text{C}$ 。

(5) 短时过负荷能力。短时过负荷由过负荷系数及过负荷时间决定。过负荷条件由制造厂和用户在考虑特殊情况 (过负荷值及时间、初始条件、过负荷的温升限值和敷设条件等) 下协商而定。一般要求  $1.2I_N$  (30min)。

(6) 额定短时耐受电流及额定短时电流持续时间。额定短时耐受电流优先从 2.5, 31.5, 40, 50, 63, 80, 100kA 数值中选取。

额定短时电流持续时间: 126kV 及以下为 4s; 252kV 及以上为 2s。

(7) GIL 的接地。

1) 主回路接地。为保证维护检修时的安全性, 要求主回路中的全部可接触部件无论必须或可选的均能接地, 而且打开外壳后, 在维护期间应方便地接地。

接地可采用下列办法:

a. 若无法确定连接回路不带电, 则采用闭合容量等于额定峰值耐受电流的接地开关。

b. 若可以确定连接回路不带电, 则采用无闭合容量或闭合容量小于额定峰值耐受电流的接地开关。

c. 在 GIL 的维修位置采用可移动式接地设备。

在 GIL 上能相互隔离的部分均应能够各自接地。

任一隔离回路中首先接地的开关应能耐受泄放线路中的残余电荷。

2) 外壳接地。所有外壳均应采用多点接地方式。

分相式 GIL 接地线布置在三相短接线处, 其三相短接线截面应能承受长期通过的最大感应电流和接地短路电流; 若采用单点接地方式时, 接地点宜设在 GIL 各连续段壳体的中部, 设备的支撑构架与外壳绝缘 (除利用设备支撑构架接地外) 处。

GIL 宜设置专用的接地母线。所有外壳接地引线应直接接在接地母线上。接地母线与地网连接线截面应按最大单相短路电流的 70% 进行选择。

采用直埋安装方式的 GIL, 外壳接地的设计需考虑防腐测量的需要。

3) 支架接地。GIL 的所有金属支架和钢结构均应可靠接地, 应确保接地系统的连续性。外壳、框架、钢结构之间的连接应考虑到接地电流引起的热应力和机械应力。

(8) 内部故障。应将内部故障产生的电弧对正常运行的



GIL 造成的危害限制到最小。如果在各隔室之间设置有压力释放装置,应将电弧的影响限制在起弧隔室或故障区域内的其他隔室之中。

限于保护系统的特性,要求外壳至少需要具有耐受一定时间燃弧的机械强度。

为确保人身和设备的安全,应采取可靠的防护措施,限制当外壳出现破裂时电弧的对外影响,且不应有任何杀伤碎片。

如采用压力释放装置,应将其布置在对周围环境影响最小并且在正常运行时对人没有危害处。

GIL 中宜设置内部故障点的测定装置,通过其给出需要维修的故障点位置。

(9) 外壳。外壳应是金属的,宜采用铝合金。外壳应固定接地并能耐受在运行中出现的正常压力和瞬时过压。

外壳厚度根据设计压力及下列无烧穿最小耐受时间来确定:

电流值为 40kA 及以上为 0.1s;

电流小于 40kA 为 0.2s。

为避免外壳烧穿,应对故障电流的数值及持续时间、外壳设计及隔室尺寸进行配合。

外壳的连接通常采用法兰和焊接两种连接方式,用户可根据现场安装、运行条件选定。

(10) 导体。导体应采用高导电率的铝合金材料,且应满足强度和温升的要求。导体间可采用固定和滑动连接。

(11) 绝缘子。

1) 支撑绝缘子。支撑绝缘子的机械强度应能承载导体荷载和满足动稳定要求。

2) 隔板。隔板影响到安装、现场试验、维护及气体控制。

隔板通常由绝缘材料制造,但不要求它对人身提供电气安全性。对人身安全的保证需要由设备接地等其他方法来实现,但必须保证相邻隔室在可能出现的最大压力差下的机械安全性。

相邻隔室之间的隔板,不允许出现任何影响绝缘介质电气性能的泄漏。

3) 隔室。GIL 应划分成若干隔室,以满足正常运行以及限制故障范围和方便检修。

隔室长度的划分应考虑:

a. 应将内部故障限制在本隔室内。

b. 当一个隔室检修时,应不影响相邻隔室的正常运行。

c. 每个隔室在气体泄漏或在维修期间压力下降时,应不影响相邻隔室正常运行。

d. 应考虑气体回收装置的容量、分期安装的方便和线路检修的时间。

e. 与外部设备连接的部位,宜进行分隔。

(12) GIL 标准单元。除受场地布置、安装及设计制造等影响及要求,需在局部采用非标准设计外,GIL 应尽可能多采用标准单元,标准单元包括标准直线长度、标准连接和标准弯头等结构,以及方便现场安装和维护的备用单元等。

(13) 压力释放装置。隔室的容积取决于短路电流值及持续时间,若故障引起的压力上升不超过外壳允许压力值,可不设压力释放装置。

对小气室容积和/或安装在隧道里的,可考虑安装压力释放装置。

如果压力释放装置设置在人可以到达的狭窄区域,应针对压力释放时的人身安全采取预防措施。

(14) 伸缩节。由于温度差的存在,各元件之间,各元件与外界间会产生相对位移。

元件间和/或元件与环境间的相对位移或作用力可以根据施工时环境温度值和元件所经的最大温度差,通过测量或计算求得。如果有必要进行补偿,可采用下列方法:

1) 主要元件与外壳之间的位移补偿可通过滑动触点或主元件上使用的类似方法来实现。

2) 外壳自身的位移(基础埋件,土建基础)补偿可通过外壳伸缩节来实现。

应按相应的标准或适当的方法计算外壳的位移和由此产生的力,并阐明其结果。这对于受外部因素,如锚件、土壤压力、土壤类型和线路构造影响的直埋 GIL 尤其重要。

(15) 外部振动。GIL 可能会遇到外部振动。如 GIL 连接安装在通行行人、车辆或火车的桥上。另一种情况是 GIL 直接与变压器连接。

如果 GIL 与振源相连,建议在与输电管线刚性连接的基础元件与振源之间设减振装置来减小机械应力,这样可大幅度降低输电管线路结构上承受的动态机械应力。根据剩余应力与其他荷载的共同作用,基本可确定 GIL 的机械尺寸,并确保该值不超过线路材料的允许应力。

如果 GIL 与桥梁有关,尤其应考虑桥梁对基础的相对位移,它对有关机械尺寸的总应力计算有影响。

(16) 气密性。单个隔室最大年漏气率应不大于 0.5%,整套装置的年漏气率应不大于 0.1%。

(17) 直埋安装时的防腐蚀。针对外壳涂层以及任何有效保护系统的防腐保护,包括现场、土壤/基础材料和条件、外壳材料及采用的接地方式。

通常,GIL 的防腐保护与普通管线及高压充油电缆的保护基本相同。外壳上包有一层或多层橡皮或聚氯乙烯护套。护套通过阻止潮气或水分进入 GIL 金属外壳来实现消极的防腐。

除了消极防腐以外,应另外设置一种有源保护以便在钝化层破坏时起作用。它根据金属外壳材料(钢,铝)采用电化学防腐。保护系统的设置应考虑土壤的状况。

(18) 支架。GIL 的支架对其机械特性有影响。支架的结构因 GIL 的用途、敷设方式以及基础的结构而各不相同。

支架设计中应考虑的作用力和荷载:

1) GIL 的荷载。

2) 支架横梁表面和 GIL 底部间的摩擦力。

3) 温差引起的作用力。

4) 地震作用力。

5) 风荷载。

6) 短路电流作用力。

7) 冰、雪荷载。

支架的设计应注意避免形成闭合回路,以避免支架内产生涡流。

GIL 的支架有以下两种类型:

1) 可滑动、柔性支撑结构支架:这种支架用于支撑 GIL 在热胀冷缩时产生位移的情况。

2) 固定结构支架:这种支架用于固定 GIL 并承受外壳补偿器的热膨胀力和外壳以及内部气体压力(如果有)导致的作用力。

(19) GIL 外部接口。

1) 与架空线连接。GIL 与架空线的连接套管按 GB/T 4109 要求。

2) 与 GIS 连接。与 GIS 连接时,须用隔板将 GIL 和



GIS的不同气室分隔开来。

3) 与变压器、电抗器连接。与变压器、电抗器连接方式如下:

a. 直接连接。与变压器直接相连须满足 GB/T 22382 的要求。

b. 通过套管与变压器连接。与变压器上的户外空气套管连接应满足 GB/T 4109 的要求。

4) 与电缆连接。与电缆相连时, 连接界面的要求按 GB/T 22381 执行。

现场电缆进行直流耐压试验时, 应预先将 GIL 与电缆隔离。

#### 4.2.4 高压电缆

(1) 电缆线路设计应根据电站所在电力系统条件、自然环境、枢纽布置、安装和运行、检修等要求, 合理选定设计方案。

(2) 距离较短电缆线路, 不宜设置中间接头。

(3) 对于 35kV 及以下电缆线路设计应符合 GB 50217 规定。

(4) 高压电缆型式主要有自容式充油电缆和挤包绝缘电缆两大类。挤包绝缘电缆又有交联聚乙烯电缆 (XLPE) 和低密度聚乙烯电缆 (LDPE) 两种型式。

电缆型式应根据电站所在地区的环境及敷设条件、运行维护经验、防火及环保要求等, 通过技术经济比较选用。地下工程、高落差场所等宜优先采用交联聚乙烯电缆或低密度聚乙烯电缆。对于 35kV 及以下线路宜选用交联聚乙烯电缆。

(5) 电缆和附件的电压采用  $U_0/U$  ( $U_m$ ) 表示。其标准值为: 3.6/6 (7.2), 6/10 (12), 8.7/15 (17.5), 12/20 (24), 18/30 (36), 64/110 (126), 127/220 (252), 190/330 (363), 300/500 (550)。

(6) 35kV 以上高压单芯电缆长期允许载流量一般可按制造厂给出的载流量表, 查出或请制造厂提出计算书, 当需要进行校核计算时, 可按下式进行计算

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} \quad (2.3-12)$$

式中:  $I$  为一根导体中流过的电流, A;  $\Delta\theta$  为高于环境温度的导体温升, K;  $R$  为最高工作温度下导体单位长度的交流电阻,  $\Omega/\text{m}$ ;  $W_d$  为导体绝缘单位长度的介质损耗,  $\text{W}/\text{m}$ ;  $\lambda_1$  为电缆金属套损耗相对于该电缆所有导体总损耗的比率;  $\lambda_2$  为电缆铠装损耗相对于该电缆所有导体总损耗的比率;  $T_1$  为一根导体和金属套之间单位长度热阻,  $(\text{K} \cdot \text{m})/\text{W}$ ;  $T_2$  为金属套和铠装衬垫层之间单位长度热阻,  $(\text{K} \cdot \text{m})/\text{W}$ ;  $T_3$  为电缆外护层单位长度热阻,  $(\text{K} \cdot \text{m})/\text{W}$ ;  $T_4$  为电缆表面和周围介质之间单位长度热阻,  $(\text{K} \cdot \text{m})/\text{W}$ 。

注: 环境温度是在正常状态下周围介质的温度, 在敷设或即将敷设电缆的场合下, 任何局部热源会有影响, 但不考虑由此产生的热量会使电缆周围温度升高。

(7) 电缆及附件绝缘水平。雷电冲击耐受电压  $U_p$  应根据工程架空线路的冲击绝缘水平、避雷器的保护特性、架空线路和电缆线路的波阻抗以及雷击点远近等因素通过计算后确定。为了检验电缆系统在安装地点的绝缘配合, 对 190/330kV 及以上超高压电缆, 应考虑操作冲击绝缘水平。电缆外护套绝缘水平选择, 对于高压单芯电缆, 当采用金属护套一端互联接地或三相金属护套交叉互联接地时, 在不接地一端需装设保护器。作用在外护套上的过电压主要取决于保护

器的残压。

(8) 额定短时耐受电流及时间。额定短时耐受电流选择应按电站设计水平年的系统最终规划、短路点选在电缆首端进行短路电流计算。

额定短时耐受电流的持续时间: 110kV 及以下可取 4s; 220kV 及以上可取 2s。

(9) XLPE 电缆由导体、导体屏蔽层、绝缘层、绝缘屏蔽层、缓冲层、金属屏蔽层和 (或) 金属护套、外护套构成。

LDPE 电缆由导体、导体屏蔽层、绝缘层、绝缘屏蔽层、金属屏蔽层或金属护套、外护套构成。

(10) 电缆终端可分为 SF<sub>6</sub> 终端、油浸终端和空气终端。挤包绝缘电缆与 GIS 相连应采用 SF<sub>6</sub> 终端; 挤包绝缘电缆与变压器相连宜采用 SF<sub>6</sub> 终端, 也可采用油浸终端, 采用 SF<sub>6</sub> 终端有利于防火; 电缆与架空导线连接应采用空气终端或 SF<sub>6</sub> 终端。

电缆终端的绝缘水平应不小于所连接电缆的绝缘水平。

(11) 电缆终端的布置要求。

1) 支撑电缆终端的支架, 应能方便电缆穿入和电缆终端及其附件的吊装。

2) 工作电流大于 1500A 时, 钢结构支架不宜围绕电缆构成闭合磁路, 或以非磁性材料隔断。

3) 底座绝缘子的设计, 应能使不吊起终端就能更换绝缘子。

4) 金属护套接地连接箱宜布置在支架上, 金属护套绝缘保护器应布置在接地连接箱内或支架上人不能触及的位置, 布置应使同轴电缆连接最短。同轴电缆截面应满足热稳定要求, 绝缘水平与外护套的绝缘水平相同。

5) 布置于户内时, 应按试验要求在一侧留有足够的试验场地。

(12) 金属护套接地方式的选择

金属护套接地宜按下列三种方式设计:

1) 一端直接接地。电缆线路不长, 且金属护套上任一点的正常感应电压不超过规定时, 应采用一端直接接地方式。

2) 两端直接接地。传输容量很小或利用率低的电缆线路可采用两端直接接地。

3) 交叉互联接地。电缆线路较长, 采用一端直接接地的感应电压超过规定时, 应采用交叉互联接地方式, 见图 2.3-1。

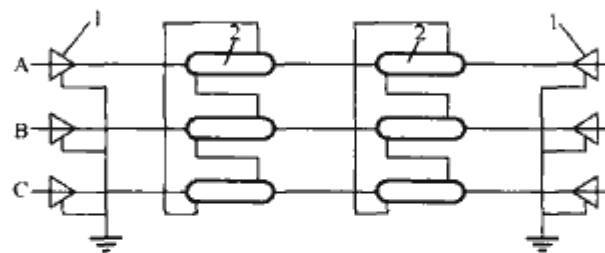


图 2.3-1 交叉互联接地

1—终端; 2—金属护套绝缘接头

4) 单芯电力电缆金属护套采用一端直接接地方式时, 另一端则应通过金属护套绝缘保护器接地。

电缆金属护套的接地点原则上可选择在电缆的任一端。当电缆两端所连接的电气设备不同, 接地点可按如下的规定选择:

a. 电缆一端连接变压器另一端连接架空线路, 金属护套的接地点宜设在电缆与架空线连接的一端, 并三相互联

接地。

b. 电缆一端连接 GIS, 另一端连接架空线路, 金属护套的接地点应设在电缆与架空线连接的一端, 并三相互联接地。

c. 电缆一端连接 GIS 另一端连接变压器, 金属护套的接地点宜设在电缆与 GIS 连接的一端, 并三相互联接地。

#### (13) 回流线

1) 为降低 220kV 及以上电缆外护套绝缘所承受的工频过电压, 应装设回流线。

2) 回流线应采用绝缘电缆, 在三相电缆之间也按“三七开”布置并两端接地, 见图 2.3-2。

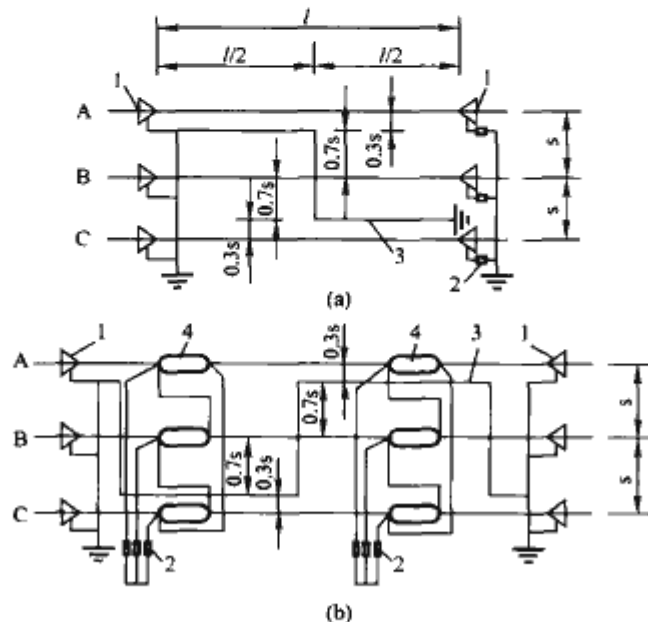


图 2.3-2 回流线布置和保护器接线

(a) 金属护套一端接地; (b) 金属护套三相交叉互联接地

1—终端; 2—保护器; 3—均压线或回流线;

4—金属护套绝缘接头

3) 回流线宜采用铜芯电缆, 其绝缘等级宜采用 10kV 电压级或与电缆金属护套绝缘相匹配。

#### (14) 电缆敷设要求。

1) 电缆路径选择应符合下列规定:

- 远离油库等易燃、易爆场所;
- 路径要短, 且便于敷设与维护;
- 弯道要少, 并应满足电缆允许的弯曲半径;
- 采用充油电缆时, 应注意路径高程变化, 避免出现驼峰;

e. 避开将要挖掘施工的地方。

2) 根据工程情况, 可设置隧道、竖井、斜井或沟道敷设电力电缆, 也可采用直埋方式敷设。

3) 易燃气体或易燃液体管道、供热管道等不应与电缆在同一构筑物中敷设。

4) 电缆隧道与公路或铁路交叉时, 隧道顶距地面应大于 1500mm。

5) 在厂区内电缆不宜采取直埋敷设。

6) 当需穿管通过楼板或隔墙时, 宜采用 PVC 管。

7) 电缆敷设方式有直线形敷设、蛇形敷设及水平悬吊式敷设。

#### (15) 电缆的支持与固定。

1) 电缆支架的机械强度应满足电缆及其固定件和安装时的荷重 (如纵向拉力、电缆传输装置和人体重量等)。构成环形支架时, 应采用非磁性材料隔断。

2) 刚性固定的电缆线路, 电缆支架都固定在构筑物上, 不产生位移。

3) 挠性固定的电缆线路, 电缆支架有固定支架和活动支架两种。固定支架固定在构筑物上, 不产生位移。活动支架不固定在构筑物上, 它随电缆热胀冷缩在垂直于电缆轴线方向上往返位移; 也可固定在构筑物上, 但可随电缆弯曲度的变化而转动。

4) 悬吊式敷设的电缆线路, 它的吊具和悬臂支架梁可用钢材加工, 但需做防锈处理。其机械强度应满足规定的要求。

5) 固定电缆的夹具, 应用非磁性材料如铝合金、塑料等制作, 并满足该回路短路电流作用下的机械强度, 表面应光洁, 安装要简便。

(16) 交流单相电力电缆金属护层, 必须直接接地, 且在金属护层上任一点非接地的正常感应电压, 应符合下列规定:

1) 未采取不能任意接触金属护层的安全措施时, 不得大于 50V。

2) 除 1) 项情况外, 不得大于 100V。

(17) 对重要回路且可能有过热部位的电缆线路, 宜设有温度检测装置。

(18) 重要回路单相交流电缆金属屏蔽层以一端直接接地或交叉互联接地时, 该电缆线路宜设有护层绝缘监察装置。



## 第4章 变电站电气设备布置

变电站电气设备主要是指 6kV 及以上电压等级的高压配电装置,近年来,随着电力建设的快速发展,我国电网的最高电压等级已经达到 750kV,新技术、新设备不断出现。高压配电装置选择及布置设计,应力求做到技术先进、经济合理、运行可靠、安装和维护方便;应根据电力负荷的性质及容量、变电站的接线及运行方式、环境条件、安装维护等要求,合理选用设备和制订布置方案;应合理的采用成熟的新技术、新设备和新材料,并坚持节约用地的原则和考虑环境保护要求。

### 1 高压配电装置的型式和设计原则

#### 1.1 高压配电装置的型式

(1) 按开关设备的型式分为敞开式配电装置、气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)、成套配电装置和混合式配电装置四种。

(2) 按布置位置分为屋外配电装置和屋内配电装置。屋外配电装置可分为屋外敞开式配电装置、屋外气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)、屋外混合式配电装置;屋内配电装置可分为屋内敞开式配电装置、屋内气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)、屋内混合式配电装置及屋内成套配电装置等。屋外敞开式配电装置又分为高型、半高型及中型布置等多种型式。

配电装置分类型式如图 2.4-1 所示。

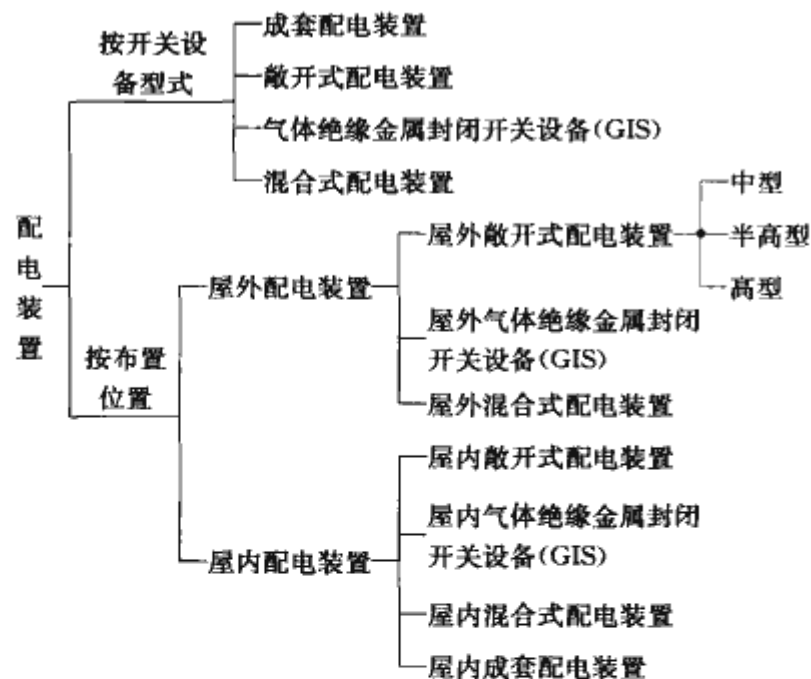


图 2.4-1 配电装置型式分类

#### 1.2 高压配电装置的设计原则

##### 1.2.1 概述

高压配电装置的设计应结合工程的环境条件、地形地貌、工程规模、枢纽布置、进出线方式、环境保护及设备制造等因素,通过对敞开式开关设备、气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)、成套开关设备和混合式开关设备的技术经济

比较,择优选用。在技术经济比较中,应将型式选择和布置方式相结合。除考虑设备造价和土建费用外,还应考虑年运行费用和事故损失费用。对于分期建设和改扩建工程,除应考虑以上费用外,还应考虑施工停电损失费用等。

(1) 35kV 及以下电压配电装置宜采用成套及屋内配电装置。

(2) 110kV 及以上电压等级配电装置根据经济技术比较可以采用屋外或屋内配电装置。

(3) 下列工程条件宜选用 GIS 配电装置。地下洞室内设置的配电装置,地处深山峡谷、土石方开挖量大的配电装置,环境条件恶劣,如严重的水泥雾区、重冰雹频繁地区、重污秽地区、高烈度的地震区、高寒地区等,国家级风景区。

##### 1.2.2 遵循国家规范

高压配电装置的设计应严格遵守国家现行经济政策、法律法规、国家及部颁的各种规程规范。运用典型设计、通用设计等成熟经验,与具体工程实际结合,因地制宜做出技术先进、经济合理的设计。

##### 1.2.3 节约用地

我国人口众多,平均每人占有耕地面积较少,故节约用地是我国现代化建设的一项战略性方针。配电装置少占地、不占良田和避免大量开挖土石方,是选择布置方式的一项基本原则。

各种型式配电装置占地面积的比较,若以屋外普通中型为 100%,则:屋外分相中型为 70%~80%;屋外半高型为 50%~60%;屋外高型为 40%~50%;屋内型为 25%~30%;SF<sub>6</sub> 气体绝缘金属封闭开关设备为 5%~10%。

##### 1.2.4 运行安全和操作巡视方便

配电装置布置要清晰整齐,应便于设备的安全运行和操作维护。在运行中,必须满足对设备和人身的安全要求,例如:保证各种电气安全净距,采取防火、防爆和蓄油排油措施,并要考虑巡视操作方便以及设置巡视操作走道等。

##### 1.2.5 满足检修、安装和试验要求

对于不同型式的配电装置,均应考虑设备搬运、安装、检修和试验的方便,设置设备搬运通道及检修位置,配电装置的布置应便于扩建和过渡。

##### 1.2.6 适应各种环境条件

我国地域辽阔,配电装置所在地区的环境差异较大,配电装置设计要因地制宜,保证配电装置在重污秽地区、高烈度地震地区和高海拔地区的安全可靠运行。

##### 1.2.7 经济合理

配电装置在满足上述要求的条件下,应采取有效措施,减少占地面积,减少三材消耗,努力降低造价。

### 2 配电装置的布置

配电装置的布置,除满足设备的操作、搬运、检修、试验和巡视的要求外,还应符合安全、消防、节约用地的有关规定。

2.1 安全净距

配电装置的布置尺寸是综合考虑设备外形尺寸、电气绝缘距离、检修维护和搬运的安全距离等因素而决定的。各种间隔距离中最基本的是空气中的最小安全净距，即《高压配电装置设计技术规程》中规定的A值，它表明带电部分至接地部分或相间的最小安全净距。只要满足了安全净距的要求，不论正常还是过电压情况下，都不会发生空气绝缘的电击穿。其余的B、C、D值是在A值的基础上，加上运行维护、搬运和检修工具活动范围及施工误差等尺寸而确定的。

2.1.1 屋外配电装置的安全净距

(1) 屋外配电装置的安全净距应不小于表 2.4-1 所列数值，并按图 2.4-2~图 2.4-5 校验。当屋外电气设备外绝缘体最低部位距地面小于 2.5m 时，应装设固定遮栏。

表 2.4-1 屋外配电装置的安全净距		mm							
符号	适应范围	额定电压 (kV)							
		3~10	15~20	35	63	110	220	330	500
A <sub>1</sub>	带电部分至接地部分之间								
	网状遮栏向上延伸线距地 2.5m 处与遮栏上方带电部分之间	200	300	400	650	900	1800	2500	3800
A <sub>2</sub>	不同相带电部分之间 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	200	300	400	650	1000	2000	2800	4300
B <sub>1</sub>	设备运输时，其外廓至无遮栏带电部分之间 交叉的 不同时停电检修的无遮栏带电部分之间 栅状遮栏至绝缘体和带电部分之间 带电作业时的带电部分至接地部分之间	950	1050	1150	1400	1650 (注 3)	2550 (注 3)	3250 (注 3)	4550 (注 3)
B <sub>2</sub>	网状遮栏至带电部分之间	300	400	500	750	1000	1900	2600	3900

续表

符号	适应范围	额定电压 (kV)							
		3~10	15~20	35	63	110	220	330	500
C	无遮栏裸导体至地面之间								
	无遮栏裸导体至建筑物、构筑物顶部之间	2700	2800	2900	3100	3400	4300	5000	7500
D	平行的不同时停电检修的无遮栏带电部分之间 带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间	2200	2300	2400	2600	2900	3800	4500	5800

- 注 1. 110、220、330、500kV 为中性点有效接地电网。  
2. 对于 220kV 及以上电压，可按绝缘体电位的实际分布，采用相应的 B<sub>1</sub> 值进行校验。此时，允许栅状遮栏与绝缘体的距离小于 B<sub>1</sub> 值。当无给定的分布电位时，可按线性分布计算。校验 500kV 相间通道的安全净距，也适用于此原则。  
3. 带电作业时，不同相或交叉的不同回路带电部分之间，其 B<sub>1</sub> 值可取 A<sub>2</sub> + 750mm。  
4. 500kV 的 A<sub>1</sub> 值，双分裂软导线至接地部分之间可取 3500mm。  
5. 海拔超过 1000m 时，A 值应进行修正。  
6. 本表所列各值不适用于制造厂的产品设计。

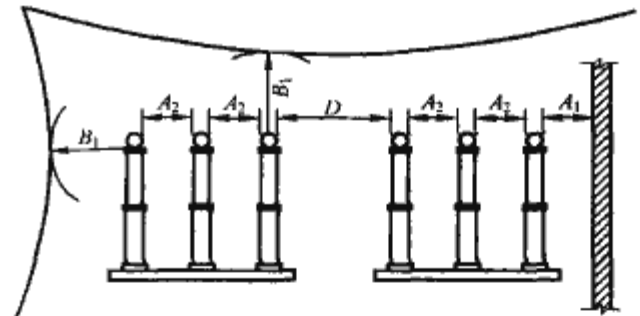


图 2.4-2 户外 A<sub>1</sub>、A<sub>2</sub>、B<sub>1</sub>、D 值校验图

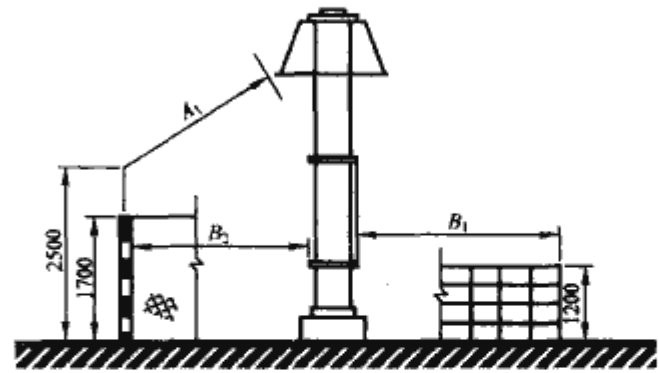


图 2.4-3 户外 A<sub>1</sub>、B<sub>1</sub>、B<sub>2</sub> 值校验图

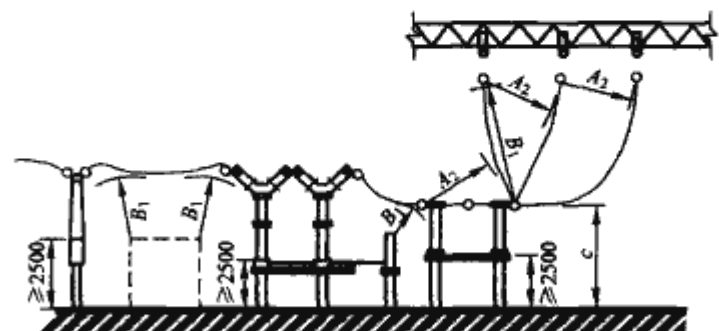


图 2.4-4 户外 A<sub>2</sub>、B<sub>1</sub>、C 值校验图



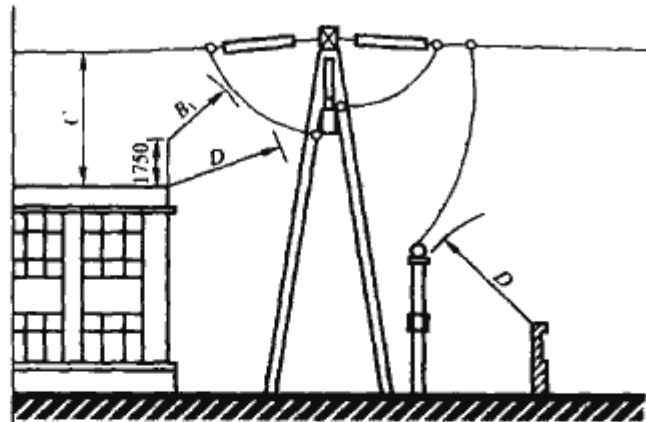


图 2.4-5 户外  $B_1$ 、 $C$ 、 $D$  值校验图

(2) 屋外配电装置使用软导线时, 在不同条件下, 带电部分至接地部分和不同相带电部分之间的安全净距, 应根据表 2.4-2 进行校验, 并应采用其中最大数值。

表 2.4-2 不同条件下的计算风速和安全净距 mm

条件	校验条件	计算风速 (m/s)	A 值	额定电压 (kV)					
				35	63	110	220	330	500
外过电压	外过电压和风偏	10 (注 1)	$A_1$	400	650	900	1800	2400	3200
			$A_2$	400	650	1000	2000	2600	3600
内过电压	内过电压和风偏	最大设计风速的 50%	$A_1$	400	650	900	1800	2500	3500
			$A_2$	400	650	1000	2000	2800	4300
最大工作电压	1. 最大工作电压、短路和风偏 (取 10m/s 风速) 2. 最大工作电压和风偏 (取最大设计风速)		$A_1$	150	300	300	600	1100	1600
			$A_2$	150	300	500	900	1700	2400

注 1. 在气象条件恶劣的地区 (如最大设计风速为 35m/s 及以上, 以及雷暴时风速较大的地区), 其计算风速采用 15m/s。  
2. 当 220、330、500kV 采用降低绝缘水平的设备时, 其相应的 A 值可适当缩小。

2.1.2 屋内配电装置的净距

屋内配电装置的安全净距不应小于表 2.4-3 所列数值, 并按图 2.4-6 和图 2.4-7 校验。当屋内电气设备外绝缘体最低部位距地面小于 2.3m 时, 应装设固定遮栏。

表 2.4-3 屋内配电装置的安全净距 mm

符号	适应范围	额定电压 (kV)								
		3	6	10	15	20	35	63	110	220
$A_1$	带电部分至接地部分之间 网状和板状遮栏向上延伸线距地 2.3m 处与遮栏上方带电部分之间	75	100	125	150	180	300	550	850	1800
$A_2$	不同相带电部分之间 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间	75	100	125	150	180	300	550	900	2000

续表

符号	适应范围	额定电压 (kV)								
		3	6	10	15	20	35	63	110	220
$B_1$	栅状遮栏至带电部分之间 交叉的不停电检修的无遮栏带电部分之间	825	850	875	900	930	1050	1300	1600	2550
$B_2$	网状遮栏至带电部分之间	175	200	225	250	280	400	650	950	1900
$C$	无遮栏裸导体至地 (楼) 面之间	2375	2400	2425	2450	2480	2600	2850	3150	4100
$D$	平行的不停电检修的裸导体之间	1875	1900	1925	1950	1980	2100	2350	2650	3600
$E$	通向屋外的出线套管至屋外通道的路面	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4500	5000	5500

注 1. 110、220kV 为中性点有效接地电网。  
2. 当为板状遮栏时, 其  $B_2$  值可取  $A_1 + 30\text{mm}$ 。  
3. 通向屋外配电装置的出线套管至屋外地面的距离, 不应小于表 2.4-1 中所列屋外部分之  $C$  值。  
4. 海拔超过 1000m 时, A 值应进行修正。  
5. 本表所列各值不适用于制造厂的产品设计。

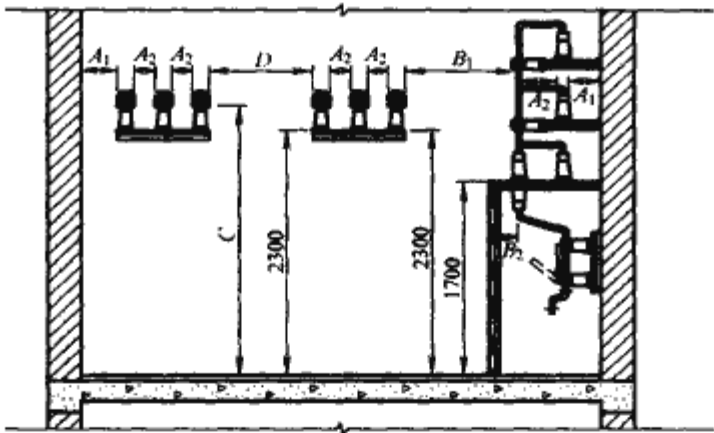


图 2.4-6 屋内  $A_1$ 、 $A_2$ 、 $B_1$ 、 $B_2$ 、 $C$ 、 $D$  值校验图

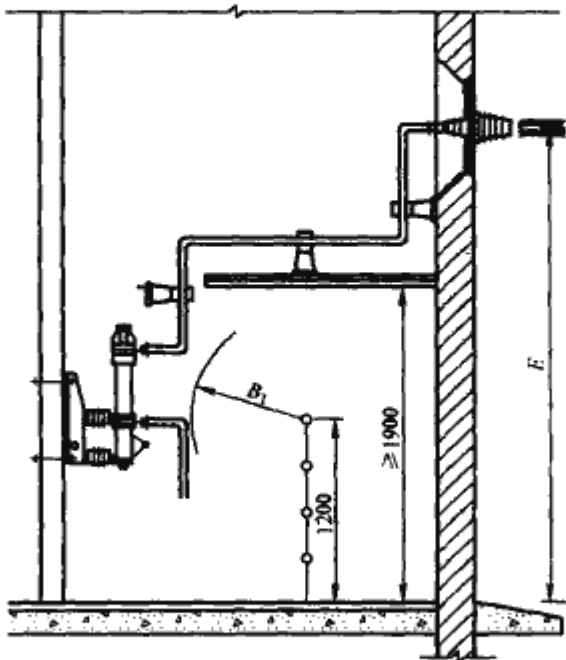


图 2.4-7 屋内  $B_1$ 、 $E$  值校验图

### 2.1.3 B、C、D 值的确定

$B_1$  值是指带电部分至栅栏的距离和可移动设备外廓在移动中至无遮栏带电裸导体的净距。 $B_1 = A_1 + 750\text{mm}$ 。一般运行人员手臂误入栅栏时手臂长不大于 750mm，设备移动时摆动也不会大于此值。导线垂直交叉且要求不同时停电检修时，检修人员在导线上下活动范围也为此值。

$B_2$  值是指带电部分至网状遮栏的净距， $B_2 = A_1 + 30 + 70$  (mm)。一般运行人员手指误入网状遮栏时手指长不大于 70mm，另外考虑 30mm 的施工误差。

$B_3$  是指带电部分至板状遮栏的净距， $B_3 = A_1 + 30\text{mm}$ ，因为运行人员手指无误入可能。

C 值是保证人举手时，手与带电裸导体之间净距不小于  $A_1$  值， $C = A_1 + 2300 + 200$  (mm)。因为一般运行人员举手后总高度不超过 2300mm，另外考虑屋外配电装置施工误差 200mm (屋内不考虑此误差)。在积雪严重地区，还应考虑积雪的影响，该距离可适当加大。

规定围栏向上延伸线距地 2.5m 处 (屋内为 2.3m) 与围栏上方带电部分的净距，不应小于  $A_1$  值，以及屋外电气设备的套管和绝缘子绝缘最低部分距地小于 2.5m 时，应装设固定围栏，都是为了防止人举手时触电。

D 值是保证配电装置检修时，人和带电裸导体之间净距不小于  $A_1$  值， $D = A_1 + 1800 + 200$  (mm)。一般检修人员和工具的活动范围不超过 1800mm，因屋外条件较差，另增 200mm 的裕度。规定带电部分至围墙顶部的净距和带电部分至配电装置以外的建筑物的净距不应小于 D 值，也是考虑检修人员工作时不致触电。

E 值是指穿墙出线套管中心线至屋外通道路面的净距， $E = A_1 + 3500\text{mm}$ ，并取整数值。因为人站在汽车上举手高度不大于 3.5m。

## 2.2 施工、运行和检修的要求

### 2.2.1 施工要求

(1) 110kV 及以上屋外配电装置应设置环行道路，如成环有困难时应具备回车条件。

(2) 屋外配电装置道路宽度宜为 3.5m；大门至主控制楼、主变压器的主通道，220kV 配电装置可加宽至 4.5m；330kV 及以上配电装置可加宽至 5.5m；屋外配电装置内的检修通道和 500kV 屋外配电装置的相间通道宽度宜为 3m。

屋外配电装置内的道路转弯半径不应小于 6m。主干道的转弯半径应根据通行大型平板车的技术性能确定，220kV 配电装置为 9~12m，330kV 及以上为 15m。

屋外配电装置内的道路纵坡不宜大于 6%，山区或受条件限制的地段可加大至 8%。

屋外配电装置内道路宜采用混凝土或沥青路面。

(3) 大容量变压器应设置固定滑车用的地锚，以便于使用卷扬机搬运设备。

变压器在安装检修过程中若需进行吊罩检查，一般就地采用汽车起重机起吊。布置时应综合考虑变压器架构高度和变压器周围的检修场地。

(4) 屋内配电装置应考虑设备搬运的方便，如在墙上和楼板上设搬运孔等。搬运孔尺寸一般按设备外形加 0.3m 考虑。搬运通道一般可比最大设备宽度宽 0.4m 以上。

(5) 电气设备布置时必须考虑施工误差，不宜选用规程规定的最小值。

(6) 配电装置的布置必须考虑分期建设和扩建过渡的便利。从主接线特点、进出线布置和分期过渡等情况综合分

析，尽量做到过渡时少停电或不停电，为施工安全和便利提供有利条件。

### 2.2.2 运行、检修要求

(1) 各级配电装置的布置必须满足消防要求。

(2) 各级配电装置之间，以及它们和各种建(构)筑物之间的距离和相对位置，应按最终规模统筹规划，充分考虑运行的安全和便利。综合考虑的因素主要有：

1) 进出线方向。

2) 避免和减少各级电压架空出线的交叉。

3) 缩短主变压器各侧引线的长度，避免交叉，并注意平面布置的整体性。

4) 架空出线间隔的排列应根据出线走廊规划的要求，尽量避免交叉。单列布置时，尽可能不在两个相邻间隔同时引出架空线。

(3) 各级配电装置各回路的相序排列应尽可能一致。一般为面对出线电流流出方向自左至右、由远而近、从上到下按 A、B、C 相顺序排列。

(4) 屋外配电装置内巡视通道应根据运行巡视和操作需要设置，并结合地面电缆沟的布置确定巡视路线。巡视通道宽度宜为 0.7~1.0m，当纵坡大于 8% 时，宜有防滑措施或做成踏步。

(5) 高型布置的屋外配电装置，应设高层通道和必要的围栏。通道宽度：220kV 可采用 3.0~3.6m，110kV 可采用 2.0m。通道两侧应设高出通道 100mm 的护沿，并应设置两个楼梯，楼梯的宽度应不小于 800mm、坡度不大于 45°、表面应有防滑措施。

当相邻两高型配电装置之间，或高型配电装置的上层通道与控制楼之间的距离较近时，宜设置露天天桥。屋内配电装置楼与控制楼之间的距离较近时，亦宜设置天桥。

(6) 配电装置室内各种通道的最小宽度(净距)应符合表 2.4-4 的规定。

表 2.4-4 配电装置室内通道的最小宽度(净距) mm

通道 布置方式种类	维护通道	操作通道	
		固定式	手车式
设备单列布置	800	1500	单车长+1200
设备双列布置	1000	2000	双车长+900

注 1. 通道宽度在建筑物的墙柱个别突出处，允许缩小 200mm。  
2. 手车式开关柜不需进行就地检修时，其通道宽度可适当减小。  
3. 固定式开关柜靠墙布置时，柜背离墙距离宜取 50mm。  
4. 当采用 35kV 手车式开关柜时，柜后通道宽度不宜小于 1.0m。

(7) 屋内布置的 GIS 应设置通道，通道宽度应满足搬运气体回收装置和试验设备的需要，但不宜小于 1.5m。屋外布置的 GIS，其通道宽度应根据现场作业要求确定。

(8) 设置于屋内的油浸变压器，其外廓与变压器室四壁的最小净距不应小于表 2.4-5 所列数值。

表 2.4-5 油浸变压器外廓与变压器室四壁的最小净距 mm

变压器容量 (kVA)	1000 及以下	1250 及以上
变压器与后壁、侧壁之间	600	800
变压器与门之间	800	1000

注 对于就地检修的变压器，变压器室的室内高度可按吊芯所需的最小高度再加 700mm，宽度可按变压器两侧各加 800mm 确定。

(9) 设置于屋内的干式变压器，其外廓与四周墙壁的净距不应小于 0.6m，干式变压器之间的距离不应小于 1m，并应满足巡视维修的要求。

全封闭型的干式变压器可不受上述距离的限制。

(10) 发电厂及大型变电站的屋外配电装置，其周围应



设置围栏，高度不应小于 1.5m。变电站的站区围墙宜采用高度为 2.2~2.5m 的实体墙。

(11) 配电装置中电气设备的栅栏高度，不应小于 1.2m，栅栏最低栏杆至地面的净距，不应大于 200mm。

配电装置中电气设备的网状遮栏高度，不应小于 1.7m，遮栏网孔不应大于 40mm×40mm。

遮栏门应装锁。

(12) 在安装有油断路器的屋内间隔内除设置遮栏外，对就地操作的油断路器及隔离开关，应在其操动机构处设置防护隔板，宽度应满足人员操作的范围，高度不应小于 1.9m。

(13) 屋外的母线桥，当外物有可能落在母线上时，应根据具体情况采取防护措施。

(14) 当屋内配电装置长度超过 60m 时，应在两侧操作通道之间设置联络通道，以便于运行人员巡视和处理事故。联络通道的位置可结合配电装置室的中部出口及伸缩缝一并考虑。对于多层配电装置，应在中部设置楼梯。

2.3 中型配电装置的常用尺寸

配电装置软母线的相间距离是在最小安全净距 ( $A_2$  值)

基础上，再加上软母线跨距中央的短路、风偏摇摆。这个摇摆比较大，一般都大于带电作业人的活动范围，故软母线相间距离受导线摇摆控制。但采用铝管母线时却不同，母线固定不动，没有摇摆。为节约占地，原则上铝管母线的相间距离只要使金属带电部分间净尺寸不小于最小安全净距即可满足要求。因此，它由带电作业时人的水平活动范围控制，而这个活动范围又由带电作业的内容、工具和方法等因素决定。管形母线带电作业不如软母线方便，因为管形母线的机械强度差，不能直接上人。同时，管形母线的相间距离又较软母线小，因而比较困难，需设置专门的管形母线检修用的升降机式检修台。检修台的四周应有防护设施，它的作用除保护工作人员安全外，还能起到限制工作人员活动范围的作用。

(1) 35~500kV 中型配电装置通常采用的有关尺寸见表 2.4-6。

(2) 在选用出线架构宽度时，应使出线对架构横梁垂直线的偏角  $\theta$  不大于下列数值：35kV 为  $5^\circ$ ，110kV 为  $20^\circ$ ，220kV 为  $10^\circ$ ，330kV 为  $10^\circ$ ，500kV 为  $10^\circ$ 。如出线偏角大于上列数值，则需要采取出线挂点偏移、最大架构宽度等措施，并对其跳线的安全净距进行校验。

表 2.4-6 软母线中型配电装置的常用尺寸 m

名 称		电压等级 (kV)					
		35	66	110	220	330	500
弧垂	母线	1.0	1.1	0.9~1.1	2.0	2.0	3.0~3.5
	进出线	0.7	0.8	0.9~1.1	2.0	2.0	3.0~4.2
线间距离	$\pi$ 形母线架	1.6	2.6	3.0	5.5	—	—
	门形母线架	—	1.6	2.2	4.0	5.0	6.5~8.0
	进出线架	1.3	1.6	2.2	4.0	5.0	7.5~8.0
架构高度	母线架	5.5	7.0	7.3	10.0~10.5	13.0	16.5~18.0
	进出线架	7.3	9.0	10.0	14.0~14.5	18.0	25.0~27.0
	双层架	—	12.5	13.0	21.0~21.5	—	—
架构宽度	$\pi$ 形母线架	3.2	5.2	6.0	11.0	—	—
	门形母线架	—	6.0	8.0	14.0~15.0	20.0	24.0~28.0
	进出线架	5.0	6.0	8.0	14.0~15.0	20.0	28.0~30.0

3 6~35kV 配电装置

6~35kV 配电装置因为电压较低，电气设备体积及最小安全净距 A、B、C、D 值均较小，因而广泛采用标准化的成套配电装置。

成套配电装置系在制造厂内按照变电站电气接线的要求组成成套配电装置。把装配式配电装置的每个间隔内设备，在制造厂将其组装在开关柜内，从而使配电装置的间隔小型

化、成套化。这种布置只要合理选用制造厂生产的各种标准单元的开关柜，按照电气接线要求组合在一起，即成为标准化的成套配电装置。

随着成套配电装置在 6~35kV 配电装置屋内布置方式中的普及，屋内装配式布置已经基本不采用。

6~10kV 基本不采用屋外敞开式配电装置，35kV 屋外配电装置布置型式多为中型。图 2.4-8 为单母线 35kV 进出线间隔断面图。

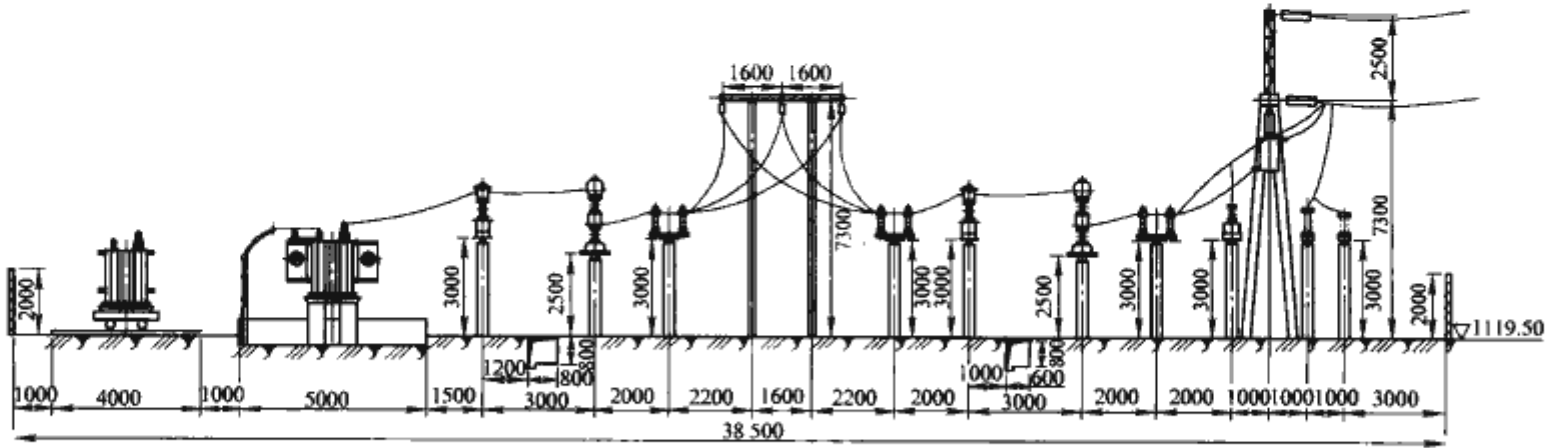


图 2.4-8 单母线 35kV 进出线间隔断面图



## 4 110kV 配电装置

### 4.1 屋外普通中型配电装置

普通中型配电装置是将所有电气设备都安装在地面设备支架上,母线下不布置任何电气设备。这种布置方式安装、检修、运行维护均比较方便,缺点是占地面积太大。

自20世纪60年代开始,我国已经开始采用管形母线配电装置,现阶段基本普及,其主要特点如下:

(1) 母线采用硬管母线,以棒形支柱绝缘子支撑,其弧垂很小,可以压缩各种电气距离,同时采用合并架构,从而减少了占地面积,与同规模的中型软母线配电装置相比,可节约用地14%。

(2) 管母线对架构不产生拉力荷载,因此可以简化土建结构、节省三材、降低造价。

(3) 管母线相间距离较小,一般为1.3~1.4m,无法进行带电作业。

下面几个图例是110kV双母线接线典型设计方案剖面布置图。图2.4-9、图2.4-10为屋外悬挂式软母线中型布置,瓷柱式断路器,单列布置,一个方向出线。其进出线间隔宽度8m,母线架宽度8.2m,相间距离均为2.2m。其母线架高度为7.3m,出线门形架高度12.5m,出线挂点高度10m,主变压器进线门形架高度13m。图2.4-11为屋外支持管母线中型布置,瓷柱式断路器,双列布置,一个方向出线。本方案主变压器进线、母联、分段及保护间隔与出线间隔以母线对称布置,不单独占用间隔,可有效压缩配电装置纵向尺寸。与软母线相比,母线相间距离可以压缩到1.6m。

### 4.2 屋外半高型配电装置

半高型配电装置是将母线及母线隔离开关抬高,将断路器、电流互感器等电气设备布置在母线的下面。在110kV屋外配电装置中,半高型配电装置的综合技术经济指标,在占地、钢耗量及投资方面比普通中型和高型布置优越,而且在运行、检修和施工方面也较便利,这是因为110kV半高型配电装置的架构较低,抬高后的母线高度为12.5m,抬高后的隔离开关高度为7.5m,能够在地面上直接操作和观察合闸情况,因此,可以不设专门的上层操作走道,因而结构简单、钢材消耗少、占地小、设备布置集中,可以优先采用。

#### 4.2.1 田字形布置

该布置将两组主母线及母线隔离开关均分别抬高至同一高度,电气设备布置在一组主母线下,另一组主母线下设置搬运通道。图2.4-12为田字形半高型配电装置典型设计剖面图。该布置占地面积约为普通中型的65%,耗钢量约为普通中型的90%。

#### 4.2.2 品字形布置

该布置只抬高了一组母线及其隔离开关,另一组主母线与旁路母线分别设在升高母线的两侧,两侧高度有等高及不等高两种。这种布置比田字形布置架构结构简单、检修方便,但占地面积有些增加,架构形式为对称的品字形。

### 4.3 屋外高型配电装置

高型配电装置是将母线和隔离开关上下重叠布置,母线下没有电气设备。该型配电装置的断路器为双列布置,两个回路合用一个间隔,因此可大幅度缩小占地面积,但耗材量大,土建投资多,安装检修、运行维护不便,故在110kV电压等级中采用较少。同时在地震烈度较高的地区,也不宜

采用高型布置。

### 4.4 屋内配电装置

屋内敞开式配电装置的特点是将母线、隔离开关、断路器等设备上下重叠布置在屋内,从而改善运行和检修条件,减少占地面积。但随着技术的发展,GIS、HGIS已经广泛运用,这些设备能够更好地防止污染,减少占地面积,因此屋内敞开式配电装置也逐渐被GIS替代。

## 5 220kV 配电装置

220kV配电装置包括屋外中型、半高型、高型及屋内配电装置,主要特点与110kV配电装置相同。220kV屋内配电装置只是将屋外设备布置在屋内,因此需要建造庞大的配电装置楼,建国以来仅有个别工程采用,早已淘汰。随着设备水平的发展,220kV屋外半高型及高型配电装置也逐渐被罐式断路器、GIS、HGIS等配电装置取代。下面重点介绍屋外中型配电装置的几个典型布置方式。

### 5.1 瓷柱式断路器中型配电装置

屋外普通中型配电装置分软母线和管母线两种,由于管母线能够有效地减少占地面积,控制配电装置高度,因此典型设计基本采用管母线。

图2.4-13为悬吊式管母线中型配电装置典型设计剖面布置。出线6回,主变压器进线1回,为双母线接线。采用悬吊式管母线,断路器单列布置,一个方向出线。悬吊母线高度为9.3m,母线架构高度取12m,进出线门形构架高度取16m。母线相间距离3.5m,间隔宽度取13m。进出线导线相间距离4m,间隔宽度取13m。

图2.4-14为支持式管母线中型配电装置典型设计剖面布置。出线6回,主变压器进线1回,为双母线接线。采用支持式管母线,断路器双列布置,一个方向出线,主变压器进线与出线成反向布置。支持母线高度为9.3m,进线门形构架高度取15m,出线门形构架高度取19m。母线相间距离3.5m。进出线导线相间距离4m,间隔宽度取13m。

图2.4-15为支持式管母线中型配电装置典型设计剖面布置。出线6回,主变压器进线1回,为双母线接线。采用支持式管母线,断路器三列布置,两个方向出线,主变压器进线通过横穿接入配电装置。支持母线高度为9.3m,进出线门形构架高度取15m,2号和3号主变压器高架进线架构高度取21m。母线相间距离3.5m,间隔宽度取13m。进出线导线相间距离4m,间隔宽度取13m。

### 5.2 罐式断路器中型配电装置

图2.4-16为悬吊式管母线中型配电装置典型设计剖面布置。出线6回,主变压器进线1回,为双母线接线。采用悬吊式管母线,断路器单列布置,一个方向出线。悬吊母线高度为9.3m,母线架构高度取12m,进出线门形构架高度取16m。母线相间距离3.5m,间隔宽度取13m。进出线导线相间距离4m,间隔宽度取13m。

图2.4-17为悬吊式管母线中型配电装置典型设计剖面布置。出线6回,主变压器进线1回,为双母线接线。采用悬吊式管母线,断路器双列布置,一个方向出线,主变压器进线与出线成反向布置。母线高度为9.3m,母线架构高度取12m,进线门形构架高度取15.5m,出线门型构架高度取14m。母线相间距离3.5m。进出线导线相间距离4m,间隔宽度取13m。



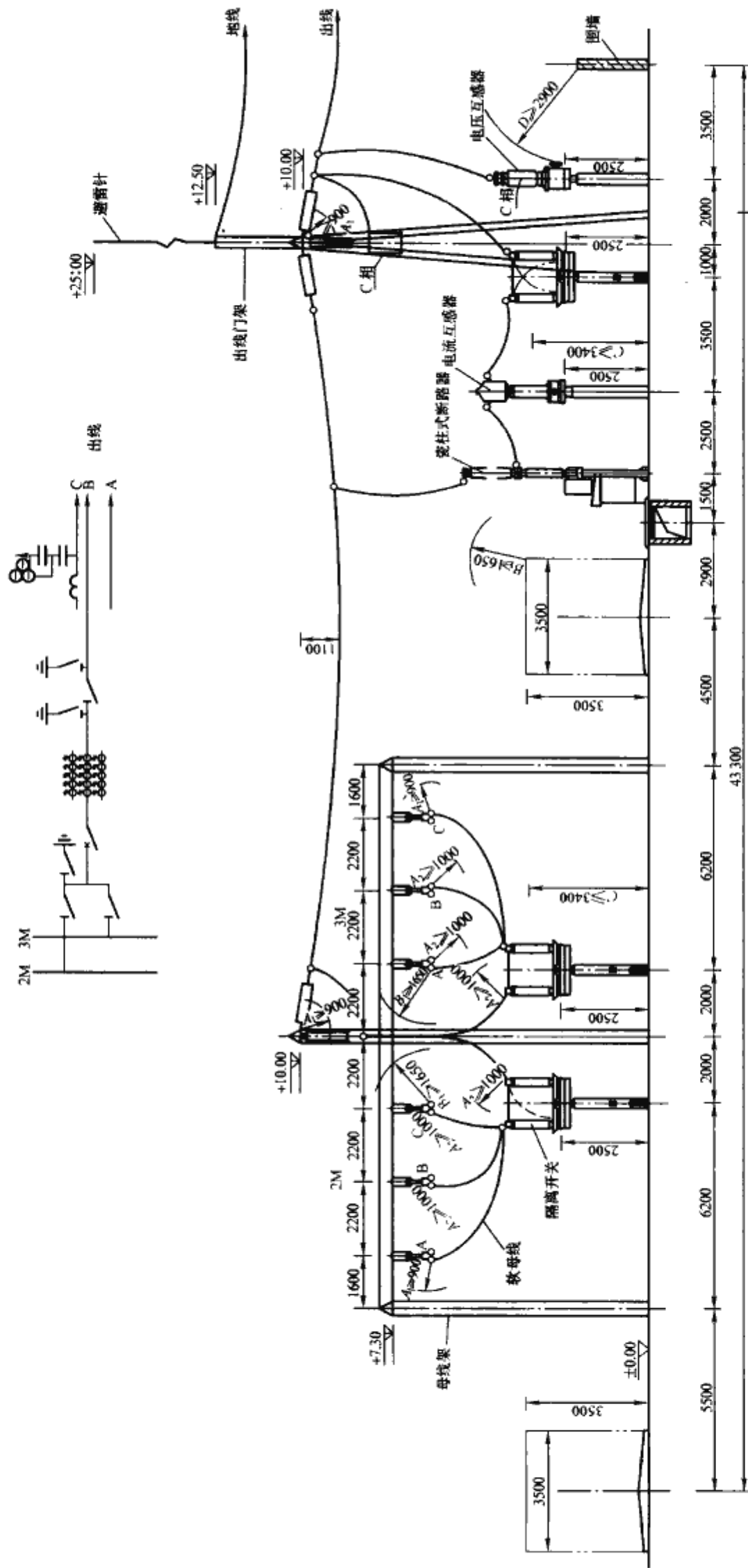


图 2.4-9 110kV 软母线中型单列布置 (出线间隔)

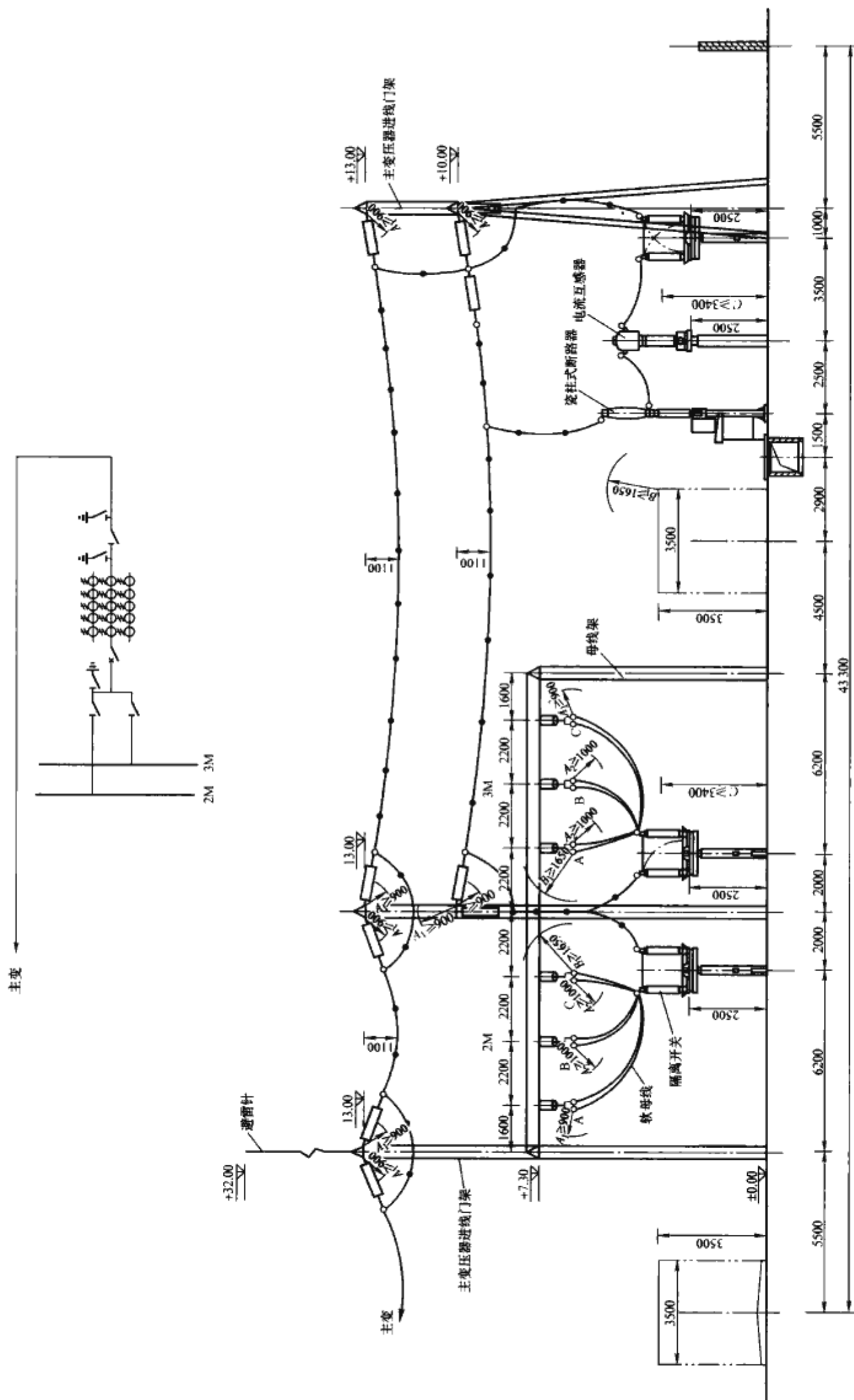


图 2.4-10 110kV 软母线中型单列布置 (主变压器进线间隔)



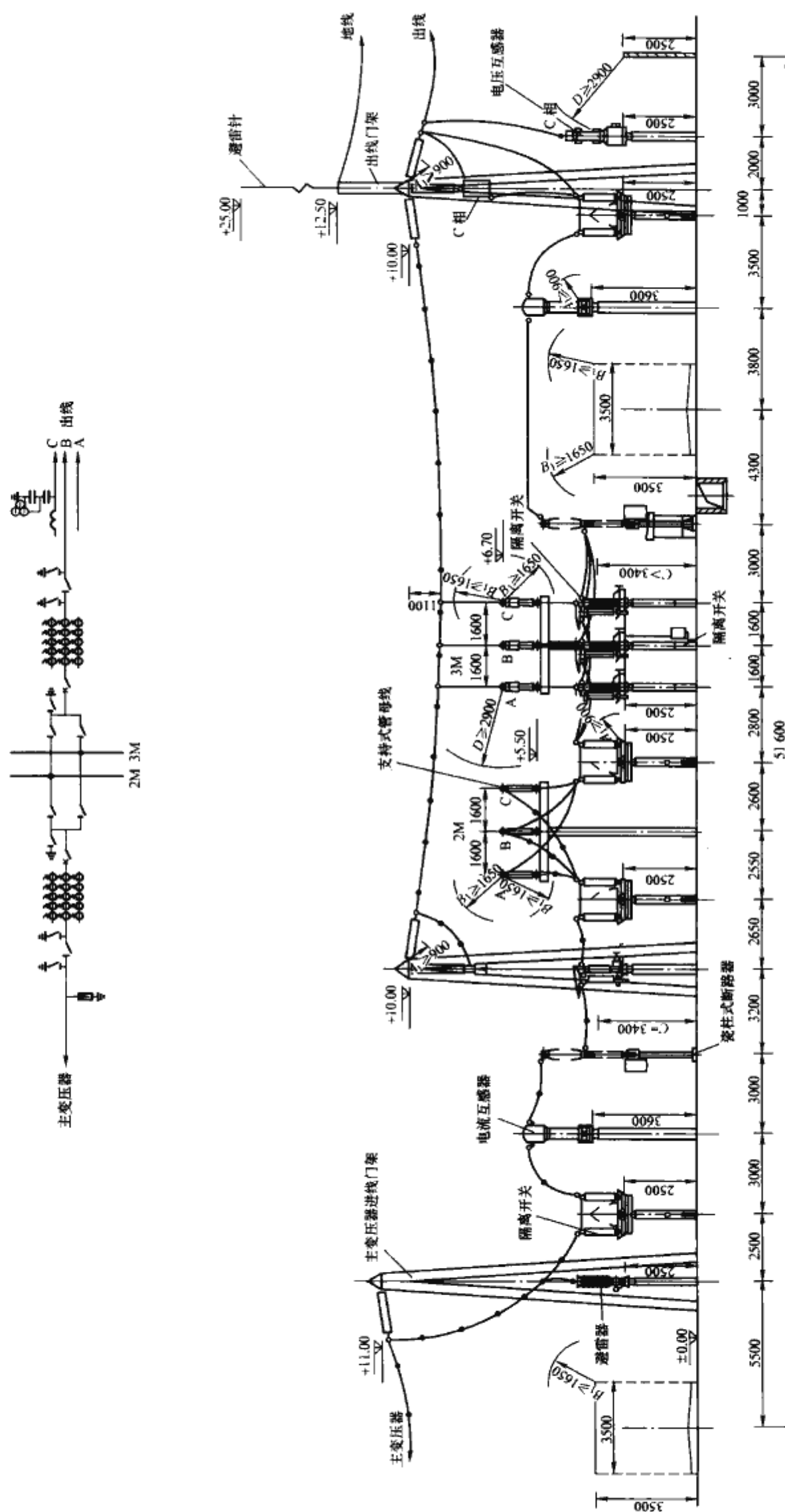
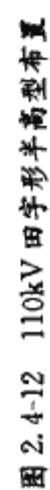


图 2.4-11 110kV 支持式管母线中型双列布置





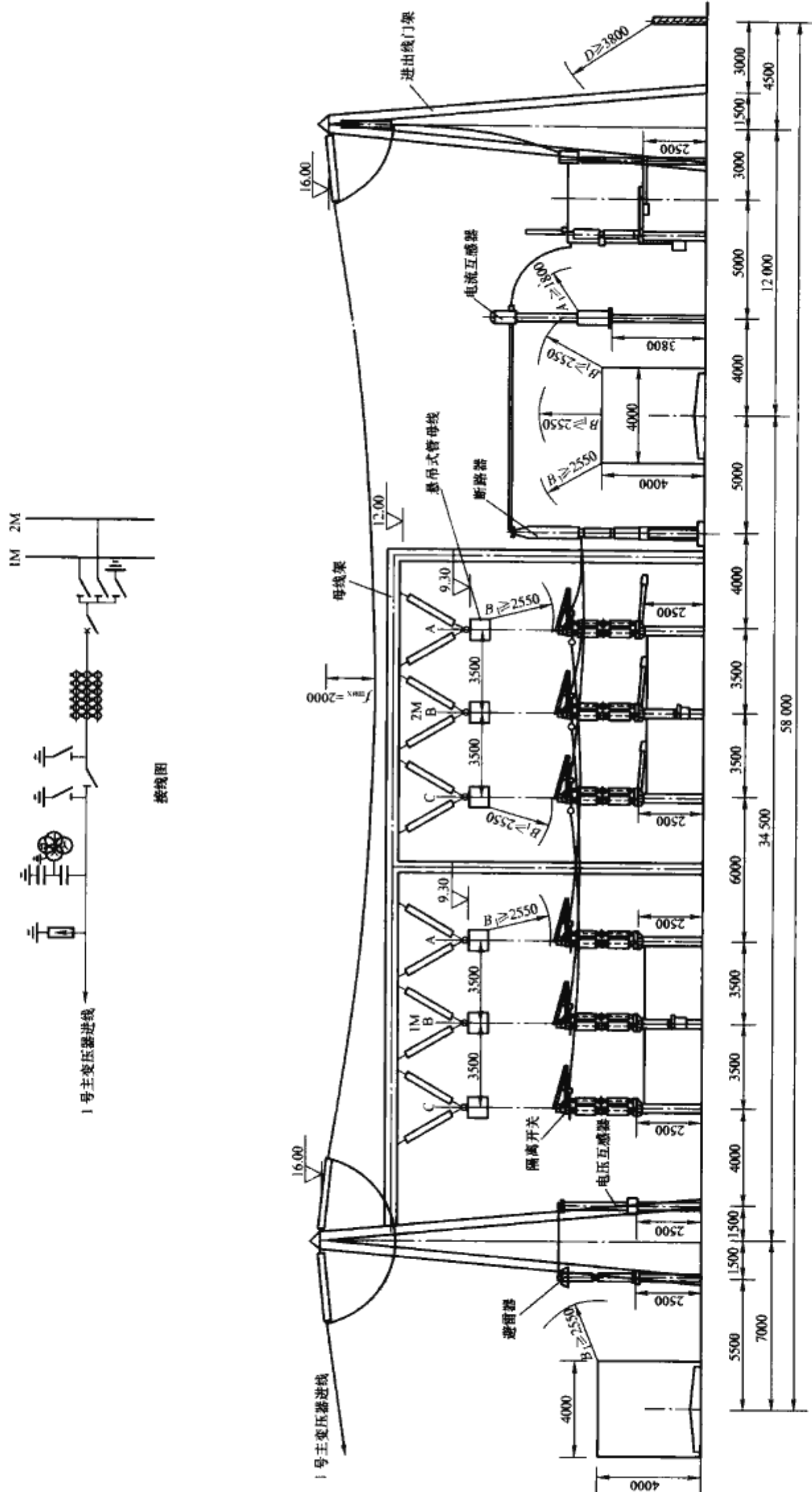


图 2.4-13 220kV 悬吊式管母线中型单列布置

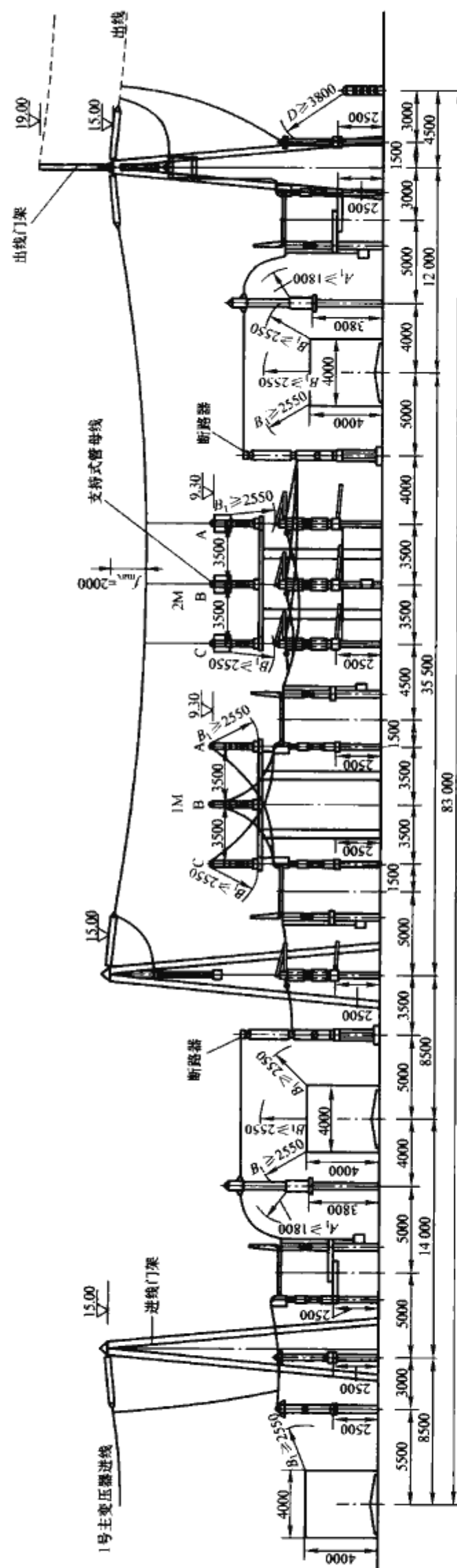
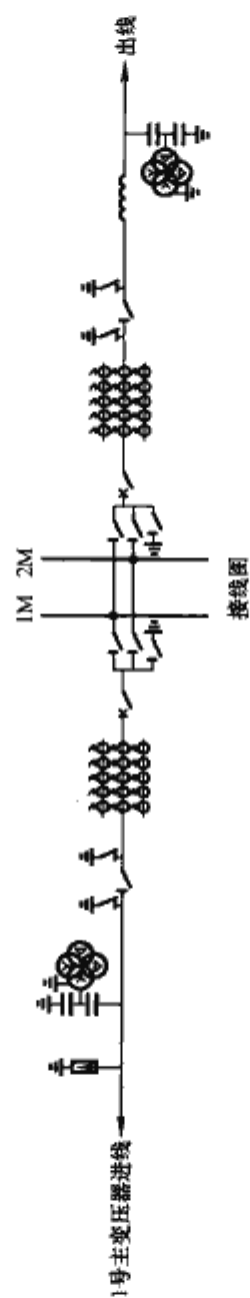


图 2.4-14 220kV 支持式管母线中型双列布置



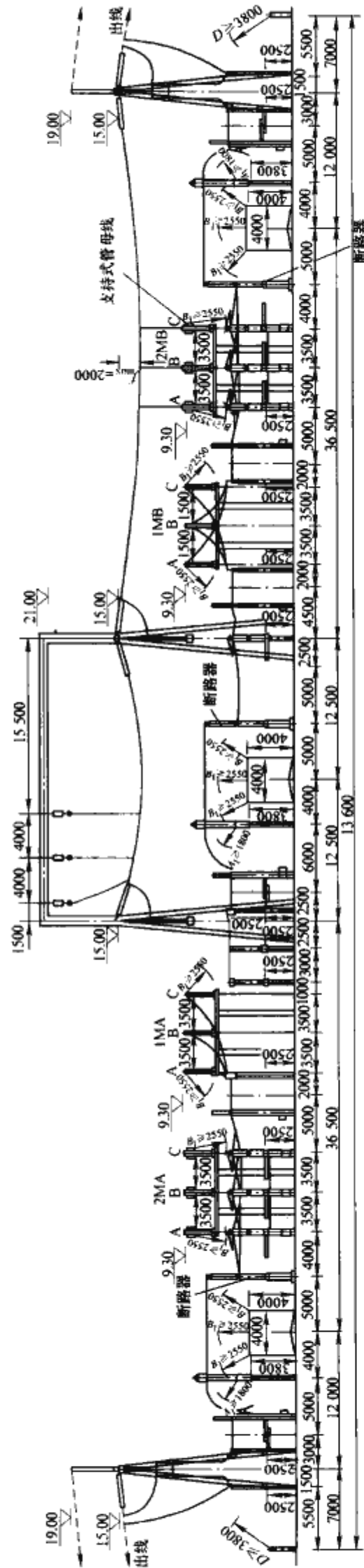
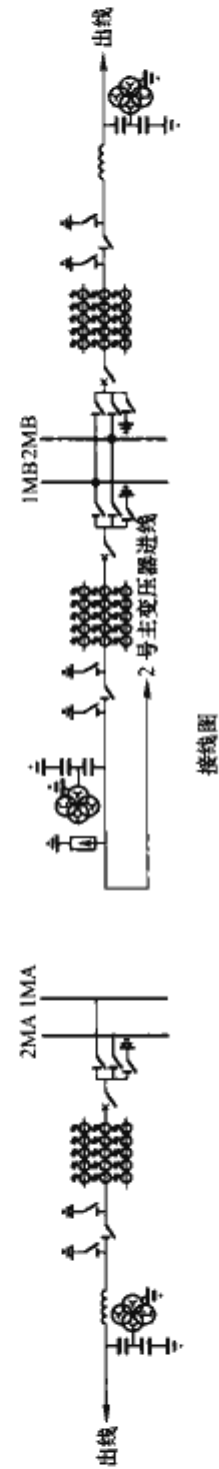


图 2.4-15 220kV 支持式管母线中型三列布置

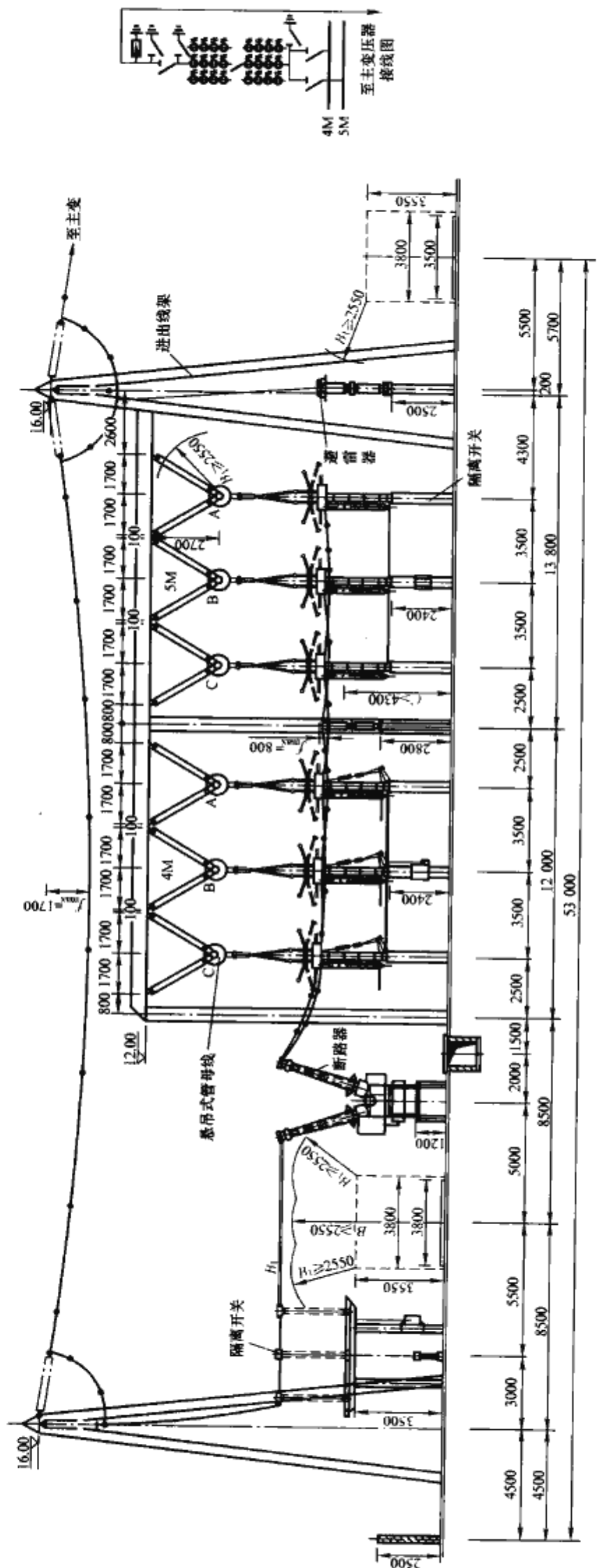


图 2.4-16 220kV 悬吊式管母线中型单列布置 (罐式断路器)



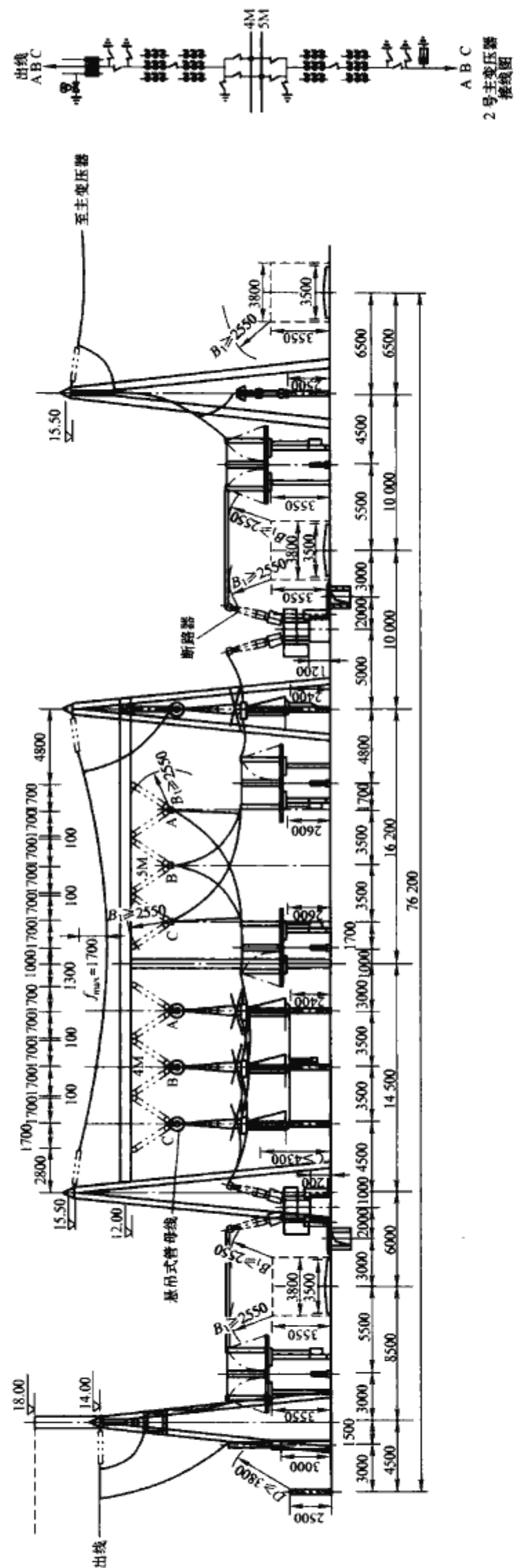


图 2.4-17 220kV 管母线中型双列布置 (罐式断路器)

## 6 330kV 配电装置

330kV 配电装置由于设备高大笨重，一般不采用半高型或高型布置，而采用中型布置方式。根据目前的工程实际，330kV 敞开式配电装置主要采用一倍半断路器接线方案，因此本节以一倍半断路器接线为例，按照断路器和母线的型式，介绍几种典型的布置方案。

### 6.1 管母线瓷柱式断路器配电装置

图 2.4-18 为户外中型三列式布置典型设计剖面布置。采用悬吊式管母线，断路器三列布置，两个方向出线。本方案 1 号主变压器采用软导线高架横穿，垂直进入 330kV 配电装置第三串，下引至下层跨线进串；2 号主变压器采用软导线低架横穿、斜拉式进线，引至串中隔离开关进入第一串。母线高度为 11.7m，母线架构高度取 15m；进线门形构架高度取 18m，主变压器低架进线架构高度为 13m，高架进线架构高度为 23.5m。母线相间距离 4.5m，构架宽度 19.4m；进出线导线相间距离 5.6m，间隔宽度取 20m。

### 6.2 软母线瓷柱式断路器配电装置

330kV 配电装置内母线选用软导线，断路器选用瓷柱式断路器，经过大量的工程实践和方案比较，该种布置结构松散、占地面积大。该方案宜作为比较方案，但不作为推荐方案。

### 6.3 软母线罐式断路器配电装置

图 2.4-19 为户外中型三列式布置典型设计剖面布置。采用悬挂式软母线，断路器三列布置，两个方向出线。本方案 1 号主变压器采用软导线高架横穿，垂直进入 330kV 配电装置第三串，下引至下层跨线进串；2 号主变压器采用软导线低架横穿、斜拉式进线，引至串中隔离开关进入第一串。母线架构高度取 13m；进线门形构架高度取 18m，主变压器低架进线架构高度为 13m，高架进线架构高度为 23.5m。母线相间距离 5.6m，构架宽度 21m；进出线导线相间距离 5.6m，间隔宽度取 20m。

### 6.4 管母线罐式断路器配电装置

由于省掉了独立电流互感器，且采用管母线，母线相间距离小，因此这种布置型式结构过于紧凑，设备间距及检修空间很小。与其他布置型式相比，占地面积最小，但同时造成了电气设备的正常运行、维护、检修等方面存在诸多不便。因此该方案也只宜作为比较方案，而不作为推荐方案。

## 7 500kV 配电装置

500kV 敞开式配电装置分为瓷柱式断路器和罐式断路器方案，采用瓷柱式断路器方案的最大优势就是投资省，运行维护经验丰富。不足之处是抗震性能不足，占地面积较大。适用于国内常规地区使用。罐式断路器方案适用于抗震要求高、占地相对紧张和寒冷地区。

500kV 敞开式配电装置实际工程中最常用的主接线是一倍半断路器接线，对应于这种接线方式，从进出线方向、投资及占地等多方面因素考虑，通过多个工程布置方案的分析比较，以采用三列式布置最为有利，因此下面几个典型方案的电气主接线均采用一倍半断路器接线，布置采用三列式布置。

### 7.1 瓷柱式断路器配电装置

瓷柱式断路器三个典型方案。500kV 配电装置均采用三列式布置方式，母线采用悬挂式管母线分相中型布置，并配置单柱式垂直开启式隔离开关，阻波器悬挂在出线架构上。

悬吊母线高度为 16.2m，母线架构高度取 20.5m；进出线门形构架高度取 26m。母线相间距离 6.5m；进出线导线相间距离 8m，间隔宽度取 28m。

方案 1：2 组主变压器均采用高架横穿方式接入，主变压器高架进线架构高度取 33m。典型布置见图 2.4-20、图 2.4-21。

方案 2：主变压器 1 组用低架横穿方式接入第一串，1 组用高架横穿方式接入第二串，经 1 组断路器上母线的 1 组主变压器从线路侧经第一串的串中跨线接入母线。主变压器高架进线架构高度取 35m，低架进线架构高度取 20.5m，进出线架有低架跨线横穿的架构高度取 28m。典型布置见图 2.4-22、图 2.4-23。

方案 3：主变压器均采用低架横穿方式接入，各经 1 组断路器上母线的 2 组主变压器从母线端头接入母线。主变压器低架进线架构高度取 20.5m，进出线架有低架跨线横穿的架构高度取 28m。典型布置见图 2.4-24、图 2.4-25。

### 7.2 罐式断路器配电装置

罐式断路器三个典型方案与瓷柱式断路器基本相同，典型布置见图 2.4-26~图 2.4-28。

## 8 750kV 配电装置

750kV 配电装置刚刚在国内运行，由于电压等级太高，一般都采用 GIS 型式的配电装置。屋外配电装置布置型式及特点与 500kV 相似，本节不再详述。



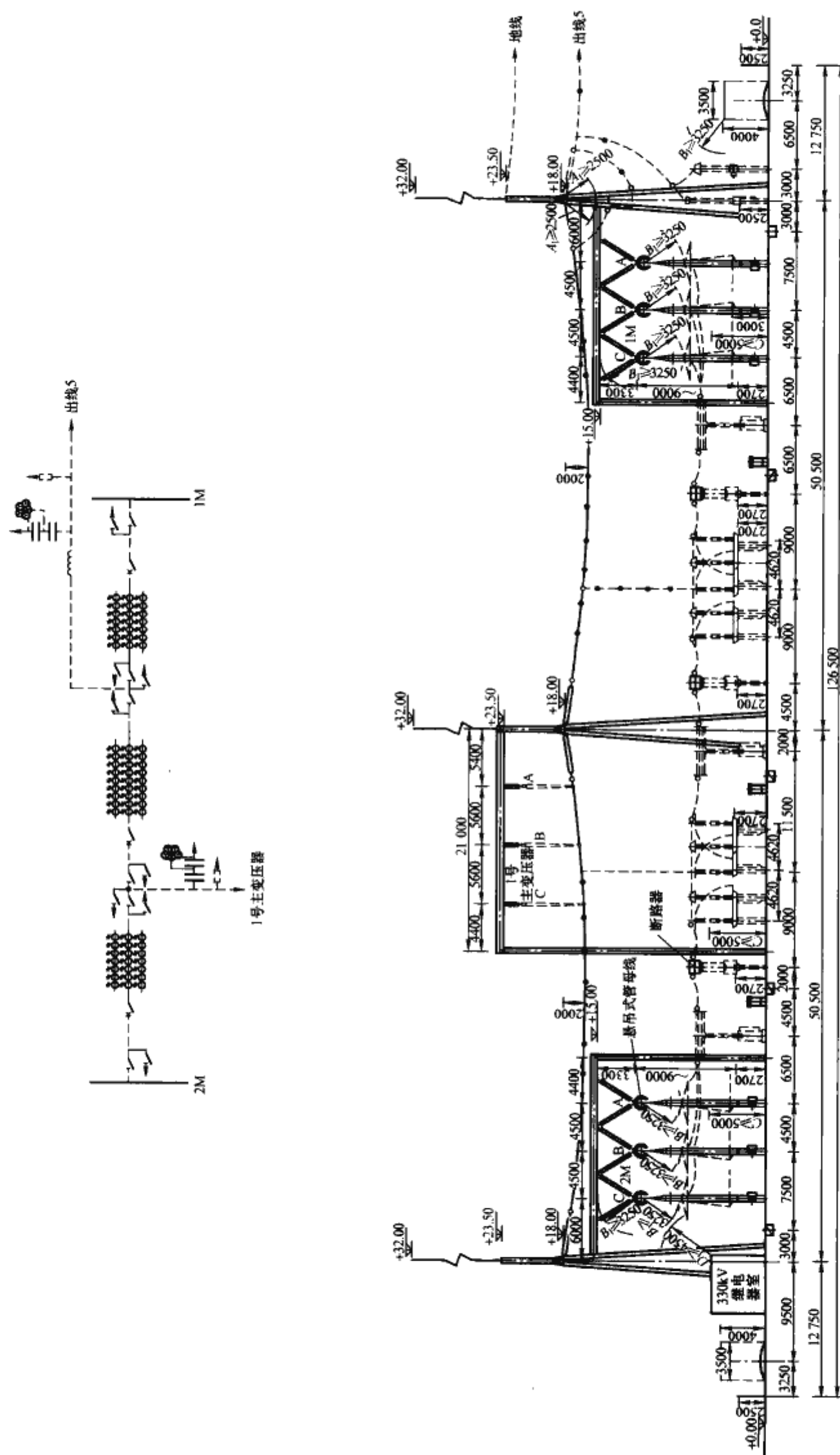


图 2.4-18 330kV 管母线中型三列布置

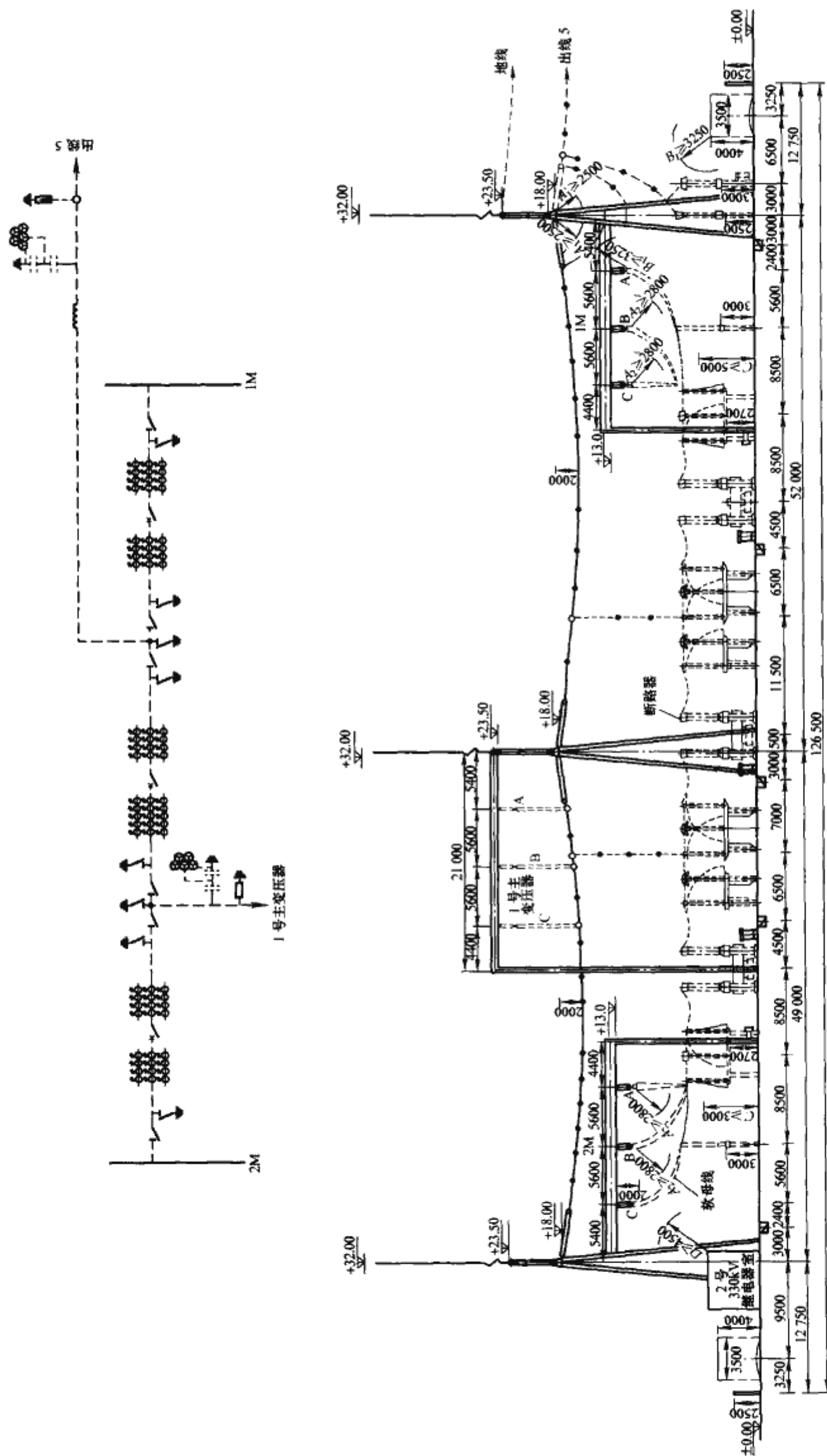


图 2.4-19 330kV 软母线中型三列布置 (罐式断路器)



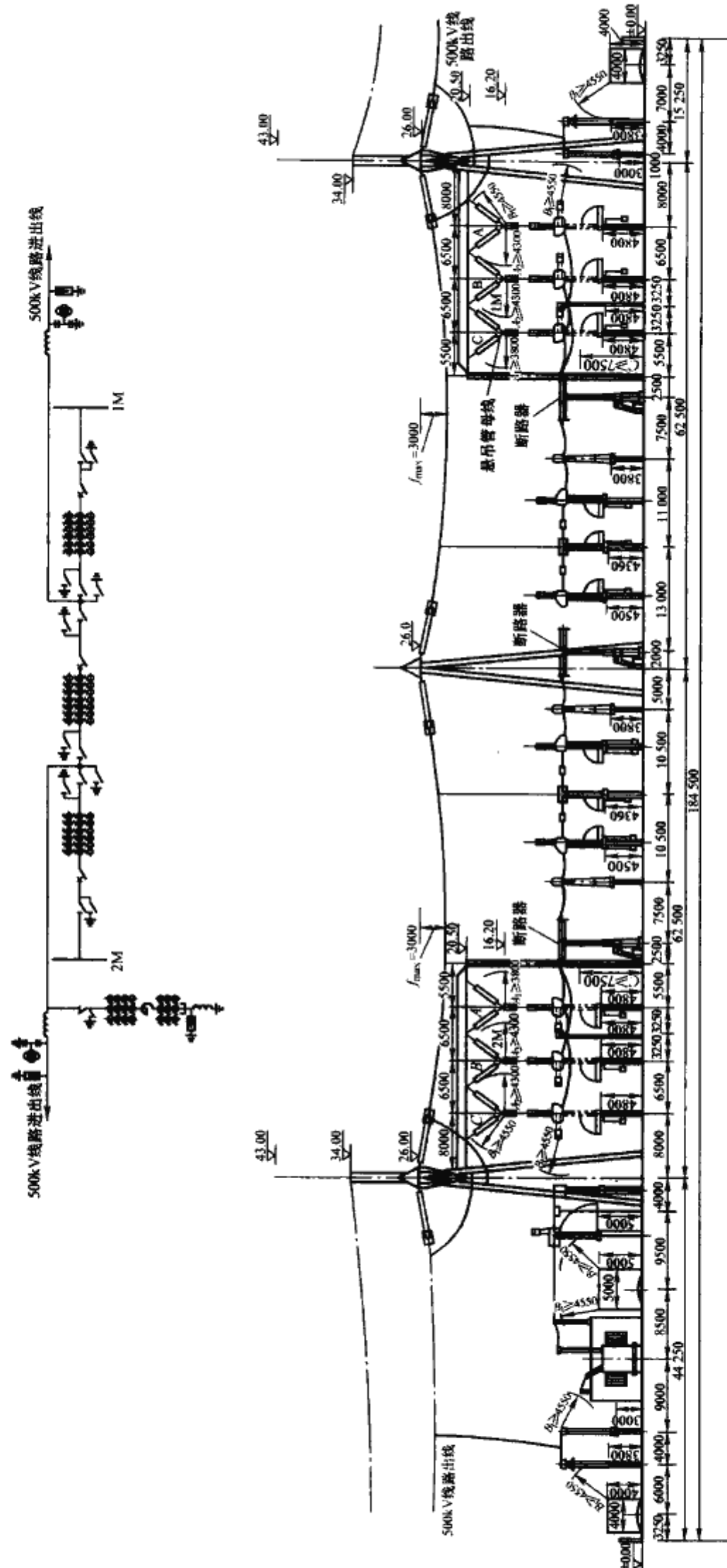


图 2.4-20 500kV 管母线中型布置方案 1 (出线串断面)

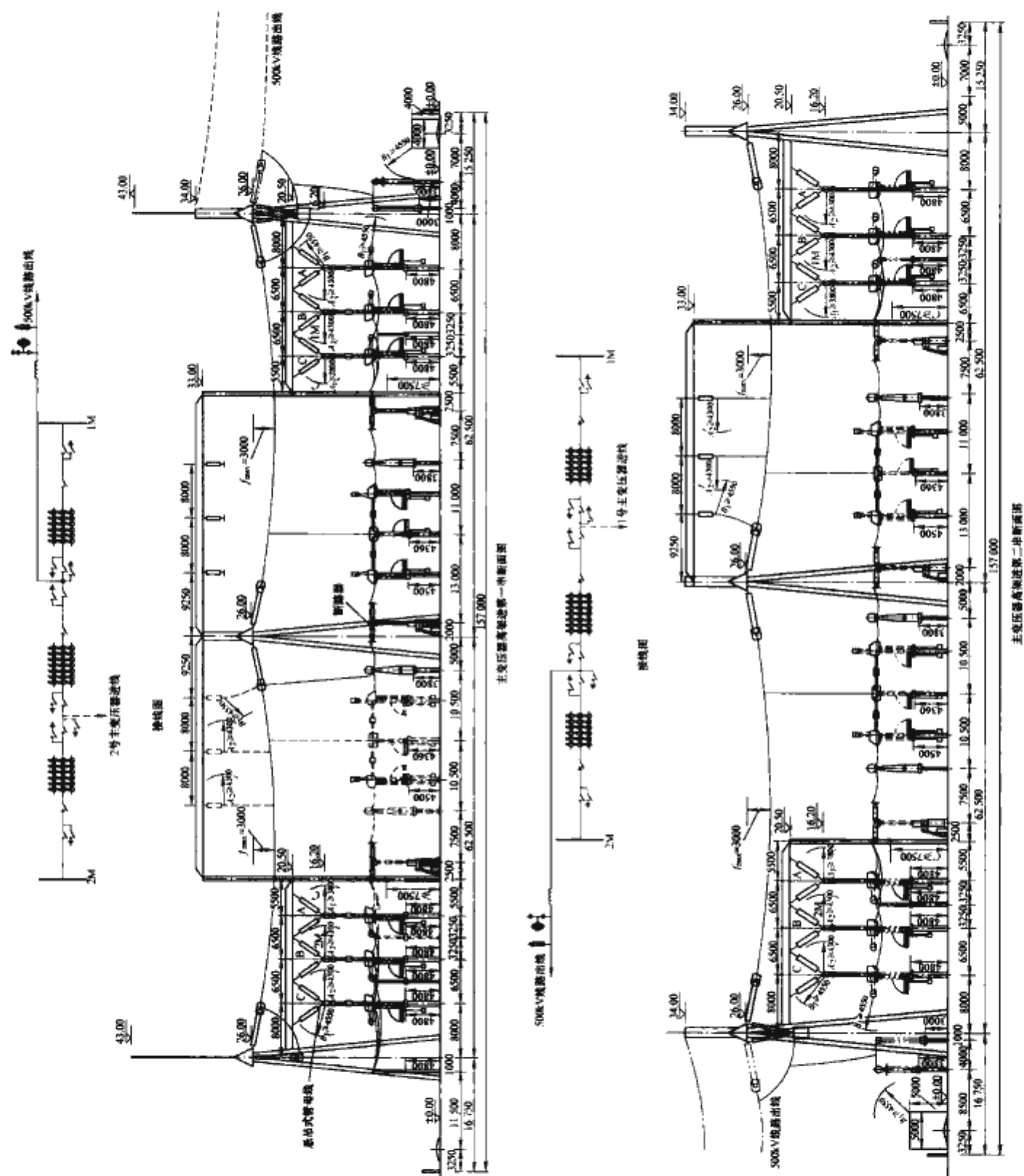


图 2.4-21 500kV 管母线中型布置方案 (主变压器进线串断面)



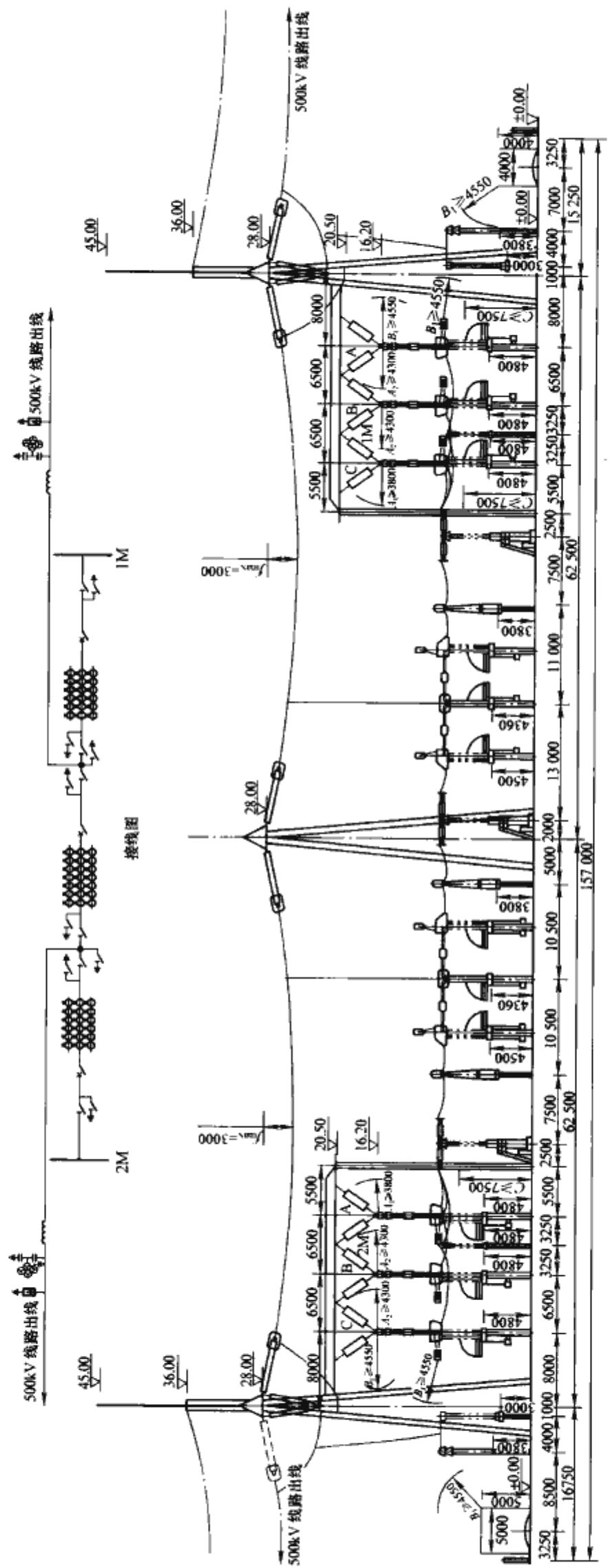


图 2.4-22 500kV 管母线中型布置方案 2 (出线串断面)





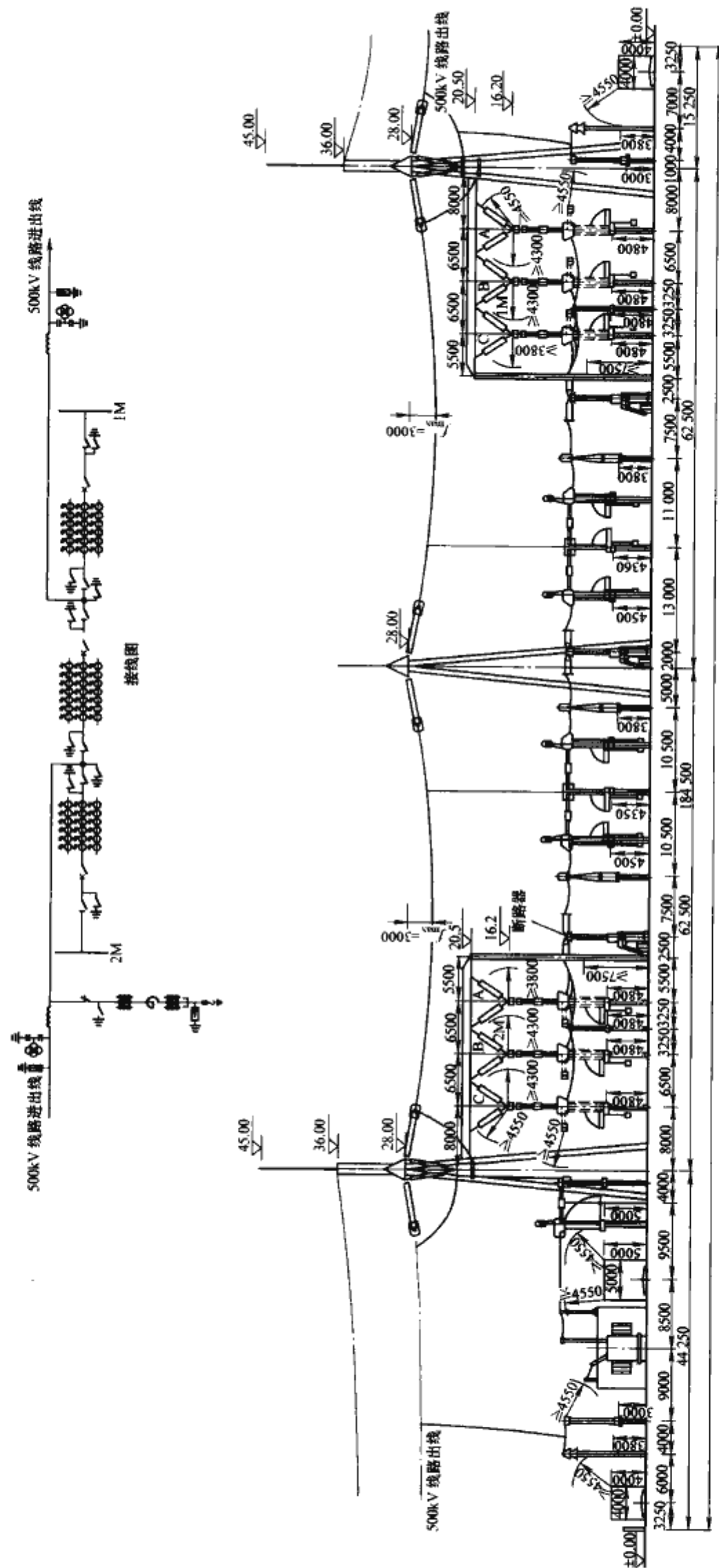


图 2.4-24 500kV 管母线中型布置方案 4 (出线串断面)

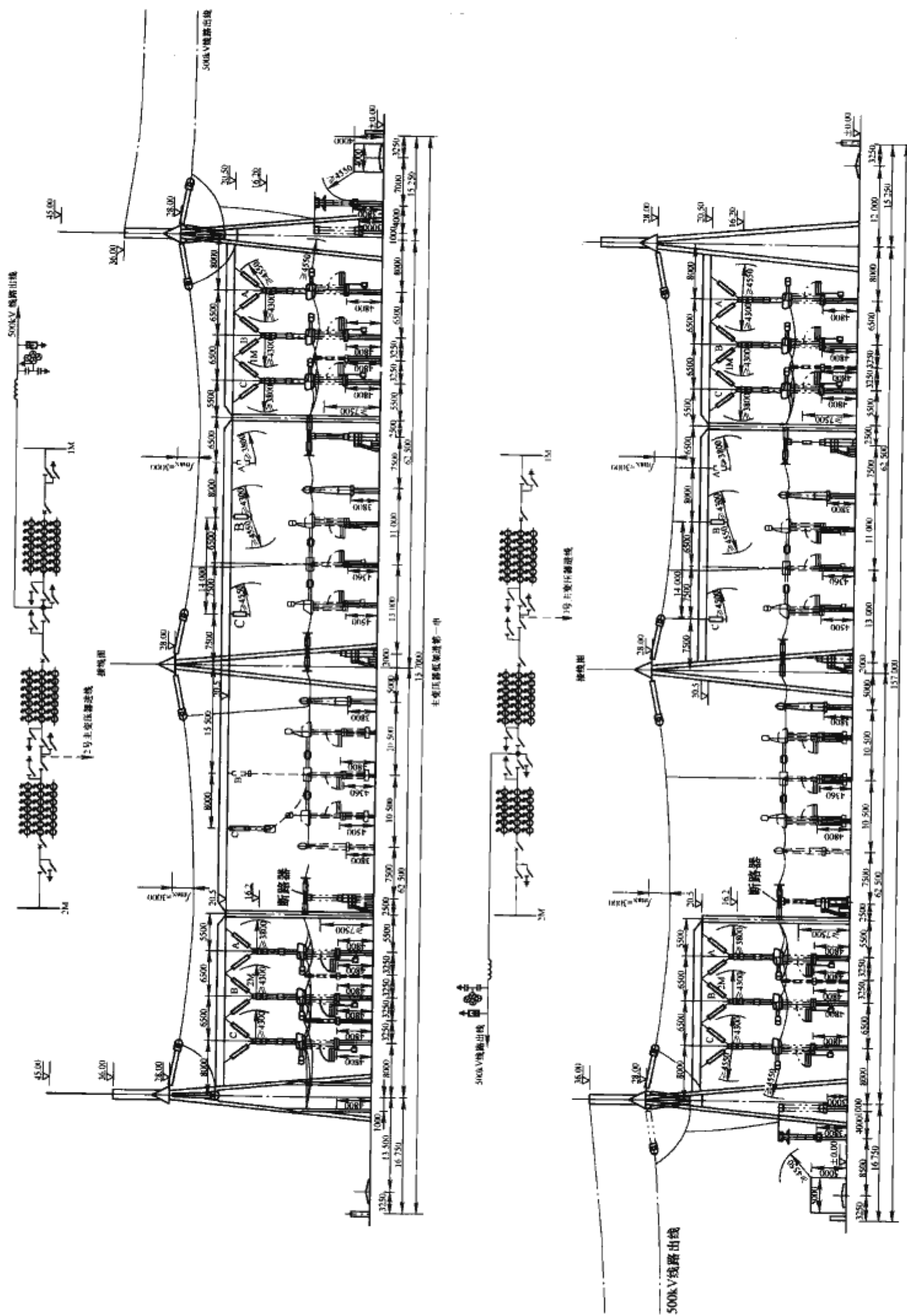


图 2.4-25 500kV 管母线中型布置方案 (主变压器进线串断面)



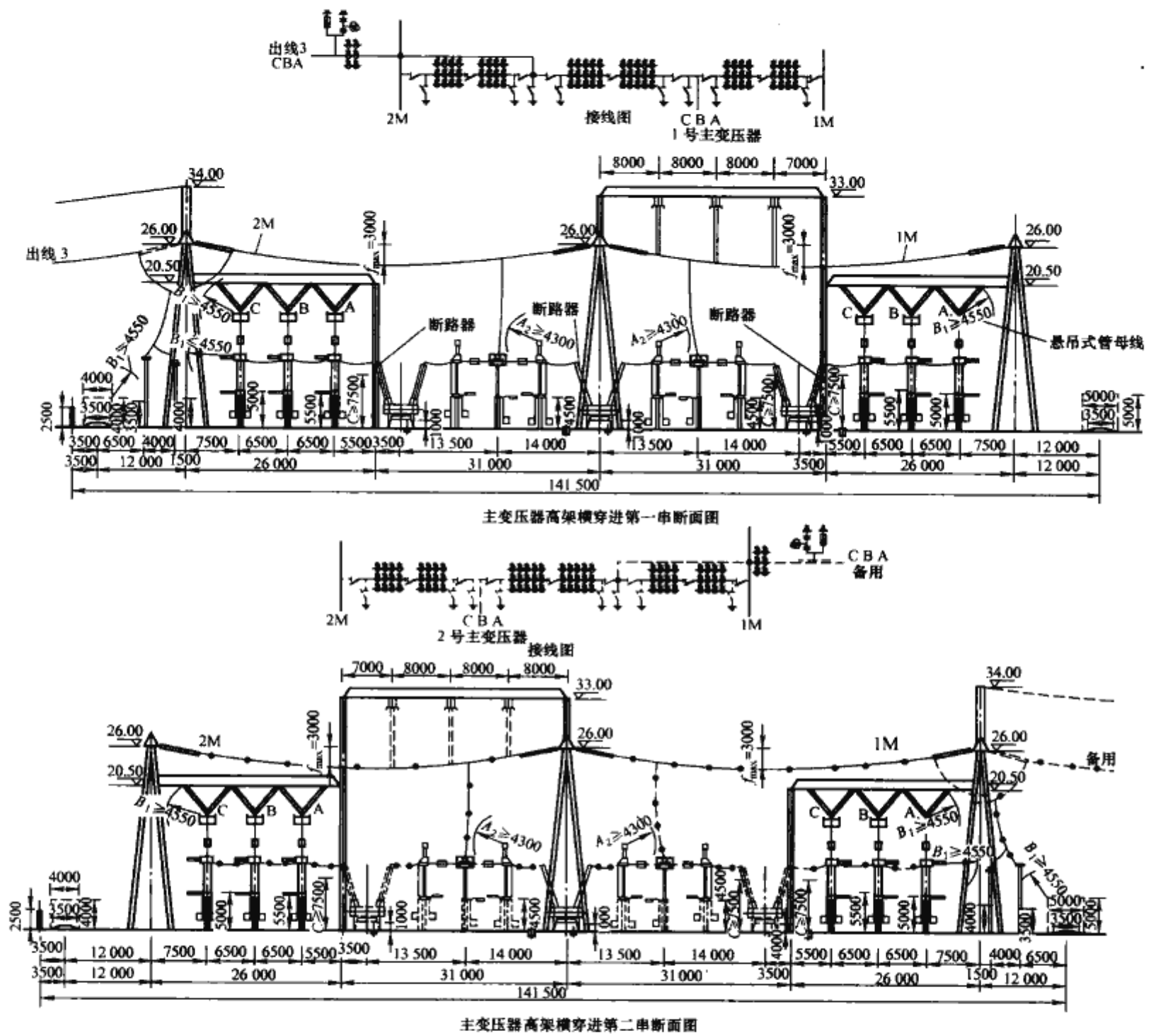
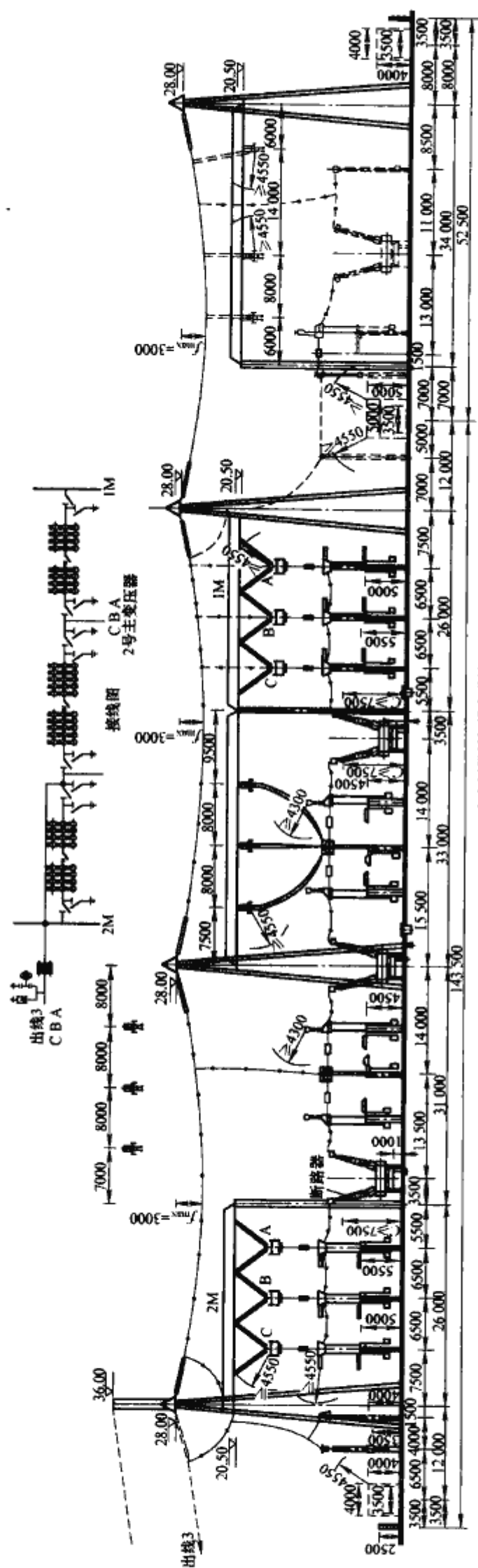
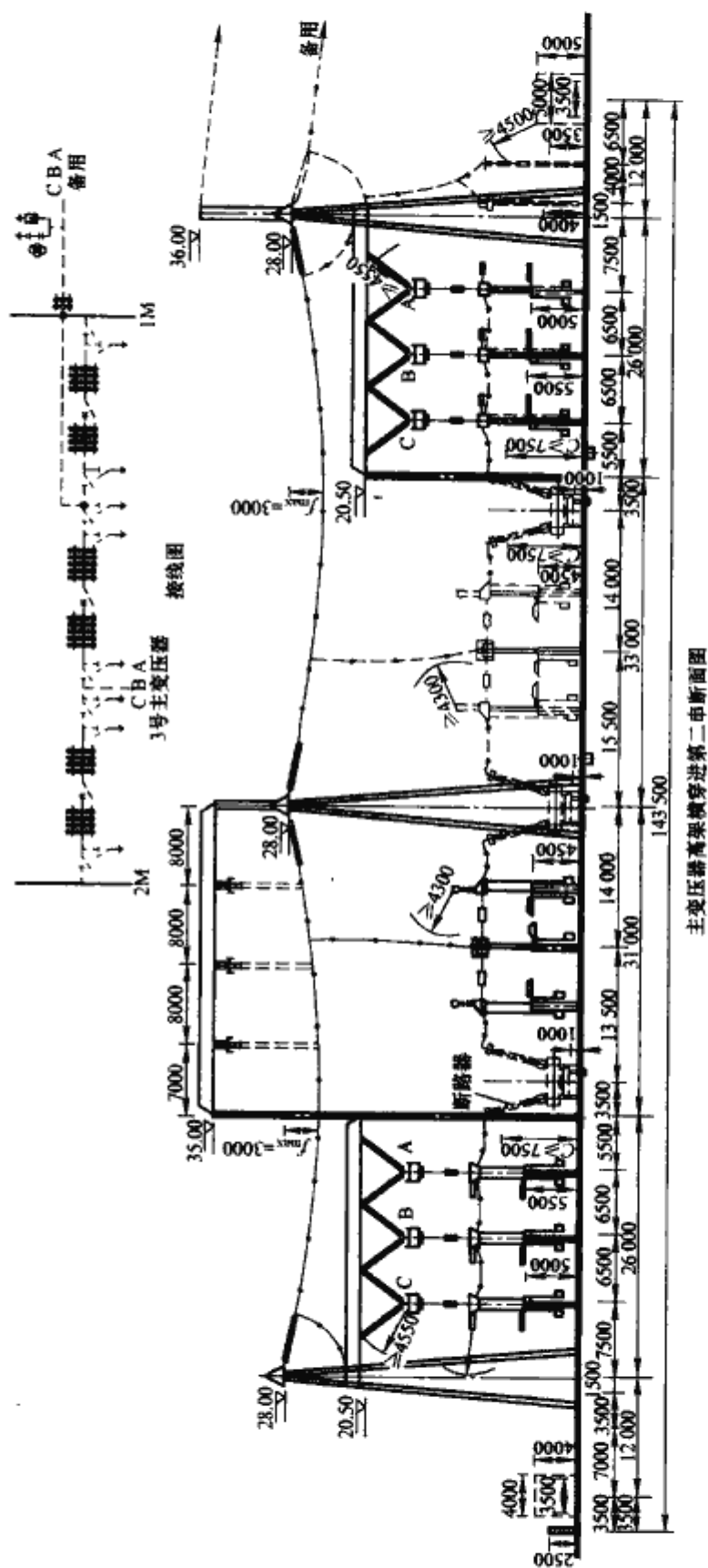


图 2.4-26 500kV 管母线中型布置 1 (罐式断路器)



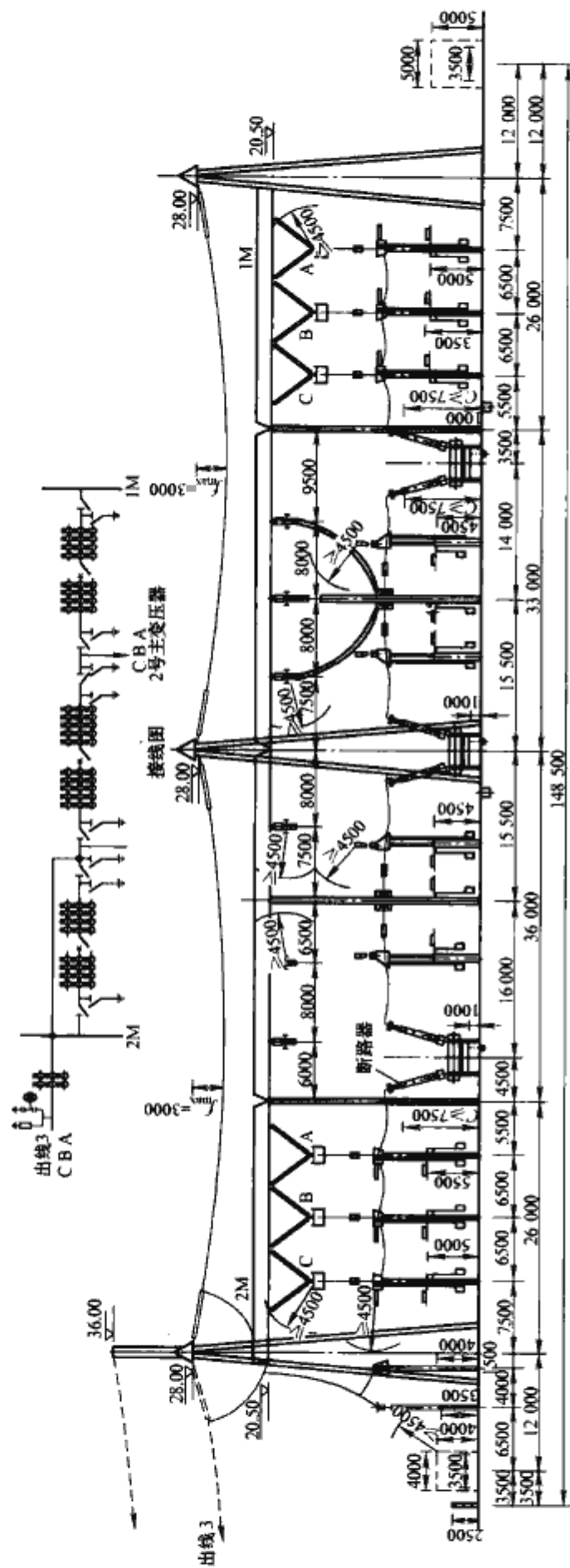
主变压器低电压侧第一串断面图



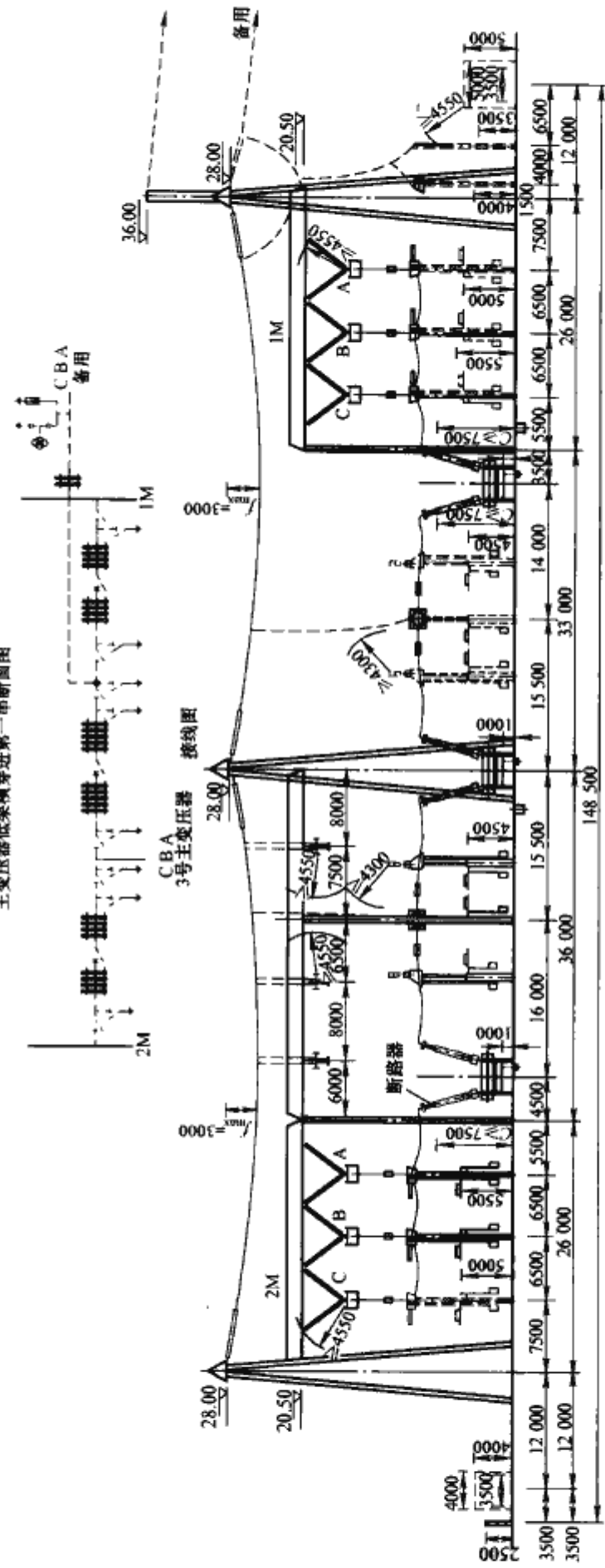
主变压器高电压侧第二串断面图

图 2.4-27 500kV 管母线中型布置 2 (罐式断路器)





主变压器低架横穿进第一串断面图



主变压器低架横穿进第二串断面图

图 2.4-28 500kV 管母线中型布置 3 (罐式断路器)

## 第5章 气体绝缘金属封闭开关设备 GIS 和 HGIS

### 1 GIS 应用

气体绝缘金属封闭开关设备是把断路器、隔离开关、接地开关、电流及电压互感器、避雷器等元件,按电气主接线的要求,依次连接,封闭于接地的金属外壳内,采用气体作绝缘介质的高压配电装置。

#### 1.1 GIS 配电装置的特点

(1) 外形尺寸小。126~550kV GIS 变电站的占地面积只有敞开式配电装置的 20%~50%,而占用的空间只有 20%~30%。仅 GIS 本体的占地面积与敞开式配电装置各级电压中型布置面积之比约为  $25/U_N + 25$ ,其空间之比约为  $10/U_N$  ( $U_N$  为额定电压, kV)。

(2) 运行安全。全部高压带电部件都置于密封的金属外壳内,运行人员不会触及;  $\text{SF}_6$  气体是不燃烧气体,没有火灾危险;开断电弧时气体被电弧加热引起的压力上升缓慢,且幅度小,因而一般没有爆炸危险。

(3) 可靠性高。GIS 各元件工作不受外界环境和气候条件影响, GIS 变电站外绝缘事故少;绝缘介质  $\text{SF}_6$  气体的绝缘性能和灭弧性能好,设备运行可靠性高。

(4) 安装时间短。GIS 可以整体或若干元件组合成一体运输,现场安装简便。

(5) 维护工作量少。运行期间, GIS 电寿命长,检修周期一般为 20 年,使用寿命内不需要解体检修,维护工作量很少。

(6) 对环境影响小。GIS 配电装置的外壳接地广泛采用全连式外壳多点接地,外部磁场几乎为零,静电感应和无线电干扰很小,因此对环境没有不良的影响。

(7) GIS 重心低,脆性元件少,抗振性能好。

#### 1.2 使用环境条件

(1) GIS 配电装置可布置在户内和户外,当大部分装置在户内,仅进出线部分安装在户外时,除装在户外部分应满足户外使用条件外,其余部分应按户内使用条件要求安装。

(2) GIS 配电装置特别适用的场合为人口密度高、土地昂贵或耕地面积较少的地区;环保、地形、地质、施工等外界条件限制,站址选择困难的区域;多地震、高海拔、重污秽地区,以及其他特别用途和场所。

(3) 户内 GIS 使用环境条件。

1) 周围空气温度:最高为  $+40^\circ\text{C}$ ; 24h 平均值不超过  $+35^\circ\text{C}$ ; 最低为  $-10^\circ\text{C}$ 、 $-25^\circ\text{C}$ 。允许在  $-35^\circ\text{C}$  储藏和运输。

2) 海拔高度:指设备安装海拔高度。

3) 空气湿度:按在高湿度期内可能出现凝露考虑。

a. 相对湿度。日平均不大于 95%,月平均不大于 90%。

b. 水蒸气压力。日平均不大于  $2.2 \times 10^{-3} \text{MPa}$ ,月平均不大于  $1.8 \times 10^{-3} \text{MPa}$ 。

4) 耐受地震能力:采用正弦共振拍波试验法激振 5 次,

每次 5 波,间隔 2s。

地震烈度为 8、9 度时,水平加速度分别为  $0.15g$ 、 $0.3g$  (其中  $g$  为地心引力加速度)。

5) 户内装置耐污秽等级一般取 I~II 级。

6) GIS 的布置场地应无经常性剧烈振动。

(4) 户外 GIS 使用环境条件。

1) 周围空气温度:最高为  $+40^\circ\text{C}$ ; 24h 平均值不超过  $+35^\circ\text{C}$ 。

最低为  $-35^\circ\text{C}$ 。允许在  $-35^\circ\text{C}$  储藏和运输。

2) 日温差:一般地区为  $25^\circ\text{C}$ ,特殊地区  $32^\circ\text{C}$ 。

3) 海拔:指设备安装海拔。

4) 风速:  $34\text{m/s}$ 。

5) 覆冰厚度:  $10\sim 20\text{mm}$ 。

6) 按不同地区的气候条件,应考虑凝露、雨、雪、冰雹的影响。

7) 空气污秽等级:按 GB/T 5582 的划分等级考虑。

8) 耐受地震能力同户内 GIS 使用环境条件。

(5) GIS 配电装置一般是用  $\text{SF}_6$  气体作为绝缘介质,  $\text{SF}_6$  气体与其他气体相比,液化温度较高,其液化温度随气压增大而提高。GIS 配电装置内  $\text{SF}_6$  气体的液化会破坏其绝缘性能,影响正常运行。  $\text{SF}_6$  气体气压为  $0.5\text{MPa}$  时,在  $-38\sim -39^\circ\text{C}$  开始液化,气压为  $0.6\text{MPa}$  时,在  $-32\sim -33^\circ\text{C}$  开始液化,因而在周围空气最低温度低于 GIS 配电装置设备、仪表的允许温度时,应装设加热器或采取其他保温措施。

(6) 特殊地区,超出上述使用环境条件,应要求厂家提供设计说明或试验报告。

#### 1.3 GIS 对电气主接线选择的影响

电气主接线选择时,应考虑 GIS 配电装置运行可靠性高、检修周期长的特点,一般可以不设置旁路母线。

GIS 配电装置结构有其特殊性,其部分电气主接线特点不同于敞开式配电装置。例如双母线接线,与母线所连的隔离开关隔室内部分元件检修时,不允许另一条母线隔离开关隔室带电,而使两条母线停电。对于系统枢纽变电站和地区重要变电站采用 GIS 配电装置时,应考虑 GIS 对电气主接线选择的影响。

#### 1.4 GIS 元件特殊配置

##### 1.4.1 GIS 与变压器、电抗器直接连接

(1) GIS 配电装置与变压器、电抗器连接的供货界限和责任划分按 GB/T 22382《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与变压器之间的直接连接》执行,详见图 2.5-1。

(2) 变压器、电抗器的油/气套管必须具有密封良好的分隔装置,该装置应能承受各种工况下(含一侧抽真空)两种介质压力不同而产生的最大压力差,以防止两种不同绝缘介质相互渗透。

(3) GIS 与变压器、电抗器的外壳连接部位应设置绝缘



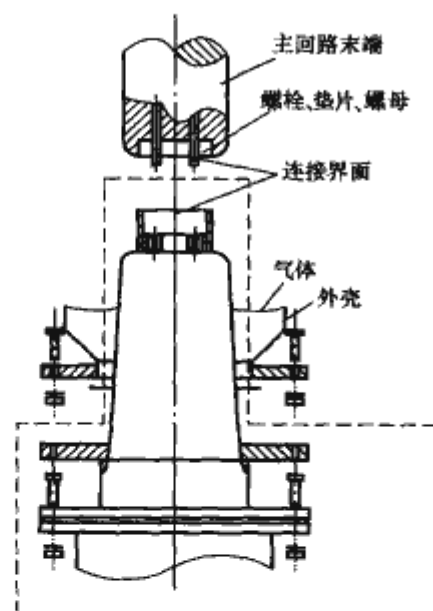


图 2.5-1 电力变压器与气体绝缘金属封闭开关设备之间典型的直接连接

元件加以隔离，绝缘元件应能承受套管上出现的最大感应电压，并应能承受 2kV 工频电压 1min，以防止 GIS 外壳感应电流通过套管传递到变压器、电抗器的外壳。绝缘元件的两侧可装设氧化锌限压器以释放运行中产生的感应过电压。

(4) GIS 分支母线与变压器、电抗器的油/气套管连接处，应设置可拆卸断口，可拆卸断口应设置在小的隔室内，断口间距应能承受各种试验电压，以便在 GIS 进行绝缘试验时隔离变压器、电抗器；可拆卸断口也应满足变压器、电抗器单独进行测试时的使用要求。

#### 1.4.2 GIS 与电缆直接连接

(1) GIS 配电装置与电缆连接的供货界限和责任划分按 GB/T 22381《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与充流体及挤包绝缘电缆的连接》执行，详见图 2.5-2。

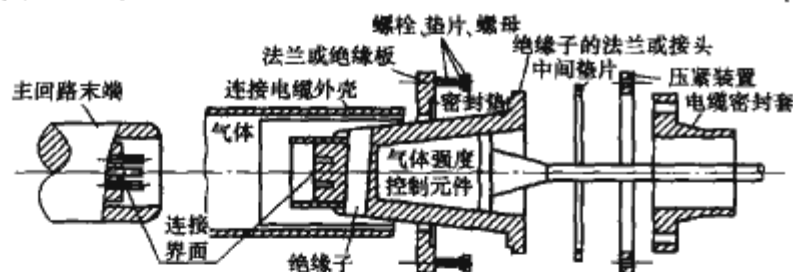


图 2.5-2 电缆连接装配图

(2) 电缆终端应能承受各种工况下两种介质压力不同而产生的最大压力差，以防止两种不同绝缘介质相互渗透。

(3) GIS 外壳与电缆金属外护套间应设置绝缘元件加以隔离，绝缘元件应能承受各种运行工况下出现的最大感应电压，并应能承受 2kV 工频电压 1min，以防止感应电压、感应电流相互影响。

(4) GIS 分支母线与电缆终端的连接处，应设置可拆卸断口，可拆卸断口应设置在小的隔室内，断口间距应能承受各种试验电压，以便现场安装、调试、检修。

#### 1.4.3 接地开关的配置

(1) 接地开关的配置应满足 GIS 检修期间，能将检修部分的主回路接地。

(2) 快速接地开关用在不能预先确定是否带电的回路，主要用于出线回路的线路侧。快速接地开关应具有关合额定峰值耐受电流的能力，以及切合一定电磁感应和静电感应电流的能力。

(3) 部分或全部接地开关的接地端子应有与地电位绝缘

的措施，以便 GIS 进行有关试验和测量。

#### 1.4.4 伸缩节的配置

(1) 伸缩节的设置应能调节和吸收基础的不均匀沉陷、土建施工误差、设备制造误差、安装误差、补偿温度应力、地震力、断路器操作时的暂时变位以及变压器微振等方面产生的位移。

(2) 制造厂应依据工程具体情况和 GIS 的总体结构提出合理的伸缩节配置方案。下列部位应设置伸缩节：长母线，母线过土建结构缝处，GIS 分支母线与变压器、电抗器的连接处。

#### 1.4.5 隔室划分

GIS 配电装置隔室划分应考虑分期安装、试验、运行、故障、检修等方面的要求。隔室划分除满足 1.4.1~1.4.2 对隔室的要求外，一般还应满足下列要求：

(1) 一个间隔内的断路器等设备检修时不能影响未检修间隔的正常运行。

(2) 将内部故障限制在一个隔室内。

(3) 一个隔室内的 SF<sub>6</sub> 气体容量宜控制在一个台班内全部回收完毕，并应考虑气体回收装置的容量。

#### 1.4.6 试验套管和试验段

GIS 开关站设计时，应考虑现场耐压试验方案，根据试验方案确定是否要求 GIS 生产厂提供 GIS 现场耐压试验用的试验套管和套管与 GIS 连接的气体绝缘分支母线段。一般情况下，GIS 配电装置进出线为电缆或进线与变压器直接连接、出线为电缆时，应要求 GIS 生产厂提供试验套管和试验段。若室内空间不满足现场耐压试验要求，可要求生产厂提供气体绝缘加压设备。

#### 1.4.7 操作、控制电源

(1) 操动机构的驱动电源一般为交流三相 380V；控制电源应为直流 220V 或 110V，电压变幅范围为 +10%~-20%；操作、控制电源应分别有两个独立的电源供电，自动切换、互为备用。

(2) 断路器控制回路在下列电压变化范围内应正常工作：

1) 合闸线圈电压变化范围为 80%~110%。

2) 分闸线圈电压变化范围为 65%~110%。

#### 1.4.8 GIS 内的特快速暂态过电压 (VFTO)

在 GIS 开关站中，操作隔离开关和断路器时，断口间常出现重击穿，每次重击穿都会在 GIS 内产生 VFTO。VFTO 是上升速率（上升时间一般为 3~20ns）极快的阶跃式电压波，阶跃式电压波在 GIS 内不断地折射、反射和叠加，产生高频振荡。VFTO 会降低设备绝缘寿命，使设备故障造成事故。

VFTO 的危害主要在超高压系统上。避雷器对限制 VFTO 作用很小，限制 VFTO 的危害主要措施有断路器装合闸电阻，隔离开关装分闸电阻；提高设备的绝缘水平；改进产品结构，降低设备上的残余电荷。

## 2 GIS 开关站布置

GIS 开关站的布置应首先了解 GIS 的结构特点。GIS 由各种独立的标准元件组成，各元件间都通过法兰连接起来，连接所需母线的长度可以调整，故具有积木式特点。因此，对于不同的电气主接线和场地，可将 GIS 各种元件组合成不同的布置形式。

一般情况下，断路器结构型式对布置影响较大。户内 GIS 的断路器一般选用立式结构，可减少厂房跨度和面积；



户外 GIS 的断路器一般选用卧式结构,方便架空进出线,减少分支管道长度。

GIS 配电装置母线可分为单相和三相共筒两种类型,330kV 及以下的 GIS 配电装置母线多数采用三相共筒,500kV 及以上的 GIS 配电装置母线以单相为主。母线布置与电气主接线密切相关,一般而言,对于立式结构断路器,母线布置在断路器的两侧;对于卧式结构断路器,母线可布置在断路器的上面或下面,视具体情况确定。

GIS 布置时,必须考虑其安装、检修、起吊、运行巡视、现场试验以及 SF<sub>6</sub> 气体回收装置搬运所需的空间和通道,并留有安装场地。一般按下列几方面进行校验:

(1) 同一间隔内的 GIS 配电装置,应避免设备跨土建结构缝布置。对断路器而言,三相机械同步性能的要求以毫秒计,若同一间隔跨土建结构缝,因土建结构缝产生的不均匀沉降,上述性能将难以得到保证。

(2) GIS 布置时,应满足一个间隔内的断路器等设备检修时,不能影响未检修间隔的正常运行。

(3) GIS 两侧应设置安装、检修和巡视的通道。主通道宜设置在靠断路器的一侧,其宽度应满足检修 GIS 配电装置中最大设备单元搬运所需的空间和 SF<sub>6</sub> 气体回收装置搬运所需宽度,一般情况应不小于 2m;另一侧通道供巡视用,其宽度应满足操作、巡视和补气装置对隔室补气的要求,一般不宜小于 1.2m。

(4) GIS 户内布置时,必须校验最大运输单元在安装、检修时所需的起吊搬运空间,并应在室内一端设置安装场地,其长度一般取 2~3 个间隔宽度。

(5) 现地汇控柜一般布置在主通道一侧,与每个间隔对应布置。

(6) GIS 布置时,应考虑现场试验设备的布置场地和耐压试验所需的空间。耐压试验所需的空间根据现场耐压试验方案考虑。

### 3 GIS 接地

为保证人身和设备安全,GIS 配电装置的主回路、辅助回路、设备构架以及所有的金属部分均应接地。GIS 配电装置接地点较多,一般设置接地母线,将 GIS 的接地线与接地母线连接,接地母线与接地网多点连接。接地母线一般采用铜排,截面应满足动、热稳定的要求。

(1) 离相式 GIS 配电装置有两种接地方式,即全连式外壳多点接地和非全连式外壳一点接地。非全连式外壳一点接地,外壳受相邻磁场作用产生的涡流,只能屏蔽部分相邻磁场,电磁感应的作用在外壳上产生较高的感应电压,钢构架产生涡流损耗使钢构架发热,并且会对控制系统产生较大的电磁耦合干扰;全连式外壳多点接地使三相外壳在电气上形成一闭合回路,当导体通过电流时,在外壳上感应出与导体电流大小相当,方向相反的环流,可使外部磁场几乎为零。因而,GIS 配电装置的外壳接地广泛采用全连式外壳多点接地。

三相共筒式 GIS 配电装置的外壳接地可采用多点或一点接地。

(2) 离相式 GIS 配电装置采用全连式外壳多点接地时,设备之间的连接部位的外壳应设短接线,并在短接线上引出接地线接地。为防止构架的金属横梁成为接地线接地,在支架处应设置外壳短接线。外壳短接线的载流量按设备额定电流的 90% 考虑。

(3) 接地线截面应按通过接地线的最大短路电流选择,

校验热容量的时间对标称电压 220kV 及以下的配电装置采用后备保护动作时间,对标称电压 330kV 及以上的配电装置采用失灵保护动作时间。

## 4 GIS 现场试验

现场试验是检验 GIS 设备在运输、储存过程中出现缺陷和安装质量好坏的有效手段。GIS 设备在包装、运输、储存和安装过程中可能发生零件松动、脱落、导体表面刮伤,安装错位引起电极表面的缺陷,现场组装时由于疏忽导致导电微粒的进入或将工具遗忘在设备内等问题。因此,GIS 设备必须进行现场试验。

现场耐压试验如下。

### 4.1 试验电压的波形

工频耐压试验对检查导电介质污染比较敏感,在大多数情况下能有效的检查异常电极结构,且易于实施,现场必须进行。电压波形应接近正弦,两个半波应完全一样,且峰值和有效值之比等于  $\sqrt{2} \pm 0.07$ 。试验频率一般应在 10~300Hz 范围内。

操作冲击电压试验对检查存在的绝缘缺陷、污染和异常电场结构特别有效,所用的试验设备比较简单,适用于较高额定电压的 GIS 现场耐压试验。操作冲击波即可采用非周期性波,亦可采用振荡波,其波头时间一般应在 150~1000 $\mu$ s 之间。

雷电冲击电压试验对检查异常带电结构(如电极损坏)比较敏感,在条件具备时进行。雷电冲击电压波的波前时间可延长到不大于 8 $\mu$ s,如果采用振荡形雷电冲击电压波,其波前时间可延长到不大于 15 $\mu$ s。设备尺寸较大时,应考虑有陡波引起的反射。

### 4.2 耐压试验值

现场安装完毕,充 SF<sub>6</sub> 气体到额定气压后进行现场耐压试验,试验电压值为:工频耐压为出厂试验耐压值的 80%;操作冲击耐压试验为型式试验耐压值的 80%,亦可采用型式试验时雷电冲击施加电压值的 64%;雷电冲击耐压试验为型式试验时雷电冲击施加电压值的 80%。高海拔地区应减去海拔修正值。

### 4.3 试验电压的施加

耐压试验前应将与 GIS 连接的变压器、电抗器、避雷器、电压互感器、高压电缆等不允许与 GIS 一起进行耐压试验的设备隔离;在二次回路未全部形成前,电流互感器二次端子需短接、接地。

试验电压应施加到每相导体与外壳之间,每次一相,其他相的导体应与接地外壳相连,试验电源可接到被试相任一方便部位。

从便于确定击穿放电的部位、限制击穿时的放电量和试验电源的容性负载等考虑,可通过断路器和隔离开关的操作,将每相分为几个部分进行耐压试验。不施加电压的部分应接地。

若怀疑断路器和隔离开关在运输、安装过程中受到损伤或经过解体,现场安装后应进行断口间的耐压试验。

## 5 GIS 配电装置对土建的要求

### 5.1 户内 GIS 配电装置对土建的要求

(1) GIS 配电装置室需清洁干燥、有一定的防尘能力,



并应采取措施防止雨、雪、小动物、风沙和污秽尘埃的进入。

(2) GIS 配电装置室应有两个出口,当长度大于 60m 时,宜增设一个出口。

(3) 地下 GIS 配电装置室应考虑防潮措施,不允许地下水渗漏,必要时应设置防渗漏隔墙和防水顶棚。

(4) 为保证 GIS 配电装置安装顺利和安全运行, GIS 配电装置室土建误差应满足如下要求:

混凝土分缝线两侧水平横向和纵向产生的位移不超过  $\pm 10\text{mm}$ ,垂直位移不超过  $\pm 5\text{mm}$ ;累计到 GIS 设备安装标称面的水平和垂直方向土建误差不大于  $\pm 8\text{mm}$ ;在 100m 长之内地面的不平整度不应超过 10mm。

(5) GIS 设计应考虑 GIS 室基础的不均匀沉陷,土建结构缝在 GIS 运行中会产生三个方向  $\pm 10\text{mm}$  范围内的位移。

## 5.2 户外 GIS 配电装置对土建的要求

(1) GIS 设备安装基础的地平面不平整度不应超过 10mm。

(2) GIS 设备安装区的基础不均匀沉陷应控制在  $\pm 10\text{mm}$  之内。

(3) GIS 配电装置除运输通道、基础外, GIS 设备区宜填筑粒径 20~30mm 的卵石、碎石、草坪或混凝土,其他区域宜设置草坪,并进行必要的绿化。

## 6 混合式配电装置 HGIS

HGIS 开关站是一种基于 GIS 配电装置紧凑、运行可靠性高、维护工作量小的优点,将发生事故几率极低的母线、电压互感器、避雷器等一些不需要操作的设备和元件采用敞开式,将占地面积较大的断路器、隔离开关、电流互感器等用 GIS 设备的开关站,即 HGIS。

HGIS 与 GIS 相比,减少了封闭母线、三通元件和组合型式,制造简单、加工量少、易于标准化。因而 HGIS 配电装置即具有 GIS 配电装置的优点,又具有敞开式配电装置造价低廉,适用于架空进、出线的特点,在 220kV 及以上电压等级具有较好的使用效果。

### 6.1 HGIS 开关站的特点

(1) 所用空间及占地面积少。由于采用敞开式母线,与

GIS 开关站相比,开关站宽度方向有所增加,长度方向与 GIS 开关站基本相当。其占地面积为敞开式中型布置的 50% 或更少。

(2) 运行安全。需要操作的元件为 GIS,运行人员操作时不会触及带电部分。

(3) 可靠性高。需要操作的元件为 GIS,绝缘介质  $\text{SF}_6$  气体的绝缘性能和灭弧性能好,设备运行可靠性高。

(4) 安装时间短。GIS 部分可以整体或若干元件组合成一体运输,现场安装简便。

(5) 维护工作量少。运行期间, GIS 电寿命长,检修周期一般为 20 年,使用寿命内不需要解体检修,维护工作量少。

### 6.2 HGIS 开关站使用场合

土地昂贵或耕地面积较少的地区;受地形、施工等外界条件限制,站址选择困难的区域。HGIS 特别适合架空进出线较多的变电站,占地面积比 GIS 开关站增加不多,但可节省大量的 GIS 主母线和分支母线的投资。

## 7 GIS 开关站设计工程实例

### 7.1 110kV GIS 开关站

110kV GIS 开关站工程实例见图 2.5-3。

### 7.2 220kV GIS 开关站

220kV GIS 开关站工程实例见图 2.5-4。

### 7.3 330kV GIS 开关站

330kV GIS 开关站工程实例——平面布置见图 2.5-5。

330kV GIS 开关站工程实例——剖面布置见图 2.5-6。

### 7.4 500kV GIS 开关站

500kV GIS 开关站工程实例见图 2.5-7。

### 7.5 HGIS 开关站

HGIS 开关站工程实例 1 见图 2.5-8。

HGIS 开关站工程实例 2 见图 2.5-9。



图 2.5-3 110kV GIS 开关站工程实例



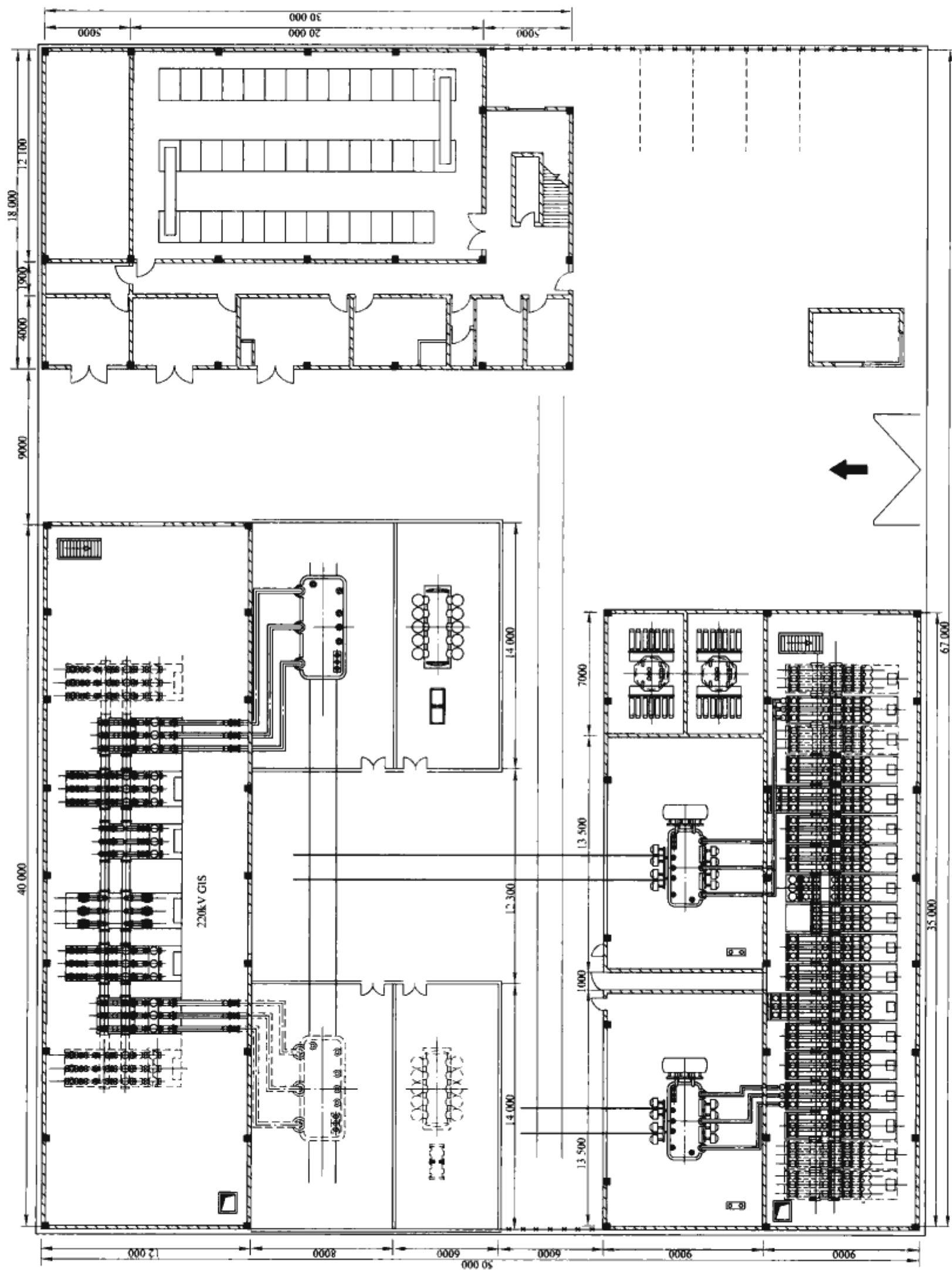


图 2.5-4 220kV GIS 开关站工程实例

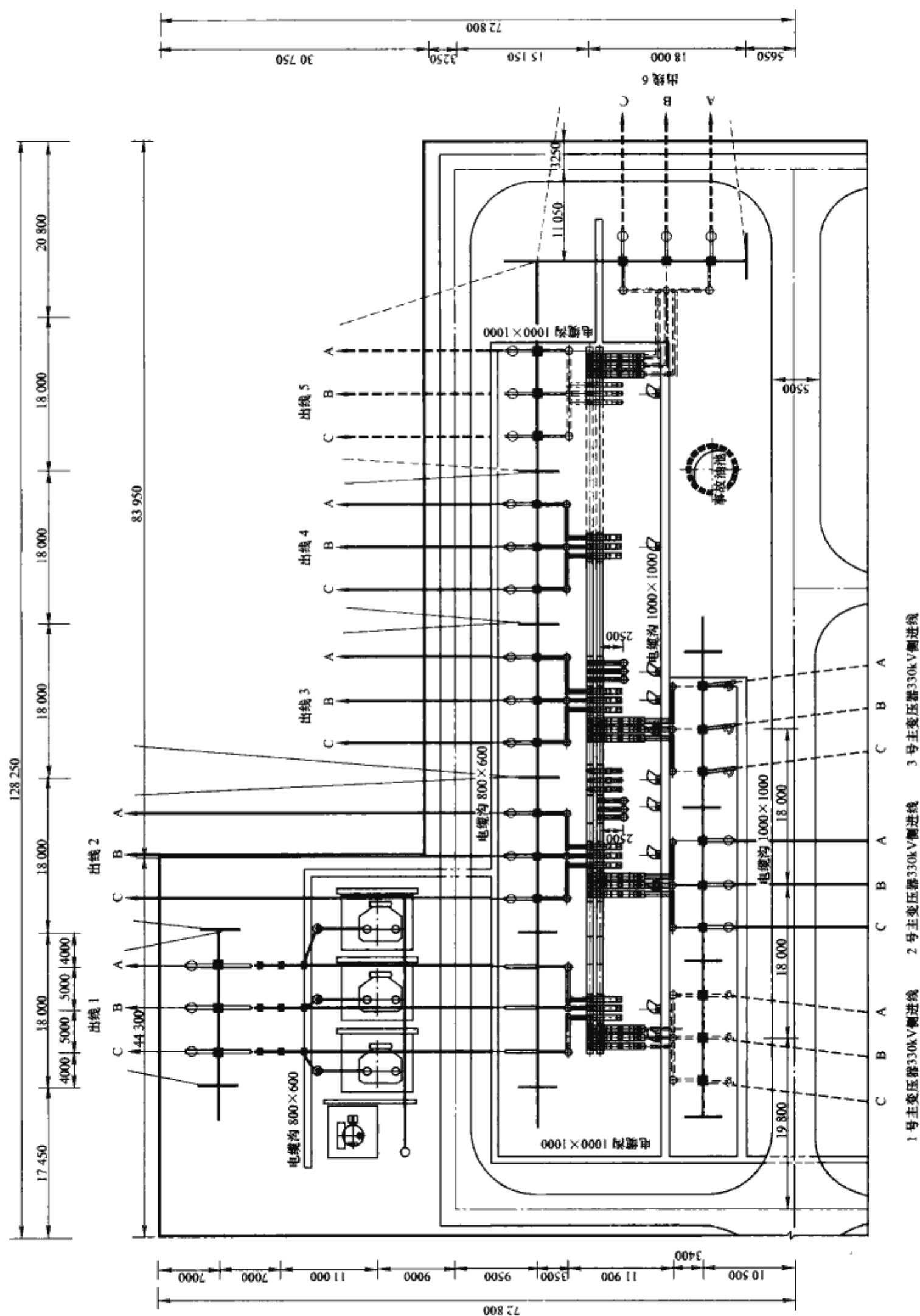


图 2.5-5 330kV GIS 开关站工程实例——平面布置



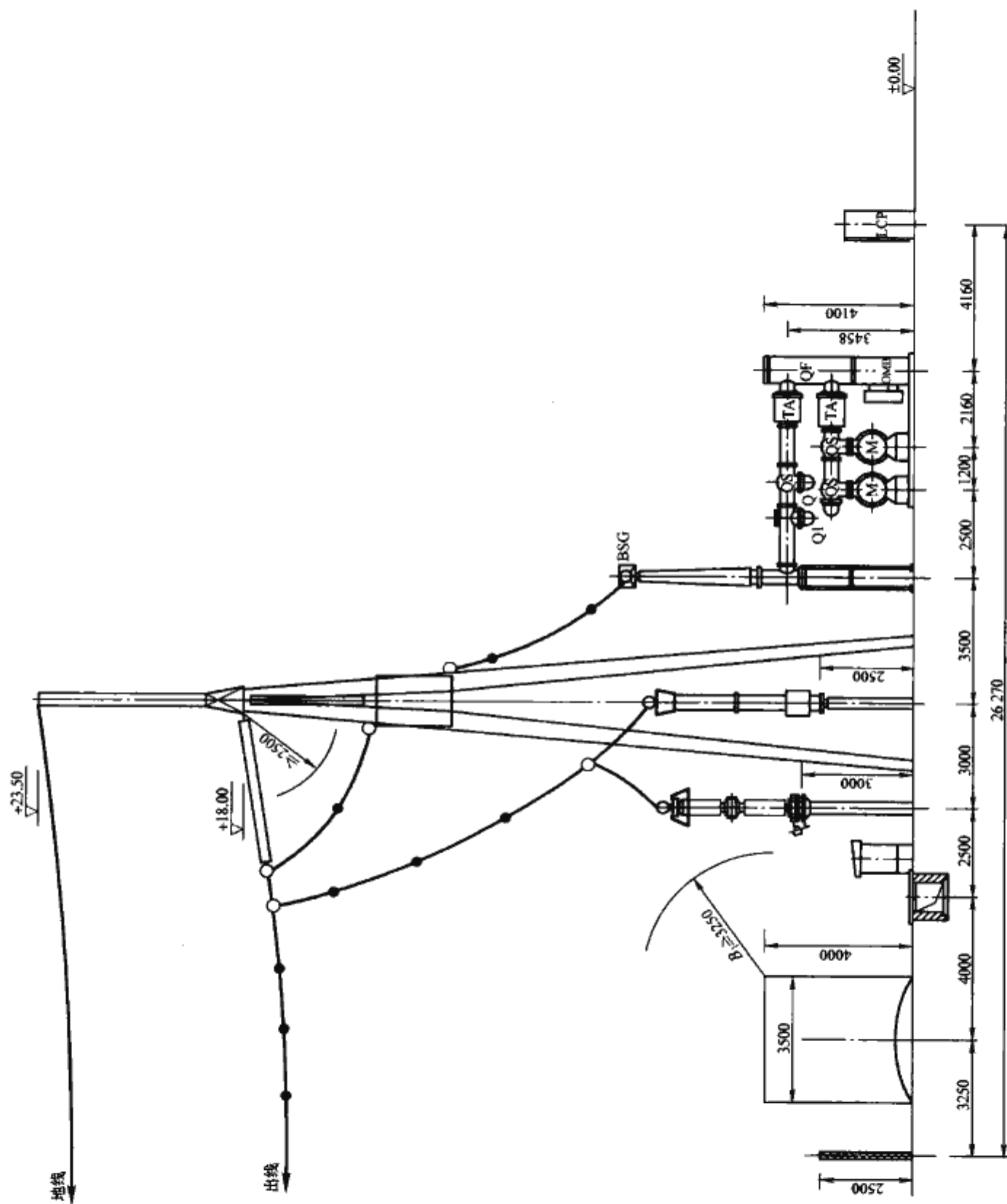


图 2.5-6 330kV GIS 开关站工程实例——剖面布置  
BSG—套管；Q1—快速接地开关；Q—检修接地开关；QS—隔离开关；TA—电流互感器；  
QF—断路器；M—母线；OMB—断路器操作机构；LCP—汇控柜





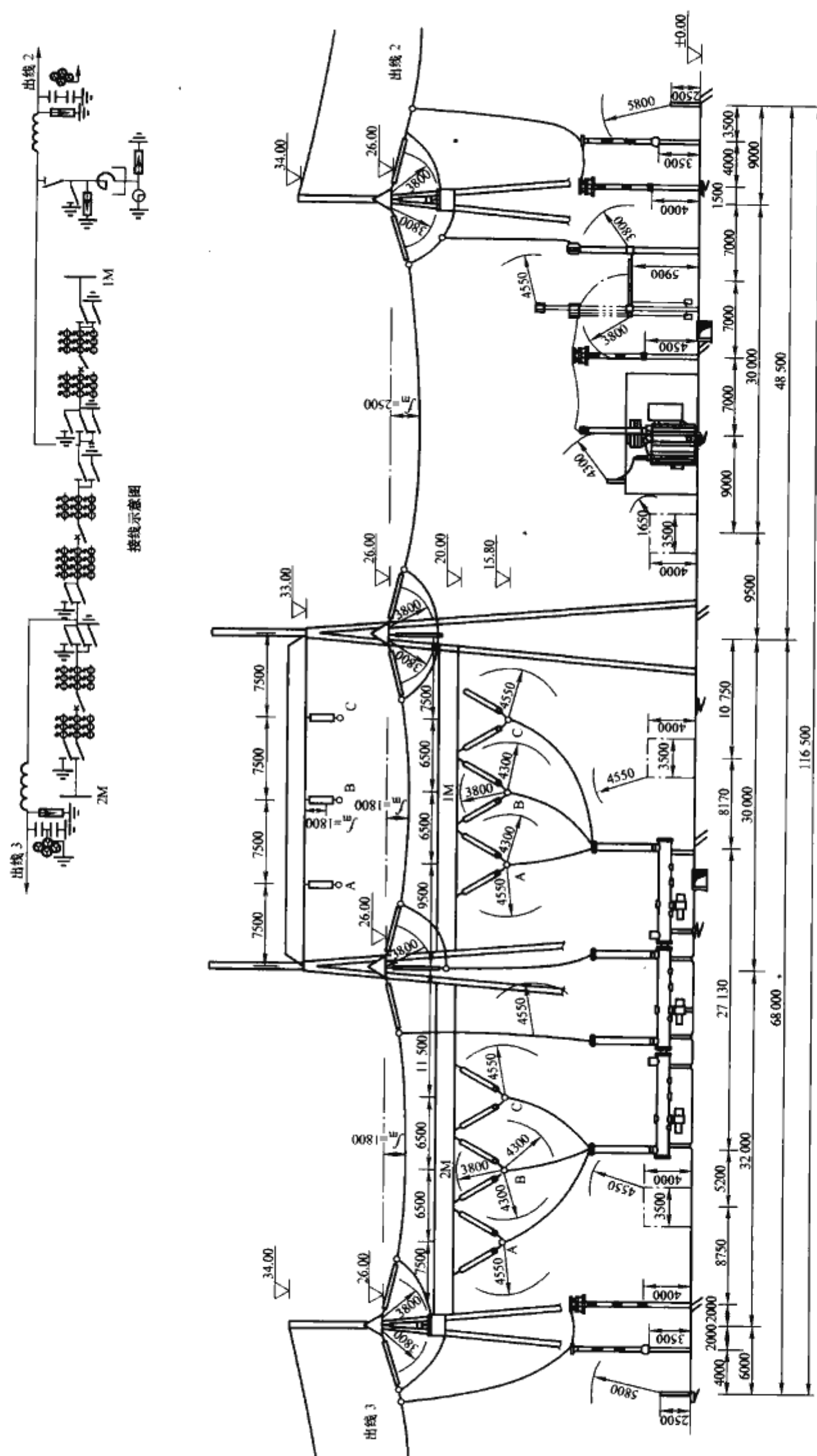


图 2.5-8 HGIS 开关站工程实例 1

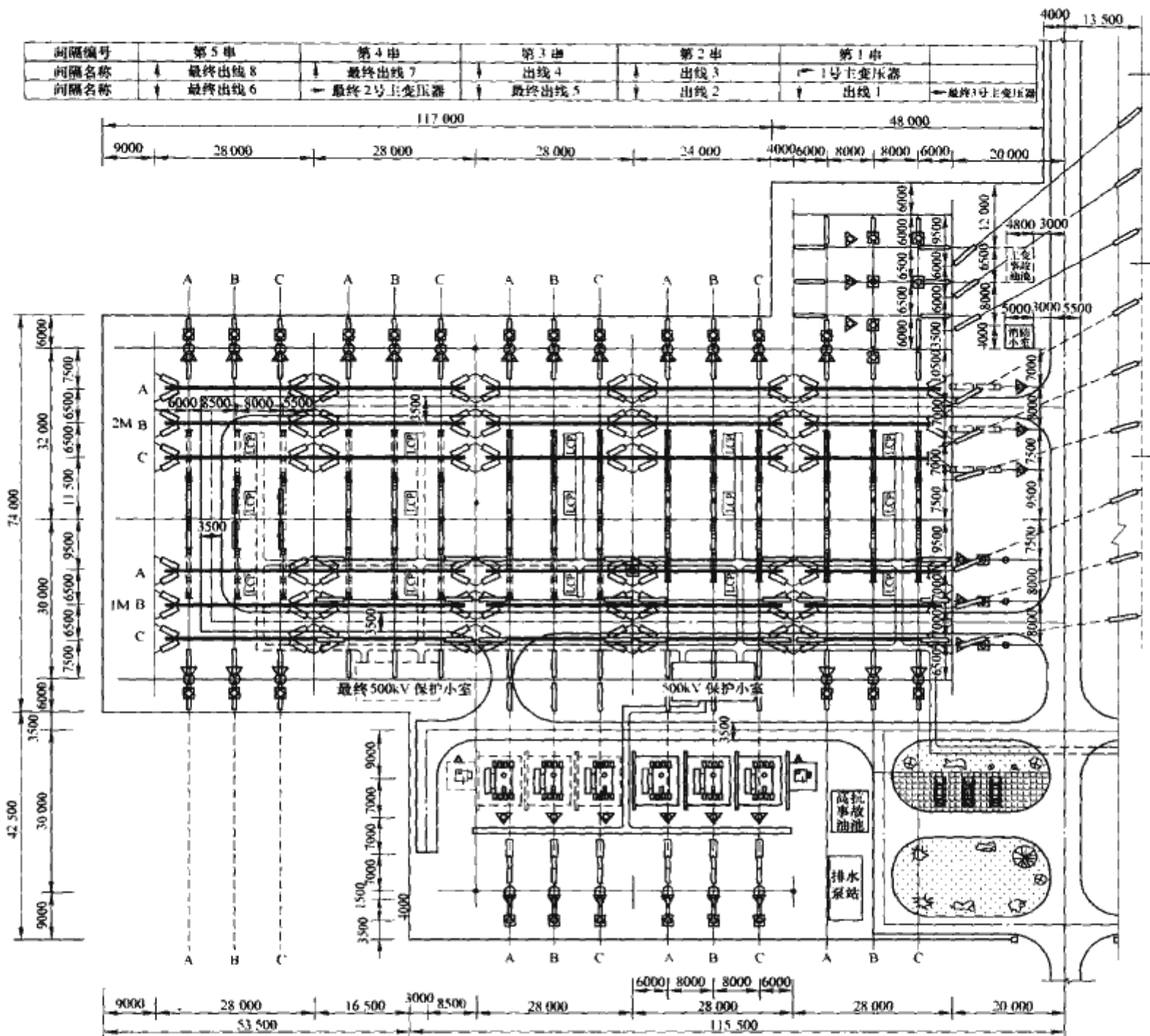


图 2.5-9 HGIS 开关站工程实例 2



## 第6章 变电站的控制、保护及自动装置

### 1 变电站的控制方式

#### 1.1 变电站的控制值班方式

变电站的控制值班方式分为有人值班及无人值班方式两种。其中,220kV 枢纽变电站、330kV 及以上电压等级的变电站为有人值班方式,多采用计算机监控系统控制,也有采用强电控制方式;220kV 终端变电站和110kV 及以下的变电站为无人值班方式,由集中控制中心或有关调度所实现遥控、遥测、遥信和遥调等“四遥”功能。

#### 1.2 电气设备的控制地点

有人值班的变电站设置有主控制室,无人值班的变电站不设置主控制室,而设置有二次设备间。在主控制室内控制的设备和元件有主变压器、线路并联电抗器、母线联络断路器、分段断路器、旁路断路器、35kV 及以上的线路、串联补偿电容器及消防水泵等。二次设备间分散布置在各主设备的配电设备旁边,设有被控制设备和元件的继电保护装置和电能计量表计。变电站6kV 及10kV 户内配电装置到各用户去的线路、站用变压器、交流事故保安电源、交流不停电电源等一般采用在就地控制方式。

#### 1.3 变电站内设备的控制及信号

(1) 变电站采用强电一对一控制方式,强电控制时,直流电源额定电压选用110V 或220V。根据变电站规模可设置一组或多组蓄电池。

(2) 断路器的控制主要考虑因素有电源监视,监视跳、合闸回路的完整性,能指示断路器合闸和跳闸的位置状态,具有必要的电气闭锁装置以及要求接线简单可靠。

(3) 220kV 及以上电压等级的倒闸操作用的隔离开关具有远方及就地操作;检修用的隔离开关、接地开关和母线接地器能就地操作;110kV 及以下电压等级的隔离开关、接地开关和母线接地器能就地操作;隔离开关、接地开关和母线接地器,都必须具有操作闭锁措施,严防电气误操作。

(4) 有人值班的变电站设置有能重复动作、延时自动或手动解除音响的事故和预告信号装置;无人值班的变电站只设置简单的音响信号装置,该信号装置仅在变电站就地控制时才投入。

### 2 变电站设备的继电保护

变电站内主要设备有主变压器、开关设备、母线、电流互感器、电压互感器、避雷器等,某些变电站还配置了并联电抗器。主要设备的继电保护选型多采用微机型保护装置。其中,220kV 及以上电压等级的主变压器、母线及线路保护等均按照相互独立的原则进行双重化配置。110kV 及以下电压等级的电气设备,一般不考虑双重化配置。

#### 2.1 变压器保护

变压器保护配置主要有重瓦斯保护,轻瓦斯保护,变压

器纵联差动保护,零序过电流保护,零序过电压保护,复合电压闭锁过电流保护,温度过高保护,油位异常保护,压力释放保护,冷却系统故障、过负荷、过励磁保护以及电流互感器、电压互感器断线闭锁保护等。对于高压侧电压为330kV 及以上的变压器,应装设双重差动保护。

#### 2.2 母线保护

35kV 及以上电压等级的母线一般应装设专用母线差动保护。220kV 及以上电压等级的母线保护须要按双重化配置,并且具有不同原理,电流互感器、电压互感器应使用各自独立的绕组进行接线。35kV 以下电压等级的母线一般可由变压器的后备保护或采用不完全电流差动式保护实现对母线的保护。

#### 2.3 断路器保护

110kV 及以上电压等级分相操作的断路器保护需要配置断路器失灵保护,35kV 及以下电压等级的断路器一般不考虑配置失灵保护。

#### 2.4 线路保护

110kV 及以上电压等级的线路应配置全线速动的主保护,主保护可根据电网结构及稳定的要求进行配置。主保护一般可采用光纤分相电流差动保护、高频闭锁距离、高频闭锁方向、高频相差保护等。配置的后备保护一般为三段式相间和接地距离保护、四段零序方向过流保护等。220kV 及以上电压等级的线路保护一般应装设两套全线速动保护。

35kV 及以下电压等级的线路保护配置主要有电流速断保护、定时限或反时限过电流保护,以及过负荷保护。

#### 2.5 并联电抗器

并联电抗器的保护配置与变压器的保护配置基本相同,主要针对电抗器的故障及异常运行方式设置相应的保护装置,主要有重瓦斯保护,轻瓦斯保护,纵联差动保护,零序过电流保护,零序过电压保护,温度过高保护,油位异常保护,压力释放保护,冷却系统故障、过负荷、过励磁保护以及电流互感器、电压互感器断线闭锁保护等。

#### 2.6 并联电容器

并联电容器保护配置主要有纵联差动保护、零序过电流保护、零序过电压保护、过负荷保护等。

#### 2.7 变电站自用电变压器

变电站自用电变压器的保护主要有速断保护、过电流保护、过负荷保护、低压侧零序电流保护等。

### 3 变电站的安全自动装置

变电站常用的安全自动装置有:

- (1) 备用电源自动投入装置;
- (2) 自动准同步装置;



- (3) 线路自动重合闸装置;
- (4) 自动按频率减负荷装置;
- (5) 电力系统无功补偿自动装置;
- (6) 故障录波装置。

### 3.1 备用电源自动投入装置

该装置设置在两段母线之间,当工作母线因故障电压降低后,备用电源自动投入装置经过逻辑判断后自动投入母线分段断路器,向工作母线供电,备用电源自动投入装置在投入过程中只允许动作一次。

### 3.2 自动准同步装置

在变电站主接线中,两侧均有电源的断路器均考虑作为同期点,装设相应的同步装置。同步方式主要以自动准同步为正常的同步方式,手动准同步作为备用的同步方式。同步装置的配置方式有两种:在变电站设置集中的同步装置;也可以由各个单元各自的测控装置实现自动准同步功能。

### 3.3 线路自动重合闸装置

110kV及以上电压等级的线路断路器考虑设置自动重合闸装置,自动重合闸的方式考虑原则一般为:110kV及220kV电压等级的线路断路器设置为三相一次自动重合闸方式,330kV及以上电压等级的线路断路器设置为综合自动重合闸方式。

### 3.4 自动按频率减负荷装置

在变电站主接线中,110kV及以上电压等级的母线上设置自动按频率减负荷装置,在电力系统发生事故出现功率缺额引起母线频率急剧大幅度下降时,自动切除部分用电负荷,以使母线频率迅速恢复到允许范围内,以免系统频率崩溃。

### 3.5 电力系统无功补偿自动装置

电力系统无功补偿分为串联和并联两种补偿方式,设备有电抗器和电容器两类,根据电力系统运行状态进行无功补偿,以防止系统稳定被破坏和系统电压降低或电压过高。设置方式将根据电力系统稳定要求确定。

### 3.6 故障录波装置

110kV及以上电压等级的线路、变压器、母线设备应设置故障录波装置。故障录波装置具有多路模拟量和开关量输入,能自动记录线路保护、变压器和母线保护的各种故障信息,在系统故障或振荡前后均可记录电量波形图,记录各开关输入量在故障前后的变化等。故障录波装置具有为电力系统进行详细的故障分析提供可靠依据的作用,并应具有测距功能。

## 4 变电站的综合自动化

变电站的综合自动化以微机保护和计算机监控系统为主体,加上变电站的其他智能设备构成功能综合化的自动化系统。计算机监控系统采用分层分布式组态模式,以微机为核心,集监测、故障录波、防误操作、自动调压、事故顺序记录、操作和事故专家系统、接地自动巡查、直流系统接地检查、负荷运行管理、非电量测量等功能为一体,微机保护涉及主变压器、开关设备、母线及线路的继电保护,保护和计算机监控系统及其他智能设备即可构成一个信息共享、工作

独立、可分期建设的分布式变电站综合自动化系统。

### 4.1 综合自动化设置原则

(1) 控制管理原则应按“无人值班”(少人值守)的监控要求考虑。

(2) 在主控室对变电站的运行及其主要电气设备实现集中监控管理,就地各测控单元实现对设备的数据采集和处理,并上传相关数据和接受远方下达的指令,实现对变电站运行的监控。综合自动化系统采用全计算机监控模式,不在主控室设常规的监控设备。但在各间隔断路器汇控柜设置跳、合闸按钮,采用强电一对一控制方式,同时装设反映断路器运行状态的指示信号,以满足简单操作的要求。

(3) 综合自动化采用符合国际开放系统标准的分层全分布式系统结构。系统配置采用冗余技术。

(4) 在设置时应充分考虑系统方案的经济性、合理性、实用性、可靠性和成熟性,在满足上述要求的基础上,尽量体现其先进性。

### 4.2 综合自动化系统功能

系统功能主要有数据采集与处理功能、安全监测和人机接口功能、控制和调整功能、同步操作功能、设备运行管理及指导功能、数据通信功能等。

### 4.3 变电站综合自动化的结构及配置

#### 4.3.1 综合自动化系统结构

变电站综合自动化采用开放性、分层全分布式系统结构。整个系统分为变电站层和间隔层两层,数据库设置为分布式管理方式。变电站层采用功能分布结构,间隔层按监控间隔设置就地测控单元。

变电站层和间隔层之间多采用单以太网或双以太网结构。一般枢纽变电站由于地理位置特殊,可靠性要求高,所以一般推荐采用双以太网结构。网络传输的介质一般选用屏蔽双绞线、同轴电缆或光缆等。

#### 4.3.2 综合自动化系统配置

综合自动化系统配置一般包括硬件配置和软件配置,对于硬件配置,主要考虑变电站层和间隔层两层的硬件配置。

(1) 变电站层硬件配置主要有主机/操作员工作站、工程师工作站、继电保护工程师工作站、五防工作站、远动通信工作站、站内通信工作站、时钟系统等。主机/操作员工作站一般采用双机热备用的主/备方式。

1) 主机/操作员工作站的软件配置要求能够完成对变电站监控系统的管理,主要内容包括数据库管理、在线及离线计算、各图表曲线的生成、事故及故障信号的分析处理、语音报警、电话查询以及事故自动寻呼(ON-CALL)等。

2) 工程师工作站的软件配置要求能够完成对系统软件的开发、系统软件的维护和修改、程序的调试,以及作为运行人员培训用。

3) 继电保护工程师工作站软件配置要求能够完成查询各保护装置、接收保护装置故障记录报告和事故记录报告、修改保护定值、操作保护的投切和信号复归。

4) 五防工作站的软件配置要求能够进行操作票预演、与电脑钥匙通信、实际闭锁控制、操作票编辑查询等操作。同时,五防工作站可直接与五防闭锁模拟屏通信。

5) 远动通信工作站的软件配置要求能够实现变电站的监控系统与上级调度中心的数据交换。

6) 站内通信工作站的软件配置要求能够实现变电站综



合自动化系统与其他系统的通信。

7) 时钟系统的配置要求采用 GPS 卫星同步时钟, 保证时钟系统同步。

(2) 间隔层的硬件配置原则: 间隔层是变电站生产过程的基础, 间隔层测控单元按间隔进行设置。

间隔层的软件配置要求能够完成对变电站设备的控制监视, 根据被控设备不同, 各间隔层测控单元可独立完成各间隔设备的数据实时采集和控制操作; 断路器和隔离开关的分合闸操作, 并与变电站层实时通信。

## 第7章 变电站其他设施及要求

### 1 变电站的防污措施

污闪事故是变电站中带电设备的瓷件和绝缘子表面逐渐沉积的一些污秽物质引起的。一般在干燥的条件下,这些污秽物质对运行的危害并不显著,但在一定湿度条件下,这些污秽物质溶解在水分中,形成电解质的覆盖膜,或是有导电性质的化学气体包围着瓷件和绝缘子,使瓷件和绝缘子的绝缘性能大大降低,致使表面泄漏电流增加,当泄漏电流达到一定数值时,导致闪络事故发生。因此,污闪故障的显著特点是与气候关系密切。在各种气象条件中,雾和毛毛雨最容易造成污闪,雨、雪天气也是污闪事故频发的诱因。由于一种气象条件往往发生在一个较大的范围内,且持续时间长,所以污闪经常在多处同时发生,且有可能连续多次发生,造成长时间、大面积停电。污闪事故虽然不及雷电事故频繁,但造成的损失却比雷电事故时大得多,这给电力系统安全、稳定运行带来很不利的影响。因此,必须采取积极有效的防污措施。

#### 1.1 污染源

造成闪络事故的污秽来源很多,如燃煤发电厂、化肥厂、冶金厂、焦化厂等工矿企业排放的烟尘和废气,公路上汽车排放的尾气、扬尘污秽,以及盐碱污秽、海水污秽甚至鸟粪污秽等。

(1) 工业污染。工矿企业以及汽车等交通工具排放的废气、粉尘。废气中含有大量的硫化物、碳化物、氰化物、氮化物、氯化物等。这些物质在空气中氧化或被水分吸收,形成酸性(碱性)溶液,在绝缘子及瓷套管表面形成导电薄膜,使其绝缘下降。各类粉尘中,有的含有金属微粒,具有较强的导电性;有的具有很强的吸水性,遇水结垢,不易清除,对瓷绝缘件有很大危害。

(2) 盐污。海水中含有较多的盐分,在风力的作用下,含盐飞沫沉积在设备的外绝缘上,由于海水含盐量高,导电性很强,受潮后容易导致污闪。

(3) 盐碱污秽。盐碱地中除含有盐分外,还有重碳酸钠和氯化物,寒冬季节常形成盐碱霜化,随风落在绝缘子上,遇到潮湿天气,就可能导致污闪。

(4) 其他污秽。居民区及一般小工业区的综合污染、施化肥的农田污秽及繁忙公路的土尘污秽等,也会对瓷绝缘造成危害。

#### 1.2 防污措施

##### 1.2.1 正确划分污秽等级选用相应设备

由于污秽性质及程度不同,以及气候条件的差异,外绝缘的设防标准也不相同,世界各国已制定了各种污秽环境分级的定性及定量标准,对每个等级规定了必须的爬电比距,按此选用相应爬电比距的设备,对防止污闪起到很大作用。

污秽等级划分主要依据污湿特征、运行经验并结合外绝缘表面污秽物质的等值附盐密度(简称盐密)三个因素。运行经验主要根据现有运行设备外绝缘的污闪跳闸和事故记

录、地理和气象特点、采用的防污措施等情况考虑。盐密测量的方法是用一定量的蒸馏水,将绝缘子或电气设备瓷件表面上的污秽清洗下来,并测量其导电率,再以等量的蒸馏水中产生相同的导电率的氯化钠盐量,作为其等值附盐量。盐密值应是以1~3年的连续积污盐密为准。

根据自然污秽环境条件,国际电工委员会将变电站污秽等级划分为四级污秽水平:

(1) 轻。主要是没有工业,装供热设备的房屋密度较小的地区;工业或房屋密度较小,但经常有风和(或)雨的地区;农业地区;山区。所有这些地区,至少都离海边10~20km,不直接遭受海风的作用。

(2) 中等。不产生特别污染烟灰的工业区和(或)装供热设备的房屋密度中等的地区;房屋和(或)工业密度较大,但经常有风和(或)雨的地区;会遭受海风作用但离海岸不太近(至少相隔几千米)的地区。

(3) 重。工业密度较大地区和产生污染的供热设备密度较大城市地区;靠近海岸的地区或是任何情况下都会遭受相当强的海风作用的地区。

(4) 很重。能遭受到导电粉尘和能产生特别厚的导电沉积物的工业烟灰的地区,范围适度;很接近海岸和会受到海水雾气喷溅或会受到很强的污染性海风作用的地区,范围适度;长期无雨受到夹有沙和盐的强风作用且常有凝露的地区 and 沙漠地区。

我国的国家标准将线路设备的污秽等级划分为0、I、II、III和IV五级,发电厂、变电站设备的污秽等级划分为I、II、III和IV四级,并提出了各污秽等级下对应的盐密,见表2.7-1。

表 2.7-1 各污秽等级下对应的外绝缘盐密值

污秽等级	污 湿 特 征	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	
		线 路	发电厂、变电站
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污染地区	≤0.03	—
I	大气轻度污染地区,工业区和人口低密集区,离海岸盐场 10~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨),或雨量较多时	>0.03~ 0.06	≤0.06
II	大气中等污染地区,轻盐碱和炉烟污秽地区,离海岸盐场 3~10km 地区,在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨),但雨量较少时	>0.06~ 0.10	>0.06~ 0.10
III	大气污染较严重地区,重雾和重盐碱地区,近海岸盐场 1~3km 地区,工业与人口密度较大地区,离化学污源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区	>0.10~ 0.25	>0.10~ 0.25
IV	大气特别严重污染地区,离海岸盐场 1km 以内,离化学污源和炉烟污秽 300m 以内的地区	>0.25~ 0.35	>0.25~ 0.35



绝缘子和电气设备外绝缘的爬电比距的选择，应根据变电站的污源性质和严重程度划定的污秽等级来确定。电气设备外绝缘的最小爬电比距如表 2.7-2 所示。

表 2.7-2 电气设备外绝缘的最小爬电比距表

污秽等级	爬电比距 (cm/kV)			
	线 路		发电厂、变电站	
	220kV 及以下	330kV 及以上	220kV 及以下	330kV 及以上
0	1.39 (1.60)	1.45 (1.60)	—	—
I	1.39~1.74 (1.60~2.00)	1.45~1.82 (1.60~2.00)	1.60 (1.84)	1.60 (1.76)
II	1.74~2.17 (2.00~2.50)	1.82~2.27 (2.00~2.50)	2.00 (2.30)	2.00 (2.20)
III	2.17~2.78 (2.50~3.20)	2.27~2.91 (2.50~3.20)	2.50 (2.88)	2.50 (2.75)
IV	2.78~3.30 (3.20~3.80)	2.91~3.45 (3.20~3.80)	3.10 (3.57)	3.10 (3.41)

- 注 1. 线路和发电厂、变电站爬电比距计算时取系统最高工作电压。表中括号内数字为按额定电压计算值。
2. 计算各级污级下的绝缘强度时仍用几何爬电距离。由于绝缘子爬电距离的有效系数需根据大量的人工与自然污秽试验的结果确定，目前难以一一列出，参见国标 GB/T 16434--1996《高压架空线路和发电厂、变电站环境污区分级及外绝缘选择标准》附录 D。
3. 对电站设备 0 级（220kV 及以下爬电比距为 1.48cm/kV、330kV 及以上爬电比距为 1.55cm/kV），目前保留作为过渡时期的污级。
4. 对处于污秽环境中用于中性点绝缘和经消弧线圈接地系统的电力设备，其外绝缘水平一般可按高一级选取。

1.2.2 远离污染源

在变电站设计时，选址应该尽量远离各种污源，特别是化工厂、化肥厂和冶金厂等，站址应在各种污源主导风向的上风侧。户外敞开式高压配电装置与各类污染源的最小距离见表 2.7-3。

表 2.7-3 户外敞开式高压配电装置与各类污染源的最小距离

污染源类别	与污染源间的最小距离 (km)
化工厂（氯碱）	2
化肥厂	1~2
电化厂	1.5
铝厂（电解铝、铝氧）	1~2
钢铁厂	1
一般冶金厂	0.7
制药厂	1
水泥厂	0.8

1.2.3 合理选择配电装置类型

对于Ⅳ级污区，应在站址选择阶段尽量避让。如不能避让，经过经济技术比较，变电站可以考虑采用基本不受污秽影响的 GIS 设备或者全户内变电站。

1.2.4 采用耐污绝缘子或合成绝缘子

对于污秽水平严重的变电站的电气设备，可以采用耐污绝缘子或合成绝缘子。

耐污绝缘子一般采用增加或加大绝缘子伞裙的措施以增加绝缘子的爬电距离，提高绝缘子在污秽条件下的电气强度，耐污绝缘子的爬电比距一般要比普通绝缘子提高 20%~30%。

合成绝缘子是由伞裙、护套、芯棒及两端联结金具组成。伞裙由硅橡胶制成，具有良好的憎水性及憎水迁移性、耐腐蚀性、耐老化性等优异防污闪性能，且能减少人工清扫、免测零值。芯棒采用环氧树脂玻璃纤维引拔棒，具有很高的抗拉强度。

1.2.5 采用防污闪涂料与防污闪辅助伞裙

绝缘子表面涂覆室温硫化硅橡胶（RTV）防污闪涂料和加装防污闪辅助伞裙是防止变电设备污闪的重要补充措施。

RTV 防污闪涂料是由有机硅橡胶、填充剂和添加剂，经化学物理过程改性制造而成的。在绝缘子表面施涂 RTV 防污闪涂料后，所形成的涂层包覆了整个绝缘子表面，隔绝了绝缘子与污秽物质的接触。由于 RTV 防污闪涂料所具有的憎水性，当雨水或露珠接触到涂层表面时，就会变成水珠自动滚落，而不会形成连续的水链或铺展成水膜。重要的是当污秽物质降落到涂层上后，由于 RTV 防污闪涂料具有憎水迁移性，使得污秽物质也具有憎水性，而不被雨水或潮雾中的水分所润湿而离子化，从而能有效地扼制泄漏电流，极大地提高绝缘子的防污闪能力。

防污闪辅助伞裙是由有机硅橡胶，添加白炭黑、氢氧化铝等物质经高温硫化成型的，其性能同合成绝缘子，具有良好的耐电弧性、耐候性和绝缘性能，具有良好的憎水性和一定憎水迁移性。装设防污闪辅助伞裙方便易行，不但可以增大绝缘爬距，提高绝缘子的绝缘性能和耐污闪特性，而且比较经济。

1.2.6 防止冰闪事故

绝缘子覆冰闪络是污秽闪络的一种特殊形式。重冰区绝缘设计应采用增强绝缘、V 形串、不同盘径绝缘子组合等形式，通过增加绝缘子串长、阻碍冰凌桥接以及改善融冰状况下导电水膜形成条件，防止冰闪事故。

1.2.7 加强生产、运行、维护中的防污

定期开展盐密测量、污源调查和运行巡视工作，及时修订污区分布图。

在变电设备巡视中，应包括检查电气设备瓷件和绝缘子的内容，应检查电气设备瓷件和绝缘是否清洁，有无破损裂纹或放电痕迹，尤其在有雾、雨、雪等易造成闪络事故的天气情况下，应有针对性地进行特殊巡视检查。

及时清除绝缘子和瓷件上的污秽，是一项有效地防止闪络事故的措施，变电设备应按照“逢停必扫”的原则加强清扫。在污秽严重地区，对现场不易清扫的绝缘子，可以更换新的绝缘子，将旧的绝缘子带回清洗。室内设备的外绝缘也应定期清扫。

对于变电设备，可因地制宜采用带电水冲洗的方法，用压力水流清洗变电站的绝缘子和电气设备的瓷外绝缘的污秽。

2 变电站的防火

2.1 变电站建（构）筑物火灾危险性分类、耐火等级、防火间距及消防道路

生产的火灾危险性应根据生产中使用或产生的物质性质及其数量等因素，分为甲、乙、丙、丁、戊类，见表 2.7-4。

建筑物的耐火等级分为四级，其构件的燃烧性能和耐火极限规定见表 2.7-5。变电站各建、构筑物生产过程中的火灾危险类别及其最低耐火等级不应表 2.7-6 的规定。各建、构筑物整体及其部件的设计，除满足使用功能要求外，尚应符合防火方面的有关规定。

表 2.7-4 火灾危险性特征表

生产类别	火灾危险性特征	
	项别	使用或产生下列物质的生产
甲	1	闪点小于 28℃ 的液体
	2	爆炸下限小于 10% 的气体
	3	常温下能自行分解或在空气中氧化能导致迅速自燃或爆炸的物质
	4	常温下受到水或空气中水蒸气的作用，能产生可燃气体并引起燃烧或爆炸的物质
	5	遇酸、受热、撞击、摩擦、催化以及遇有机物或硫磺等易燃的无机物
	6	极易引起燃烧或爆炸的强氧化剂
	7	受撞击、摩擦或与氧化剂、有机物接触时能引起燃烧或爆炸的物质在密闭设备内操作温度不低于物质本身自燃点的生产
乙	1	闪点不低于 28℃，但小于 60℃ 的液体
	2	爆炸下限不小于 10% 的气体
	3	不属于甲类的氧化剂
	4	不属于甲类的化学易燃危险固体
	5	助燃气体
	6	能与空气形成爆炸性混合物的浮游状态的粉尘、纤维、闪点不低于 60℃ 的液体雾滴
丙	1	闪点不低于 60℃ 的液体
	2	可燃固体
丁	1	对不燃烧物质进行加工，并在高温或熔化状态下经常产生强辐射热、火花或火焰的生产
	2	利用气体、液体、固体作为燃料或将气体、液体进行燃烧作其他用的各种生产
	3	常温下使用或加工难燃烧物质的生产
戊		常温下使用或加工不燃烧物质的生产

表 2.7-5 建筑物构件的燃烧性能和耐火极限

构件名称		厂房和仓库建筑构件的燃烧性能和耐火极限 (h)			
		一级	二级	三级	四级
墙	防火墙	不燃烧体 3.00	不燃烧体 3.00	不燃烧体 3.00	不燃烧体 3.00
	承重墙	不燃烧体 3.00	不燃烧体 2.50	不燃烧体 2.00	难燃烧体 0.50
	楼梯间和电梯井的墙	不燃烧体 2.00	不燃烧体 2.00	不燃烧体 1.50	难燃烧体 0.50
	疏散走道两侧的隔墙	不燃烧体 1.00	不燃烧体 1.00	不燃烧体 0.50	难燃烧体 0.25
	非承重外墙	不燃烧体 0.75	不燃烧体 0.50	难燃烧体 0.50	难燃烧体 0.25
	房间隔墙	不燃烧体 0.75	不燃烧体 0.50	难燃烧体 0.50	难燃烧体 0.25

续表

构件名称	厂房和仓库建筑构件的燃烧性能和耐火极限 (h)			
	一级	二级	三级	四级
柱	不燃烧体 3.00	不燃烧体 2.50	不燃烧体 2.00	难燃烧体 0.50
梁	不燃烧体 2.00	不燃烧体 1.50	不燃烧体 1.00	难燃烧体 0.50
楼 板	不燃烧体 1.50	不燃烧体 1.00	不燃烧体 0.75	难燃烧体 0.50
屋顶承重构件	不燃烧体 1.50	不燃烧体 1.00	难燃烧体 0.50	燃烧体
疏散楼梯	不燃烧体 1.50	不燃烧体 1.00	不燃烧体 0.75	燃烧体
吊顶 (包括吊顶搁栅)	不燃烧体 0.25	难燃烧体 0.25	难燃烧体 0.15	燃烧体

表 2.7-6 建、构筑物生产过程中火灾危险性类别及最低耐火等级

序号	建、构筑物名称	火灾危险类别	最低耐火等级
1	主控通信楼	戊	二级
2	继电器室	戊	二级
3	电缆夹层		
	全部采用阻燃电缆时	戊	二级
	采用高压油电缆时	丙	二级
4	配电装置楼(室)		
	每台设备充油量 60kg 及以上	丙	二级
	每台设备充油量 60kg 以下	丁	二级
5	屋外配电装置	丙	二级
6	油浸变压器室	丙	一级
7	可燃性介质电容器室	丙	二级
8	油浸电抗器室(棚)	丙	二级
9	总事故油池	丙	一级
10	办公室	戊	三级
11	锅炉房	丁	二级
12	材料库、工具间(有可燃物)	丙	二级
13	汽车库、检修间	丁	二级
14	水泵房、水处理室、水塔、水池	戊	二级
15	消防器材室	戊	二级

注 1. 主控通信楼、继电器室当不采取防止电缆着火后延燃的措施时，火灾危险性应为丙级。  
2. 火灾危险性是按具有防止电缆着火后延燃的措施考虑。

为防止变电站火灾的蔓延及扩大，各建(构)筑物之间必须保持必要的防火距离。防火间距应符合现行的国家标准 GB 50016《建筑设计防火规范》的有关规定，见表 2.7-7。变电站内的消防车道宜布置成环形；当为尽头式车道时，应设回车场地。



表 2.7-7 变电站建、构筑物的最小距离 m

建、构筑物名称		丙、丁、戊类生 产建筑耐火等级		屋外配 电装置		可燃介 质电容 器室 (棚)	露天 油库	总事故 储油池	站内生活 建筑耐火等级		站内道路 (路边)	围墙	
		一、 二级	三级	每组断路器油量 (t)					一、 二级	三级			
				<1	≥1								
丙、丁、戊类生 产建筑耐火等级	一、 二级	10	12		10	10	12	5	10	12	无出口时为 15； 有出口，但无车道 时为 3.0；有出口， 有引道时为 6~8		
	三级	12	14				15		12	14			
屋外配电装置每 组断路器油量 (t)	<1	—		—	—	25			10	12	1	—	
	≥1	10							—	—			
屋外主变压器及 油浸电抗器油量 (t)	5~10	10		—	10		25		15	20	—	—	
	10~50								20	25			
	>50								25	30			
可燃介质电容器室 (棚)		10				—			15	20	—	—	
露天油库		12	15	25				15			—	5	
总事故储油池		5						15	—	10	12	1	1
站内生活建筑耐 火等级	一、 二级	10	12	10	15		15	10	6	7	无出口时为 1.5 有出口时为 3.0	—	
	三级	12	14	12	20		20	12	7	8			
围墙		—		—				1			1	—	

- 注 1. 建、构筑物防火间距应按相邻两建、构筑物外墙的最近距离计算，如外墙有凸出的燃烧构件时，则应从其凸出部分外缘算起。
2. 两座建筑相邻两面的外墙为非燃烧体且无门窗洞口、无外露的燃烧屋檐，其防火间距可按本表减少 25%。
3. 两座建筑相邻较高的一面外墙如为防火墙时，其防火间距不限。
4. 建筑物外墙距屋外油浸主变压器和可燃介质电容器设备外廓 5m 以内时，该墙在设备总高度加 3m 的水平线以下及设备外廓两侧各 3m 的范围内，不应设有门窗和通风孔；建筑物外墙距设备外廓 5~10m 时，在上述范围内的外墙可设防火门，并可在设备总高度以上设非燃烧性的固定窗。
5. 屋外配电装置与其他建、构筑物的间距除注明者外，均以架构计算。当继电器室布置在屋外配电装置场内时，其间距由工艺确定。表内未规定最小间距为“—”者，该间距可根据工艺布置确定。围墙与丙、丁、戊类生产建筑和站内生活建筑的间距，在满足消防要求的前提下可不限。屋外配电装置内断路器的油量不小于 1t 时，从断路器外壁距丙、丁、戊类生产建筑或变压器的间距不应小于 10m。屋外配电装置与道路路边的距离不宜小于 1.5m，在困难条件下不应小于 1m。
6. 屋外油浸变压器及油浸电抗器之间无防火墙时，其防火净距不得小于 35kV 为 5m；66kV 为 6m；110kV 为 8m；220kV 及以上为 10m。
7. 无油设备不考虑间距。

2.2 变电站一般消防措施

变电站各建、构筑物应根据容量的大小及其重要性，配备适当数量的移动式灭火器，用于电气装置及建筑物的灭火。灭火器应选择灭火效能高、使用方便、能长期存放不失效，喷射距离远的品种，并根据需要配备合格的呼吸保护器。消防设施应选用经国家公安部门批准的定点厂生产的合格产品，其维护、检查、测试的周期、项目和方法以及使用方法和注意事项应符合生产厂的规定和要求。消防设施放置或装设地点的环境条件不符合生产厂的规定和要求时，应采取相应的防冻、防潮或防高温的措施。现场消防设施不得移作他用。消防设施周围不得堆放杂物和其他设备，消防用砂应保持充足和干燥。

防火重点部位和场所应按国家、部颁有关规定装设火灾自动报警装置或固定灭火装置，并使其符合设计技术规定。

充油、储油设备不应渗、漏油。油管路连接应牢固严密，严禁使用塑料垫和橡胶垫。排水沟、电缆沟、管沟等坑内不应有积油。

电气设备火灾时，严禁使用能导电的灭火剂进行灭火。旋转电机火灾时，还应禁止使用干粉灭火器和干砂直接灭火。

2.3 电力变压器的防火

变压器容量在 125MVA 及以上时，宜设固定水喷雾灭火装置，缺水地区的变电站及一般变电站宜用固定的 1211、二氧化碳或排油充氮灭火装置。水喷雾灭火装置应定期进行试验，使装置处于良好状态。

屋外油浸变压器及油浸电抗器之间无防火墙时，其防火净距不得小于：35kV 为 5m；66kV 为 6m；110kV 为 8m；220kV 及以上为 10m。若防火距离不能满足上述规定时，应设置防火隔墙。防火隔墙应符合以下要求：

(1) 防火隔墙高度宜高于变压器油枕顶端 0.3m，宽度大于储油坑两侧各 0.6m。防火隔墙高度与宽度，应考虑变压器火灾时对周围建筑物损坏的影响。

(2) 防火隔墙与变压器散热器外缘之间必须有不少于一 1m 的散热空间。

(3) 防火隔墙应达到国家一级耐火等级。

室外单台油量在 1000kg 以上的变压器及其他油浸式电气设备，应设置储油坑及排油设施；室内单台设备总油量在 100kg 以上的变压器及其他油浸式电气设备，应在距散热器或外壳 1m 周围砌防火堤（堰），以防止油外溢。储油坑容



积应按容纳 100% 设备油量或 20% 设备油量确定。当按 20% 设备油量设置储油坑, 坑底应设有排油管, 将事故油排入事故储油坑内。排油管内径不应小于 100mm, 事故时应能迅速将油排出, 管口应加装铁栅滤网。储油坑内应设有净距不大于 40mm 的栅格, 栅格上部铺设卵石, 其厚度不小于 250mm, 卵石粒径应为 50~80mm。

当设置总事故油池时, 其容积应按最大一台充油电气设备的全部油量确定。当装设固定水喷雾灭火装置时, 总事故油池的容积还应考虑水喷雾水量而留有一定裕度。

应定期检查和清理储油坑卵石层, 以不被淤泥、灰渣及积土所堵塞。

室内的油浸变压器, 宜设置事故排烟或消烟设施。火灾时, 送风系统应停用。室内(或洞内)变压器的顶部, 不宜敷设电缆。

## 2.4 屋内配电装置的防火及其安全措施

长度大于 7m 的配电装置室, 应有两个出口, 并宜布置在配电装置室的两端; 长度大于 60m 时, 宜增添一个出口; 当配电装置室有楼层时, 一个出口可设在通往屋外楼梯的平台处。

装配式配电装置的母线分段处, 宜设置有门洞的隔墙。充油电气设备间的门若开向不属配电装置范围的建筑物内时, 其门应为非燃烧体或难燃烧体的实体门。配电装置室应设防火门, 并应向外开启, 防火门应装弹簧锁, 严禁用门闩。相邻配电装置室之间如有门时, 应能双向开启。

配电装置室可按事故排烟要求, 装设事故通风装置。GIS 配电装置室应设通风、排风装置。

配电装置室内通道应保证畅通无阻, 不得设立门槛, 并不应有与配电装置无关的管道通过。

3~35kV 双母线布置的屋内配电装置, 母线与母线隔离开关之间宜装设耐火隔板。

当电压等级为 3~35kV 时, 屋内断路器、油浸电流互感器和电压互感器, 宜装设在两侧有隔墙(板)的间隔内; 当电压等级为 63~110kV 时, 屋内断路器、油浸电流互感器和电压互感器应装设在有防爆隔墙的间隔内。总油量超过 100kg 的屋内油浸电力变压器, 宜装设在单独的防爆间内, 并应设置消防设施。

屋内单台电气设备总油量在 100kg 以上应设置储油设施或挡油设施。挡油设施宜按容纳 20% 油量设计, 并应有将事故油排至安全处的设施, 当事故油无法排至安全处时, 应设置能容纳 100% 油量的储油设施。排油管内径的选择应能尽快将油排出, 但不应小于 100mm。

## 2.5 电缆的防火及其安全措施

对电缆可能着火蔓延导致严重事故的回路、易受外部影响波及火灾的电缆密集场所, 应有适当的防火分隔, 并按工程重要性、火灾几率及其特点和经济合理等因素, 确定采取下列安全措施。

- (1) 实施阻燃防护或阻止延燃。
- (2) 选用具有难燃性的电缆。
- (3) 实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆。
- (4) 实施防火构造。
- (5) 增设自动报警与专用消防装置。

电缆构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位, 电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处, 均应实施防火封堵。在隧道或重要回路的电缆沟中的公用主沟道的分支处, 长距

离沟道中相隔约 200m 或通风区段处, 至控制室或配电装置的沟道入口、厂区围墙处等部位, 宜设置阻火墙(防火墙)。在竖井中, 宜每隔约 7m 设置阻火隔层。

阻火封堵、阻火隔层的设置, 可采用防火堵料、填料或阻火包、耐火隔板等; 在楼板竖井孔处, 应能承受巡视人员的荷载。阻火墙的构成, 宜采用阻火包、矿棉块等软质材料或防火堵料、耐火隔板等便于增添或更换电缆时不致损伤其他电缆的方式, 且在可能经受积水浸泡或鼠害作用下具有稳固性。除通向主控室、厂区围墙或长距离隧道中按通风区段分隔的阻火墙部位应设在防火门处, 其他情况下, 有防止窜燃措施时可不设防火门。防窜燃方式, 可在阻火墙紧靠两侧不少于 1m 区段所有电缆上施加防火涂料、包带, 或设置挡火板等。阻火墙、阻火隔层和封堵的构成方式, 均应满足按等效工程条件下标准试验的耐火极限不低于 1h。

在外部火势作用一定时间内需维持通电的下列场所或回路, 明敷的电缆应实施耐火防护或选用具有耐火性的电缆。

(1) 消防、报警、应急照明、遮断器操作直流电源等重要回路。

(2) 计算机监控、双重化继电保护、保安电源等双回路合用同一通道未相互隔离时其中一个回路。

(3) 其他重要公共建筑设施等需有耐火要求的回路。明敷电缆实施耐火防护方式, 电缆数量较少时, 可用防火涂料、包带加于电缆上或把电缆穿于耐火管中。同一通道中电缆较多时, 宜敷设于耐火槽盒内, 且对电力电缆宜用透气型式, 在无易燃粉尘的环境可用半封闭式, 敷设在桥架上的电缆防护区段不长时, 也可采用阻火包。

靠近高压电流、电压互感器等含油设备的电缆沟, 宜使该区段沟盖板密封。

在安全性要求较高的电缆密集场所或封闭通道中, 应配备适于环境可靠动作的火灾自动探测报警装置。明敷充油电缆的供油系统, 应设有能反映喷油状态的火灾自动报警和闭锁装置。

## 3 变电站的抗震

### 3.1 地震灾害的原因

地震是地壳岩层能量突然释放导致周围物质运动的一种形式。地震现象伴随地球物质的不断运动时常发生。在地壳版块发生挤压的周围会产生地震波。我国地震分布以西南、西北、华北、东南沿海和台湾省区破坏性地震最多。

地震波频率多在 1~10Hz 范围内, 而高压电器和电瓷产品的设备本体及设备体系的自振频率, 多在地震波的范围内。当其自振频率等于或接近地震波的频率, 地震时, 将发生共振。一旦发生共振, 地震波的影响将被放大数倍甚至数十倍, 使得设备根部和其他部位应力增大, 导致设备损坏。

### 3.2 抗震设防烈度

抗震设防烈度取决于变电站所在地的地震基本烈度, 我国现行采用的是 GB 18306—2001《中国地震动参数区划图》。在进行抗震设计时, 一般情况下取基本烈度作为进行抗震计算和采取抗震措施。330kV 及以上变电站、220kV 及以下重要枢纽变电站中的电力设施按地震基本烈度进行抗震计算, 提高 1 度采取抗震措施, 但 8 度及以上不提高。



### 3.3 抗震设防设计要求

#### 3.3.1 选址与总体布置

变电站站址应选择在对抗震有利的地点，避开对抗震危险和不利的地段。

变电站的公路应避开地震时可能发生崩塌、大面积滑坡、泥石流、地裂和错位的危险地段。

变电站的主要生产建筑物、设备，应根据站区的地质和地形，选择对抗震有利的地段进行布置，变电站水准基点的布置应避开对抗震不利的地段。

#### 3.3.2 电气设施的抗震

电压为 330kV 及以上的电气设施，7 度及以上时，应进行抗震设计；电压为 220kV 及以下的电气设施，8 度及以上时，应进行抗震设计；安装在屋内二层及以上和屋外高架平台上的电气设施，7 度及以上时，应进行抗震设计。

电气设备应根据设防烈度进行选择，当不能满足抗震要求时，可采取装设减震阻尼装置或其他设施。

当设防烈度为 9 度时，110kV 及以上配电装置不宜采用高型、半高型和双层屋内配电装置；电压为 110kV 及以上的管形母线配电装置的管形母线，宜采用悬挂式结构；主要设备之间以及主要设备与其他设备及设施间的距离宜适当加大。

当设防烈度为 8 度及以上时，110kV 及以上电容补偿装置的电容器平台宜采用悬挂式结构；限流电抗器不宜采用三相垂直布置。

设防烈度 7 度及以上时，设备引线和设备间连线宜采用软导线，其长度应留有裕量，当采用硬母线时，应有软导线或伸缩接头过渡；装设减震阻尼装置应根据电气设备结构特点、自振频率、安装地点场地土类别，选择相适应的减震阻尼装置；变压器宜取消滚轮及其轨道，并应固定在基础上，变压器本体上的油枕、潜油泵、冷却器及其连接管路等附件以及集中布置的冷却器与本体之间的连接管道，应符合抗震要求。

## 4 变电站的环境保护

### 4.1 概述

变电站的站址选择，应符合国家环境保护、水土保持和生态环境保护的有关法律法规的要求。变电站的环境影响评价、环境保护工程设计必须贯彻《环境影响评价法》等国家颁布的有关环境保护的法令、条例、标准和规定。

变电站的设计中应对废水、噪声、电磁辐射等污染因子采取必要的防治措施，减少其对周围环境的影响，变电站站区及周边地区应进行适当的绿化，恢复和改善变电站周围地区的生态环境。

### 4.2 变电站的噪声

变电站的主要噪声是主变压器、电抗器以及电晕放电，由于变压器容量的不断加大，以及变电站与居民区逐渐靠近，噪声干扰问题应予以充分重视。变电站噪声首先应从声源上进行控制，要求设备制造部门提供符合国家规定噪声标准的设备。对于声源上无法根治的生产噪声应采取有效的噪声控制措施，如设置隔音设备或吸音设备等。设计时必须注意主变压器与主控室、通信室、办公室以及居民区的距离。在变电站的总平面布置中对建筑物和绿化的隔声、消声、吸声等作用进行优化，以降低变电站的噪声影响。使得变电站

内各建筑物的户内噪声以及辐射至变电站边界的噪声不超过 GBJ—1987《工业企业噪声控制设计标准》中的有关数值，详见表 2.7-8、表 2.7-9。

表 2.7-8 变电站各建筑物的户内连续噪声限制值

工作场所	噪声限制值 [dB (A)]
计算机房（正常工作状态）	70
主控室、机种控制室、通信室	60
办公室、会议室	60
生产车间及作业场所 （工人每日连续接触噪声 8h）	85

表 2.7-9 站界噪声限制值

站界毗邻区域的环境类别	昼间 [dB (A)]	夜间 [dB (A)]
特殊住宅区	45	30
居民、文教区	50	40
一类混合区	55	45
商业中心区、二类混合区	60	50
工业集中区	65	55
交通干线道路两侧	70	55

### 4.3 变电站的电磁辐射

随着 330kV 及以上电压等级变电站的大量投运，变电站中高压配电装置的电磁辐射问题也日渐突出，电磁辐射主要取决于带电导体表面的场强分布和对大地的距离。我国规定进出线的电磁辐射对环境的影响应符合 GB 8702、GB 9175 和 GB 15707 以及 HJ/T24 的要求。降低电磁辐射可采取下列措施：

- （1）在变电站的设计中选用电磁辐射水平低的设备。设备及配件的加工应精良，外形和尺寸合理，避免出现高电位梯度点。
- （2）变电站进出线方向应选择避开居民密集区，主变压器及高压配电装置宜布置在远离居民侧。变电站附近高压危险区域设置相应警告。
- （3）避免或减少同相布置。
- （4）控制箱等操作设备尽量布置在较低场强区，以便于运行、检修人员接近。电场强度大于 10kV/m，且人员经常活动的地方，必要时可增设屏蔽线或设备屏蔽环等。
- （5）必要时可适当增加屏蔽线和设备屏蔽环。
- （6）可适当提高电气设备及引线的安装高度。

### 4.4 变电站的无线干扰

变电站的无线干扰是由导线、金具、绝缘子等的电晕放电和间隙放电产生的。其影响无线电的接受频率为 0.535～1.605MHz，以及电视接收频率为 54～216MHz。在变电站中选择导线及电气设备时，应考虑降低整个配电装置的无线电干扰水平，变电站配电装置围墙外 20m 处（非出线方向）的无线电干扰水平不宜大于 50dB（频率为 1MHz）。

为防止电器产生的电晕干扰、影响无线电通信和接收装置的工作，IEC 规定，在 1.1 倍工作电压下，1MHz 时电器的无线电干扰电压不大于 2500μV。

### 4.5 GIS 环境保护要求

- （1）GIS 运行时，在其外壳上产生感应电压和感应电

流,感应电流将导致外壳发热,温度升高。为防止人员触及外壳造成人身伤亡事故,外壳感应电压正常运行条件下应不大于 24V,故障条件下应不大于 100V;外壳温度在运行人员易触及的部位不大于 70℃,在运行人员可触及但操作时不需触及的部位不大于 80℃,在运行人员不可触及的部位不大于 105℃。

在 GIS 外壳温度可能超过 80℃ 的部位应做出明显的高温标记。

(2) 纯净的  $\text{SF}_6$  气体无毒性,空气中  $\text{SF}_6$  气体浓度过大,对人的呼吸有窒息作用,且经电弧分解的氟化物有毒。因而,GIS 室空气中  $\text{SF}_6$  气体浓度在正常运行时不宜大于 1000 $\mu\text{L/L}$ ,短时可放宽为 1250 $\mu\text{L/L}$ 。

(3) GIS 室内应设置通风装置,沿地坪两侧布置进风口和排风口,进风口顶部距室内地坪不宜大于 300mm,排风出口设置在易于扩散的通风处。通风装置设计应按事故情况时排气使 GIS 室空气中  $\text{SF}_6$  气体浓度小于 1000 $\mu\text{L/L}$ 。

(4) 应设置检测空气中  $\text{SF}_6$  气体浓度的探测仪,当空气中  $\text{SF}_6$  气体浓度超过标准时,探测仪应发出报警信号。探测仪分固定式和移动式,一般宜选用固定式。

(5) GIS 发生故障造成气体外逸时,人员应立即撤离现场,并立即采取强力通风,换气控制不得少于 15min 一次。事故发生后,任何人员进入 GIS 室内必须穿防护服、戴手套及防毒面具。

(6) 户外 GIS 配电装置应将与控制楼或电缆廊道连接的电缆沟、孔、洞进行封堵,防止泄漏的  $\text{SF}_6$  气体进入控制

楼或电缆廊道。

#### 4.6 变电站废水

变电站的废水、污水应按种类分类收集、输送和处理,对外排放的水质必须符合 GB 8978《污水综合排放标准》的规定,并根据受纳水体水域功能划分,执行相应的环境质量标准。不符合排放标准的废水不得排入自然水体或任意处置。

变电站的生活污水,应处理达标后复用或排放。位于城市的变电站,生活污水应优先考虑排入城市污水系统,其水质应符合 CJ 3082《污水排入城市下水道标准》的要求。

变电站内应设置事故油坑和总事故储油池以接受变电站突发事故时,变压器的漏油和可能产生的油污水。油污水应经油水分离装置处理达标后排放。

#### 4.7 变电站水土保持

变电站的选址、设计和建设等各阶段应考虑水土保持问题,对可能产生水土流失的,必须考虑防止人为水土流失的措施。

#### 4.8 变电站生态环境的保护

变电站的选站和建设应符合国家《全国生态环境保护纲要》的有关要求。根据绿化规划应因地制宜在变电站站区内外种植树木和草皮等,变电站绿化率不宜低于 15%。



## 第8章 变电站的运行及维护

### 1 变电站运行

#### 1.1 概述

变电站的运行管理标志着变电站安全经济供电的水平。要搞好运行管理,提高运行质量,必须增强运行人员的事业心和责任心,加强对设备的维护和管理,并根据各个变电站的特点,结合国家的有关运行规程及制度,制订出本站的运行制度及各种设备的运行管理规定,认真贯彻执行。

变电站的运行管理,由于控制方式的不同(有利用微机进行综合自动化管理的,也有在站内常驻值班人员进行管理的),管理方法及内容亦有所不同。根据变电站的规模及重要性,目前,有人值班的变电站的运行组织及方式有两大班制(每班值24h或48h)、三班制及四班三值制等几种方式。

#### 1.2 变电站运行的主要内容和任务

变电站是在保证安全第一的前提下,保质、保量地完成供电任务,并根据变电站主接线的特点,确定不同电压级别的运行方式。其主要内容和任务分述如下:

##### 1.2.1 值班工作

根据不同的值班方式进行轮值,严格遵守交接班制度,了解本值的运行方式及作业情况,完成各项日常管理工作。

##### 1.2.2 倒闸操作和填写操作票

倒闸操作是变电站运行值班人员最基本的工作任务,要正确完成倒闸操作,首先要正确填写操作票,并要认真执行监护制度。

##### 1.2.3 设备的正常巡视和特殊巡视

为了及时发现事故并及时处理,保证设备在正常状态下运行,值班人员必须认真地按时巡视设备。正常巡视是定期进行的巡视;特殊巡视则是在特殊情况下增加的巡视,如在恶劣气候时。

##### 1.2.4 正确执行调度命令

变电站是电力网的组成部分,为了保证电力网的安全经济运行,必须做到统一指挥,正确调度。

##### 1.2.5 监盘和抄表

有人值班变电站的监盘是非常重要的,正常的监盘可通过各种仪表的指示和信号装置来判断变电站是否处于正常运行状态。正确及时地抄表(最近已逐步以自动测量及记录来代替人工抄表)为编制安全经济运行方式提供依据,根据记录可以开展运行分析,从中发现问题以便及时改进长期的运行记录资料还是编制计划和远景规划的重要依据。

##### 1.2.6 日常维护工作

值班人员除正常工作外,应按本地情况,制定站内定期维护项目周期表。如控制盘的清扫,信号的更换,带电测温,交、直流熔丝的定期检查,蓄电池的定期测量及充、放电,安全工具的检修,以及环境卫生工作等。

##### 1.2.7 做好保管工作

值班人员要做好各种备品、备件,安全用具,以及电气测量仪表等的保管及检验工作,正确填写各种记录簿和指示

图表。

##### 1.2.8 建立各种设备的技术档案

其内容应包括各种设备的正常运行记录、缺陷、故障及事故的记录及分析报告,历年大修及定期预防性试验报告,出厂试验记录等,并应定期进行运行分析。变电站的各种运行报表必须按本地区的具体规定,定期上报上级单位。

##### 1.2.9 运行人员的培训工作

安全运行与运行人员的素质有较大关系,变电站必须坚持做好常规培训工作,如定期进行安全规程和运行规程的考试,进行技术讲课,模拟事故处理等,来提高运行人员的技术业务水平及操作技术。

### 1.3 变电站的运行管理制度

#### 1.3.1 变电站人员的岗位责任制度

变电站人员的岗位责任制度是搞好变电站工作的一项基本制度,它有利于增强人员的责任感,有利于使每个人做好本职工作,并便于检查评比、开展劳动竞赛。

变电站各类人员的责任是:

(1) 所长。全站一切工作的领导者。所长带领全站人员搞好设备的维护和维修,不断提高设备的完好率。认真贯彻各项规章制度,组织开展劳动竞赛,做到安全生产和文明生产。

(2) 值班长。本班的值班负责人。在所长领导下负责处理本班的一切业务工作。

(3) 值班员。在值班长领导下,完成本班的设备巡视、倒闸操作、事故处理、监视各种仪表和保护装置,填好运行记录。

#### 1.3.2 变电站的巡视检查制度

变电站的值班人员对设备应经常进行巡视检查。值班员在巡视中发现的缺陷应记入记录簿内,重大设备缺陷应向领导汇报。在巡视设备时必须精力集中,注意安全。雷雨天巡视室外高压设备时应穿绝缘靴,不得靠近避雷针、避雷器。

#### 1.3.3 变电站的定期试验切换制度

(1) 为保证设备的完好性和使备用设备完好地处在备用状态,应定期对备用设备及直流电源、事故照明、消防设施、备用切换装置等进行试验和切换使用。

(2) 各单位应针对自己的设备情况,制定定期试验切换的项目、要求和周期,并明确操作人和监护人,经领导批准后实施。

(3) 对运行设备影响较大的切换试验,应做好事故预测和制订安全对策,并及时将试验切换结果记入专用的记录本中。

#### 1.3.4 运行分析制度

为掌握设备的运行规律,及时采取措施消除隐患,确保安全,做到经济运行,变电站应建立运行分析制度。运行分析的主要内容有以下几项:

(1) 设备的异常现象。如放电、发热、异音、油位变化、仪表指示异常,断路器和继电保护误动作等。

(2) 设备绝缘降低、绝缘油变化或色谱分析发现问题。



- (3) 检修和试验中发现的问题。
- (4) 执行规章制度及生产中出现的問題。
- (5) 经济运行情况。

通过运行分析,对站内设备应做到心中有数,以便于对设备进行评级,不断提高设备的完好率。每次分析结果应记入运行分析记录本内。

### 1.3.5 设备的缺陷管理制度

设备缺陷管理制度要求全面掌握设备的良好状态,以便及时发现设备缺陷,并应尽快补缺。保证设备经常处于良好的技术状态,是确保供电系统安全运行的重要环节,也是妥善安排设备检修、校验和试验工作的重要依据。

运行中的设备缺陷根据其影响安全运行的程度分为以下三类:

(1) 一类缺陷是紧急缺陷。凡可能发生人身伤亡、大面积停电、主设备损坏或造成有政治影响的停电事故的缺陷称为一类缺陷。这种缺陷性质严重、情况紧急,必须立即处理。

(2) 二类缺陷是重要缺陷。这类缺陷,设备尚可运行但情况严重,不能满足系统正常运行的需要,短期内有发生事故的可能性,威胁安全运行。

(3) 三类缺陷是一般缺陷。三类缺陷是对安全运行影响较小且发展较慢的缺陷,可列入计划进行处理。

发现一类缺陷应立即消除,并向本单位主管领导及供电局调度汇报;发现二类缺陷应及时安排计划消除;发现三类缺陷可结合定期检修有计划地消除。

变电站值班员应将发现的设备缺陷填写在设备缺陷记录本内。

### 1.3.6 交接班制度

交接班制度是保证工作连续性的一项重要措施。在交接班时,值班人员要认真做好以下几项工作:

(1) 接班人员应提前到站做好接班的准备工作。若接班人员因故未到,交班人员应坚守岗位,并立即报告有关领导,做好安排。

(2) 交班前,值班长应组织全体人员进行工作小结,并将交班事项填写在值班日记中。交班时应详细介绍:

- 1) 设备运行方式及其变更或异常情况。
- 2) 工具仪表、备用物件是否齐全完整。
- 3) 设备清洁、环境卫生、通风设备情况。

(3) 交班时应尽量避免倒闸操作。交接班过程中发生事故或异常情况时,原则上应由交班人员负责处理。

## 1.4 电气设备的倒闸操作

### 1.4.1 基本概念

变电站的电气设备常因周期性检修、试验或处理事故等原因,需要通过拉开或合上某些断路器、隔离开关等电气设备,改变运行方式,其中包括拉开或合上某些相应的直流操作回路,切除或投入某些相应的保护装置或自动装置,以及改变其整定值,拆除或装设临时接地线等,通常称这种工作过程为“倒闸操作”。正确无误地进行倒闸操作,是保证人身和设备安全的一个十分重要的环节。

倒闸操作前,应按操作票顺序先在模拟电路图上进行核对。操作中应有合格的安全工具,如验电笔、绝缘手套、绝缘靴等。倒闸操作由两人进行,一人操作,一人监护。每一步操作完毕后,都应由监护人在操作票上打一个“√”符号;同时检查操作的正确性,如设备的机械指示、信号指示、表计变化等情况,以确定设备的实际分合位置。监护人

勾票后,应告诉操作人下一步操作内容;按操作票的内容逐项操作完毕后,应立即报告发令人。

倒闸操作是一项既重要又复杂的工作,如果发生误操作事故,可能危及人身安全,导致设备的损坏及大面积停电。因此,必须采取有力措施加以防止。

#### 1.4.1.1 组织措施

树立牢固的安全思想,认真执行操作票制度及监护制度,严格遵守倒闸操作的规定,以免误操作。

#### 1.4.1.2 技术措施

在断路器和隔离开关之间,装设机械或电气闭锁装置、微机式防误操作装置等。

### 1.4.2 倒闸操作的原则和要求

(1) 在倒闸操作时,必须用断路器接通或断开负荷电流或短路电流,绝对禁止用隔离开关接通或断开。

(2) 在合闸时,应首先从电源侧进行,如只在变压器负荷侧有断路器,在检查断路器确在断开位置之后,先合上电源侧隔离开关,之后合上负荷侧隔离开关,最后合上断路器。

(3) 在拉闸时,应首先从负荷侧开始,如只在变压器负荷侧有断路器,则先断开断路器,然后拉开负荷侧隔离开关,最后拉开电源侧隔离开关。

(4) 在回路中未设置断路器时,一般可允许用隔离开关进行下列操作:

- 1) 拉开或合上无故障的电压互感器或避雷器。
- 2) 拉开或合上变压器中性点接地开关,但当变压器中性点上接有消弧线圈时,只有在系统没有故障时才可进行。
- 3) 拉开或合上无故障的母线和直接连在母线上设备的电容电流。
- 4) 拉开或合上励磁电流不超过 2A 的空载变压器,以及电容电流不超过 5A 的空载线路(10.5kV 及以下)。

(5) 倒闸操作时必须了解系统运行方式,注意分析表计的指示,严格遵守安全工作制度,以及使用合格的安全工具。

## 1.5 变电站运行检查及事故处理

### 1.5.1 定期的巡视检查

值班员每天按现场运行规程的规定时间和项目,对运行的和备用的设备及周围环境进行定期检查,如各种载流接头接触是否良好,有无发红、发热现象;变压器各部位运行是否正常,油浸设备有无渗油现象,油位是否合适,套管及绝缘子有无放电现象;所有仪表信号及指示灯是否正确等。巡视后应做好记录。

### 1.5.2 经常性监视

- (1) 监视各级母线电压、频率,监视并调整调相机出力,监视主变压器有载分接头位置,投切电容器、电抗器。
- (2) 监视各线路、主变压器的潮流,防止过负荷。
- (3) 监视直流系统电压、绝缘,以保证设备及保护动作的可靠性。

### 1.5.3 特殊的巡视检查

(1) 严寒季节应重点检查充油设备油面是否过低,导线是否过紧,接头有无开裂、发热等现象,绝缘子有无积雪结冰,管道有无冻裂等现象。

(2) 高温季节,重点检查充油设备油面是否过高,油温是否超过规定。检查变压器有无油温过高(允许油温 85℃;允许温升 55℃)及接头发热、蜡片熔化等现象。检查变压器冷却系统,检查开关室、母线室、蓄电池室排风机及事故



用轴流风扇。检查导线是否过松。

(3) 大风时,重点检查户外设备底部附近有无草地杂物、油毛毡等,检查导线振荡等情况,接头有无异常情况,安全措施是否松动。

(4) 大雨时,检查门窗是否关好,屋顶、墙壁有无漏渗水现象。

(5) 冬季重点检查防小动物进入室内的措施有无问题。修复破损门窗,缝隙要小,电缆竖井室内出口封堵要严密,控制室、电缆层封墙、电缆出线孔封堵要严密,进入高压室要随手关门。应放好鼠药,做好冬季安全大检查。

(6) 雷击后检查绝缘子、套管有无闪络痕迹,检查避雷器动作记录器,并将动作情况填入专用记录中。平时要做好记录,做到现场数字、记录器、记录簿数据保持一致。

(7) 大雾霜冻季节和污秽地区,重点检查设备瓷质绝缘部分的污秽程度,检查设备的瓷质绝缘有无放电电晕等异常情况,必要时关灯检查。

(8) 事故后重点检查信号和继电保护动作情况,故障录波仪动作情况,检查事故范围内的设备情况,如导线有无烧伤、断股,设备的油位、油色、油压等是否正常,有无喷油异常情况,绝缘子有无烧闪、断裂等情况。

(9) 高峰负荷期间重点检查主变压器、线路等回路的负荷是否超过额定值,检查过负荷设备有无过热现象。主变压器严重过负荷时,应每小时检查1次油温,监视回路触点示温蜡片是否熔化,根据主变压器规程监视主变压器,汇报网调和有关调度,开启备用冷却器,转移负荷,监视发热点,用轴流风扇吹主变压器等。

(10) 雷雨季节,要注意检查绝缘子积露、放电现象。

(11) 新设备投入运行后,应每半小时巡视1次,4h后按正常巡视,对主设备投入后的正常巡视要延长到24h后。新设备投入后重点检查有无异声,接点是否发热,有无漏油渗油现象等。

(12) 每年结合季节特点进行安全大检查,发动群众对设备进行全面彻底检查,不留死角,清除隐患。

遇到特殊情况,必须对设备运行情况进行检查,发现问题,应及时处理,以确保运行安全。

#### 1.5.4 夜间的巡视检查

其目的在于发现接点过热和绝缘子污秽放电情况,一般在高峰负荷期和阴雨的夜间进行。

#### 1.5.5 定期的设备预防性试验

电气设备的预防性试验是判断设备能否继续投入运行,预防设备损坏及保证安全运行的重要措施。变电站设备均需根据DL/T 596《电气设备预防性试验规程》进行预防性试验,除设备大修所做试验外,试验周期一般为1~3年一次。主要试验内容包括变压器、消弧线圈等绕组的绝缘电阻、泄漏电流、介质损耗角正切,断路器的绝缘电阻、交流耐压试验、分合闸时间及速度,以及绝缘油的油质分析等。

#### 1.5.6 变电站的事故处理

为满足正常生产的需要,要求供电系统安全、可靠地供电,而变电站一旦出现事故,则可能造成全站停电或部分线路停电。因此,变电站工作人员对变电站发生的事故应能正确分析,及时处理。

##### 1.5.6.1 变电站运行中容易发生的事故

- (1) 主要电气设备损坏,如变压器过热,使绝缘损坏。
- (2) 电气人员误操作。
- (3) 电缆头和绝缘套管损坏。
- (4) 断路器操动机构失灵,如事故时拒动。

(5) 继电保护装置拒动或误动。

(6) 绝缘子污闪。

(7) 雷害。

##### 1.5.6.2 事故处理的主要任务及原则

(1) 发生事故时,值班员必须沉着、迅速、准确地进行处理,具体措施如下:

1) 迅速限制事故的发展,寻找并消除事故的根源,并解除对人身及设备安全的威胁。

2) 用一切可能的办法保持设备继续运行,对重要负荷应保证不停电,对已停电的用电设备应迅速恢复供电,减少停电损失。首先应设法保证站用电源。

3) 改变运行方式,使供电恢复正常。

(2) 处理事故时,除领导和有关人员外,其他外来人员不应进入或留在事故现象。

(3) 调度管辖范围内的设备发生事故时,值班员应将事故情况简单、准确地报告给调度员,并依照当班调度员的命令进行处理。在处理事故的整个过程中,值班员应与调度员保持密切的联系,并迅速执行命令,做好记录。

(4) 对解救触电人员、扑灭火灾、挽救危急设备等工作,值班员有权先进行处理,然后报告有关领导及调度员。

(5) 在事故处理的过程中,值班员应有明确的分工,并将事故发生和处理的过程,详细记入设备操作本内。

(6) 交接班时如发生事故应由交班人员负责处理,接班人应全力协助,待恢复正常后再交班。如果一时不能恢复,则要经领导同意后才可交接班。

## 2 变电站的维护和技术管理

### 2.1 变电站运行维护的主要任务

(1) 确保配电装置各个回路电气设备的工作状态符合设备本身的技术特性要求;

(2) 使变电站在编定的各种运行方式下,最大限度地符合电力系统运行可靠性的要求,使继电保护和自动装置不致出现无选择性动作;

(3) 对配电装置和开关场地进行系统的巡视和维护,巡视时发现的异常情况和设备缺陷应尽快设法消除,以免引起设备损坏造成事故;

(4) 对电气设备的定期预防性试验和定期检修进行监督。

### 2.2 变电站的日常维护工作

变电站的日常维护工作包括以下几项内容:

(1) 各载流接头(包括刀闸)应在高峰负荷时用蜡烛或用红外线测温仪测试接点温度。

(2) 监视注油设备的油面,及时进行补油、放油及室外注油设备的检查。

(3) 安全工具的定期检查和试验。

(4) 绝缘子定期清扫和测试。

(5) 二次回路定期用绝缘电阻表测绝缘电阻值,使其保证在要求范围之内。

(6) 蓄电池定期测量、充放电及加电解液,经常清扫电池室地面。

(7) 主要变压器风机的维修。若呼吸器内吸潮剂变色应及时处理。

(8) 站内系统的维护和站内照明的维修。

(9) 清除设备区的杂草并进行灭鼠工作。



- (10) 设备检修后的验收工作。
- (11) 上下水道的防冻与取暖保温工作。
- (12) 设备外壳清扫和室内外环境卫生工作。

### 2.3 变电站的技术管理

为了掌握和执行规程,掌握设备的性能和技术状况,加强对设备的维护管理,消除设备隐患,防止发生人身事故和设备事故,保证安全生产,变电站应具有必要的规程、技术资料 and 档案,备全图纸,画好图表,建立和填好必要的记录,切实做好变电站的技术管理工作。而且应结合本单位的实际情况,制定出具体的操作、维护、检修制度。

#### 2.3.1 应具有的规程

- (1) 电气安全工作规程(包括安全用具管理)。
- (2) 电气运行操作规程(包括停送电和限电操作步骤)。
- (3) 电力工业技术管理法规。
- (4) 电气事故处理规程。
- (5) 电气工作岗位责任制度。
- (6) 电气设备现场巡视检查制度。
- (7) 电气运行交接班制度。
- (8) 电气工作培训考核制度。
- (9) 调节负荷节约电能工作管理制度。
- (10) 变电站的门卫制度。

#### 2.3.2 应具有的资料

- (1) 全厂用电设备平面分布图(标明用电设备容量)。
- (2) 全厂配电线路平面分布图(标明线路参数)。
- (3) 变电站平面布置图。
- (4) 电气装置隐蔽工程竣工图(如电缆、接地装置等)。
- (5) 电气设备二次线路系统图。
- (6) 安全、经济运行指示图表。
- (7) 正常和事故照明接线图。
- (8) 接地装置布置图。
- (9) 直流系统图。
- (10) 定期巡视路线图。

#### 2.3.3 应建立的记录

##### 2.3.3.1 运行工作记录

记录系统运行方式,设备投运和停运情况,设备检修、安全措施布置,继电保护自动装置及仪表的运行状态,事故处理经过等。

##### 2.3.3.2 设备缺陷记录

记录发现设备缺陷的时间、内容、人员等情况。缺陷消除后,应及时填写消除日期、处理和验收人员。

##### 2.3.3.3 断路器故障跳闸记录

按设备或路线名称分页进行,记录断路器故障跳闸的原因、次数、保护及重合闸动作情况。如重合闸动作重合未成功,应统计为故障跳闸2次;断路器经过解体检修,故障跳闸的累计次数从该次检修后重新统计。

##### 2.3.3.4 继电保护及自动装置调试工作记录

按设备或线路名称分页进行,记录装置及回路上工作的项目和简要内容、整定值及改变整定值的情况;试验中发现的异常及处理情况;模拟试验和带负荷试验结果;装置的使用(操作方法、注意事项及结论意见);运行人员改变整定值;运行中发现异常及动作情况。以上情况记录后,当班和其他班班长均应阅后签字,并要求本班人员知道全部内容。

##### 2.3.3.5 设备检修、试验记录

按设备名称分页进行,记录检修或试验设备的工作日期、内容、发现的问题及处理经过,记录试验数据、结论、

工作负责人和验收人员姓名。

##### 2.3.3.6 蓄电池调整及充放电记录

记录充放电时间、电压、温度、密度及核对蓄电池的容量,记录蓄电池的运行状况、蓄电池及充电设备的异常现象。

##### 2.3.3.7 避雷器动作记录

按电压等级、运行编号及相分页进行,记录投入运行前计数器的表示数、雷雨后动作的指示数、动作时间,根据要求记录雷电流幅值、检查人员姓名。如更换全相避雷器,其动作累计次数应重新统计,计数器的更换检查亦应记录。

##### 2.3.3.8 安全活动记录

记录安全活动的日期、参加人员、活动内容、发现的问题及应采取的措施。

##### 2.3.3.9 事故及异常运行情况记录

记录事故发生的时间、天气、发生经过、设备和继电保护及自动装置动作的情况,系统频率和电压、设备及环境温度,责任分类与责任人的姓名和职务,设备损坏程度及损失情况。

##### 2.3.3.10 运行分析记录

记录活动日期、参加人员、分析的内容及对存在问题采取的措施。

## 3 变电站安全技术及工具

### 3.1 变电站安全的基本知识

在电能的生产、输送和使用中,由于电本身具有看不见摸不着的特性,当人们一旦接触或接近带电设备或导体时,即有可能造成触电伤害。又如操作时所用工具不符合安全要求,或操作不按程序,检修时的安全措施不当,都可能造成触电、轻则伤残,重则死亡,还可能影响电力系统的安全运行。因此,安全技术就是研究人身伤亡事故发生的原因和如何防止人身伤亡事故,保护工作人员身体健康而发展起来的一门科学技术。

### 3.2 变电站安全工作制度

要保证安全生产,避免伤亡事故,必须采取以下措施,制定必要的安全制度。

(1) 电气安全技术教育。运行人员必须首先参加安全学习,考试合格后才能上岗;定期进行安全活动及反事故演习;建立长周期安全运行记录,设置安全记录牌,按月公布。

(2) 建立安全工作岗位责任制。大型变电站应有专职的安监员,一般变电站则设兼职安监员,主要负责全站的安全管理工作,监督安全制度的执行,定期进行安全考核。

(3) 安全技术措施。在全部停电或部分停电的电气设备上工作,必须执行下列技术措施:

- 1) 停电。停电范围、停电操作程序及停电注意事项。
- 2) 验电。验电设备、验电程序及注意事项。
- 3) 装设临时地线。操作方式、截面要求、悬挂位置及组数要求等。
- 4) 悬挂标示牌和装设遮栏。
- (4) 安全组织措施。需要建立下列制度:
  - 1) 工作票制度。是准许在电气设备上工作的书面命令。
  - 2) 操作票制度。内容包括操作任务、操作程序、发令人、监护人及操作时间。
  - 3) 现场核查及交底制度。工作负责人到现场查清电源



和工作范围,正确填写工作票等。

4) 工作许可制度。

5) 工作监护制度。是保证人身安全和正确操作的主要措施。

6) 工作间断和工作转移制度。

7) 工作终结和送电制度。

8) 调度管理制度。

### 3.3 触电种类和紧急救护

触电类型有以下几种。

#### 3.3.1 单相触电

当人站在地面上,碰触带电设备的一相时,电流通过人体流入大地,这种触电方式称为单相触电。此外,在高压带电体附近的人员,虽未直接碰触带电体,当人体距带电体小于规定的安全距离时,将对人体放电,造成触电事故,这种方式也称为单相触电。

#### 3.3.2 两相触电

人体同时接触带电体的两相时,以及在高压系统中,人体距高压带电体的距离小于规定的安全距离,造成电弧放电时,电流从一相导体流入另一相导体的触电方式,称为两相触电。

#### 3.3.3 跨步电压触电

由于跨步电压的作用,电流从人的一只脚经下身,通过另一只脚流入大地形成回路造成的触电事故,称为跨步电压触电。

#### 3.3.4 接触电压触电

人用手触及漏电设备外壳时,电流通过人手、人体和大地构成回路造成的触电事故,称为接触电压触电。

#### 3.3.5 感应电压触电

人触及带有感应电压的设备(如一些停电后可能产生感应电压的设备未先接地)和线路时,造成的触电事故,称为感应电压触电。

#### 3.3.6 剩余电荷触电

人触及带有剩余电荷的设备时(如电容器退出运行后未进行人工放电,或遥测某些设备后未对其充分放电等),带电荷的设备将通过人体放电,造成的触电事故,称为剩余电荷触电。

#### 3.3.7 触电后的紧急救护

(1) 首先使触电者脱离电源,方法是断开与触电者有关

的电源,或用绝缘杆或绝缘物使触电者脱离电源。

(2) 在触电者脱离电源前,抢救者不能用手直接接触触电者的身体和皮肤。

(3) 在现场进行心、肺、脑的复苏,采用徒手操作,步骤为先打开触电者的气道(用仰头抬颈法,或仰头举颌法,或拉颌法等),进行口对口吹气。如效果不显著,则采用胸外心脏挤压。

### 3.4 变电站用安全工具

#### 3.4.1 安全工具的分类

(1) 基本绝缘安全工具。是指绝缘强度足以抵抗电气设备的运行电压,并直接接触电源的安全工具。高压基本绝缘安全工具有绝缘杆、绝缘夹钳、高压验电器;低压基本绝缘安全工具有绝缘手套、装有绝缘柄的工具及低压试电笔等。

(2) 辅助绝缘安全工具。是指绝缘强度不足以抵抗电气设备运行电压,并不直接接触电源的安全工具。高压辅助绝缘安全工具有绝缘靴、绝缘手套、绝缘垫及绝缘台等;低压辅助绝缘安全工具也有上述各种类别。

(3) 非绝缘安全工具。是指那些不具有绝缘性能的安全用具。主要用来防止停电设备突然来电,防止工作人员走错停电间隔等,如携带型接地线、可移动的防护遮栏等。

#### 3.4.2 安全工具的使用要求及保管

安全用具使用前应进行外观检查,检查是否清洁,表面有无裂纹、铅印、划痕、毛刺、孔洞、断裂等外伤。使用后,应存放在干燥通风处所,妥善保管。

(1) 使用基本绝缘安全工具时,必须使用辅助绝缘安全工具。

(2) 使用安全工具前,应检查其外观,不应有外伤。

(3) 高压绝缘安全工具应定期进行试验,经耐压试验合格后才能使用。验电器使用前,应检查其是否良好。

(4) 存放安全用具的地点,应有明显标志,对号入座,做到存取方便。绝缘棒应悬挂或架在支架上,不与墙壁接触;绝缘手套应存放在密闭的柜内,绝缘靴应倒置在指形支架上并与其他工作仪表分别存放;验电器应存放在防潮的盒内,再放在干燥的地方,避免积灰和受潮。

(5) 安全工具不得当作一般工具使用。

(6) 安全工具不用时应有专人负责保管,按规程要求定期进行检验。

## 参 考 文 献

- [1] 水力发电厂气体绝缘金属封闭开关设备配电装置设计规范, DL/T 5139—2001.
- [2] 西北电力设计院. 电力工程电气设计手册(电气一次部分). 北京: 水利电力出版社, 1989.
- [3] 西北电力设计院. 发电厂变电所电气接线和布置. 北京: 水利电力出版社, 1992.
- [4] 电气工程师手册编辑委员会. 电气工程师手册. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [5] 火力发电厂、变电所直流系统设计技术规定, DL/T 5044—1995, 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [6] 火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程, DL/T 5136—2001, 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [7] 水力发电厂继电保护设计导则, DL/T 5177—2003, 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [8] 导体和电器选择设计技术规定 DL/T 5222—2005, 北京: 中国电力出版社, 2005.



## 第3篇 变压器、电抗器、互感器、 电容器和调压器

主编单位：沈阳变压器研究院

西安西电变压器有限责任公司

传奇电气(沈阳)有限公司

西安电力电容器研究所

上海森普电器研究所

主 编：郭振岩 应百川 宓传龙 肖耀荣 郭天兴 张景洲

编写人员：郑国培 臧丽娜 金家怡 (沈阳变压器研究院)

宓传龙 汪德华 杨文广 陈 荣 李银行 张前锋

(西安西电变压器有限公司)

肖耀荣 (传奇电气(沈阳)有限公司)

刘在勤 (传奇(中国)上海 MWB 互感器有限公司)

沈文琪 房金兰 (西安电力电容器研究所)

张景洲 (上海森普电器研究所)





# 第1章 变 压 器

## 1 电力变压器

### 1.1 概述

随着发电机组单台容量的增大和输电电压等级的升高,变压器单台容量和电压等级也随之相应增大和升高,同时对变压器的可靠性也提出了更高要求。目前国内变压器最大单台容量为1000MVA(三相),最高电压等级为1000kV。国内几大变压器厂已制造出容量1000MVA、电压等级1000kV的变压器,国外分别已达到容量1300MVA(三相)和电压等级1150kV的设计制造能力。俄罗斯制造的1150kV电压等级变压器已试运行多年,日本制造的1000kV电压等级变压器已于2001年在东京试运行。与此同时,变压器制造技术近年来也取得了巨大发展,如开发在线监测技术监视变压器潜在故障;采用优质导磁材料制造变压器铁心,并采用阶梯式铁心片接缝型式,使空载损耗和空载电流有一定幅度的降低;在变压器绕组中采用无氧铜扁导线制成的组合导线或换位导线,并在器身结构和油箱结构中采用磁屏蔽或电屏蔽结构,使变压器负载损耗有较明显的降低;采用低噪声技术使变压器噪声水平下降;研制出能与气体绝缘组合电器配套的油浸式变压器;研制高电压大容量SF<sub>6</sub>气体绝缘变压器、交联聚乙烯电缆变压器、超导变压器。

#### 1.1.1 分类与用途

发电机输出的电能经由发电机变压器升压后输送到负荷中心,或经由联络变压器将电能送到其他电力系统,然后经由降压变压器降压后输送到工业区或生活区,最后还要经由配电变压器将电压降到应用水平。这一系列变压器,包括发电机变压器、联络变压器、降压变压器和配电变压器,统称为电力变压器。为满足特殊用途所需的变压器,如发电厂自用变压器、干式变压器、电炉变压器、整流变压器、试验变压器、船用变压器、中频变压器和接地变压器等统称为特种变压器。电压互感器、电流互感器、调压器和电抗器的工作原理及结构型式类似变压器。以上所有产品它们统称为变压器类产品。变压器类产品在电力系统中的应用概况见图3.1-1。

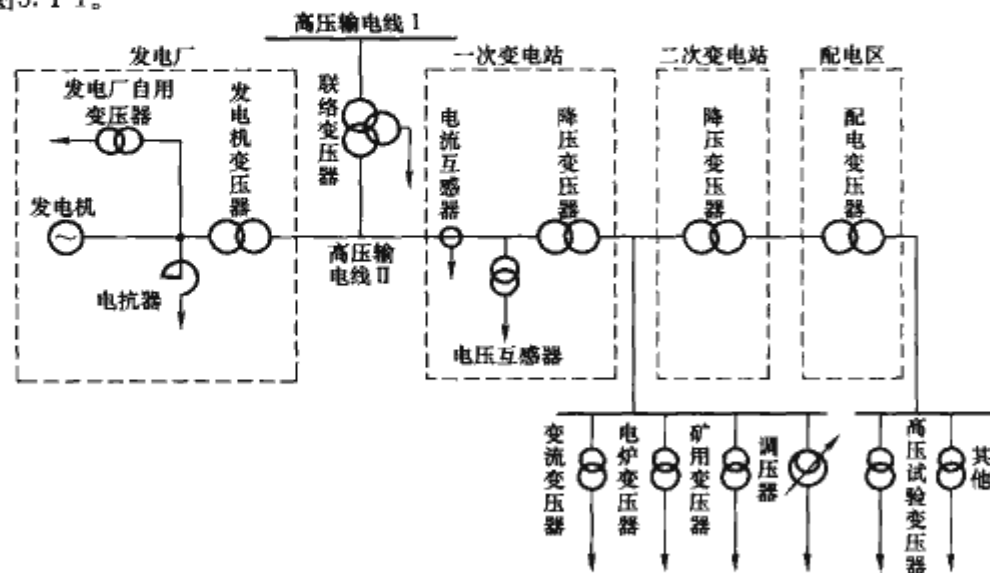


图 3.1-1 变压器类产品应用示意图

#### 1.1.2 技术条件

在变压器订货、设计、制造、试验和验收过程中,有关技术条件应符合国家标准 GB/T 6451—1999《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》、GB/T 16274—1996《油浸式电力变压器技术参数和要求 500kV 级》及 GB/T 10228—1997《干式电力变压器技术参数和要求》中规定的额定容量、电压等级、分接范围、联结组标号、空载损耗、空载电流、负载损耗和短路阻抗、技术要求和测试项目等规定,还应该符合国家标准 GB 1094.1—1996《电力变压器 第1部分:总则》、GB 1094.2—1996《电力变压器 第2部分:温升》、GB/T 1094.3—2003《电力变压器 第3部分:绝缘水平、绝缘试验和外绝缘间隙》、GB/T 1094.4—2005《电力变压器 第4部分:电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则》、GB 1094.5—2003《电力变压器 第5部分:承受短路的能力》、GB/T 1094.10—2003《电力变压器 第10部分:声级测定》及 GB 6450—1986《干式电力变压器》的规定和要求。在国际上变压器投标时,应符合标书中指定的要求和 IEC 60076 标准中的规定,但 IEC 标准中没有规定损耗的标准值,标书中一般有损耗评价要求。

### 1.2 运行原理

#### 1.2.1 空载特性

变压器的空载特性以空载电流和空载损耗表示。空载电流由有功分量和无功分量组成,有功分量对应于空载损耗,在工程上认为空载损耗全部是铁心损耗;无功分量对应于铁心励磁容量。空载电流表达式见式(3.1-1)。

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_{0a} + \dot{I}_{0r} \quad (3.1-1)$$

式中: $\dot{I}_0$ 为空载电流,以额定电流百分数表示; $\dot{I}_{0a}$ 为空载电流有功分量,以额定电流百分数表示; $\dot{I}_{0r}$ 为空载电流无功分量,以额定电流百分数表示。

变压器空载运行时(二次绕组开路),向变压器一次绕组(分接开关位于主分接位置)施加额定频率正弦波形的额定电压,此时测出的损耗为空载损耗,测出的电流为空载电流,测出的电压比为额定电压比。此电压比正比于绕组的匝数比。三相变压器的电压比指空载时额定线电压比。变压器空载运行时的相量图见图3.1-2。

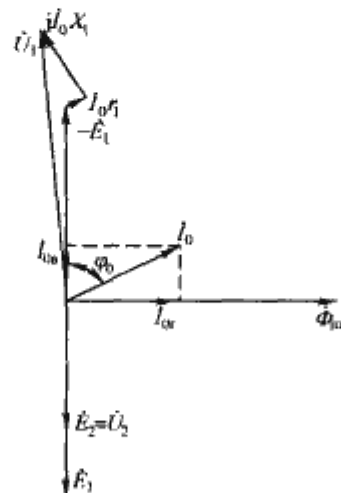


图 3.1-2 变压器空载运行时的相量图

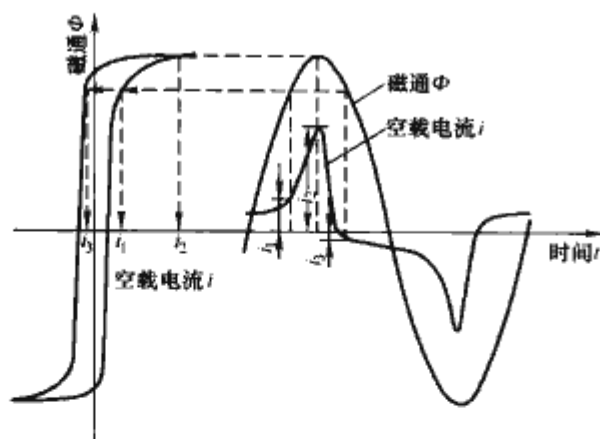


图 3.1-3 空载电流波形

(1) 空载电流中的谐波分量。

变压器铁心具有磁饱和特性（非线性）和磁滞现象，因而空载电流的波形中含有各次谐波分量，见图 3.1-3。其中，以奇次谐波且尤以三次谐波为主，但也含有一定偶次谐波分量。

各次谐波分量以基波的百分数表示, 谐波分量的大小取决于铁心工作磁通密度和硅钢片的磁饱和特性。正常工作磁通密度时的三次谐波分量约可达基波的 40%~60%, 其他各次谐波分量相对较小。

变压器绕组为 Y 联结而不引出中性点, 即中性点绝缘时, 三次谐波分量电流在三相中的相位彼此相同, 没有三次谐波分量电流的通路, 所以空载电流中不含有三次谐波分量。由于铁心的非线性磁特性, 磁通就含有三次谐波磁通分量, 从而使三相的相电压中含有三次谐波分量电压而呈尖顶波, 因而增大了相电压峰值, 不利于绝缘强度。但三次谐波分量电压在线电压中彼此互相抵消。变压器绕组为 Y 联结并引出中性点或中性点接地时, 空载电流中将含有三次谐波分量电压。但空载电流中三次谐波分量将在输电线路产生干扰现象, 有时可能与输电线的静电电容发生谐振而产生过电压。因此, 变压器应具有一个 D 联结绕组, 以便为三次谐波分量电流提供循环通路。但是, 小型三相变压器采用三柱式铁心结构时, 仍然可采用 Yyn 联结绕组 (即无 D 联结绕组)。由于其没有三次谐波分量电流而有三次谐波磁通, 该磁通经过油隙、铁心夹件、铁心和油箱而形成闭合回路, 磁阻很大, 因此三次谐波磁通不大。所以心式铁心的小型变压器具有 Yyn 联结绕组无 D 联结绕组时, 仍可正常运行。但这个结论不适用于由单相变压器组成的三相变压器组、壳式铁心三相变压器和五柱式铁心三相变压器。

(2) 空载合闸励磁涌流。

变压器在空载状态下接入电源瞬间，铁心中磁通将开始按电源电压波形积分关系变化，但此时磁通将以空载合闸前铁心中已存在的剩余磁通作为磁通变化的起点。如合闸瞬间的电源电压波形正好过零时，并且铁心中已存在的剩余磁通  $\Phi_r$  正好与合闸后的工作磁通方向一致而形成两者叠加关系。当电源电压波形经过半个周期后再次过零时，铁心中磁通的峰值达到  $2\Phi_m + \Phi_r$ （见图 3.1-4）。此时磁通的峰值远超过铁心磁通的饱和值，因而励磁电流达到极高数值，同时电流波形产生严重畸变，这便是励磁涌流。有时，此励磁涌流将达到额定电流的几倍以上。变压器铁心中的磁通瞬变过程见图 3.1-5。

励磁涌流瞬变过程的持续时间取决于时间常数，即与电源相连接的变压器励磁合闸绕组的电感和电阻的比值。变压器容量愈大，此时间常数也愈大。励磁涌流的瞬变过程见图 3-1-6。

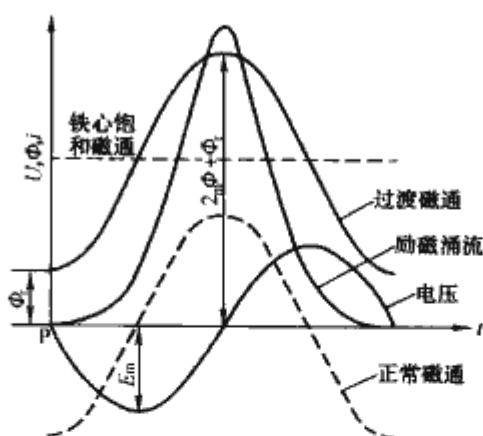


图 3.1-4 空载合闸励磁涌流

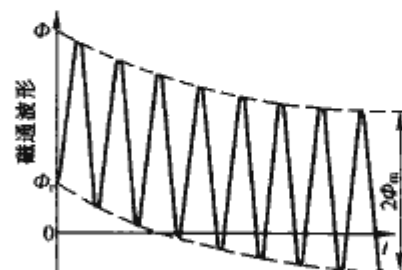


图 3.1-5 空载合闸后磁通瞬变过程

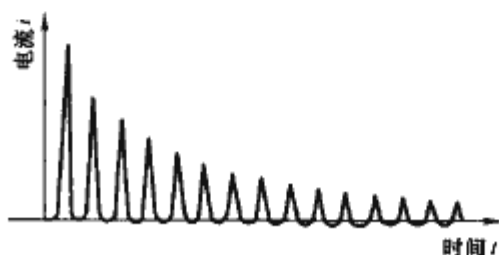


图 3.1-6 励磁涌流瞬变过程

### 1.2.2 负载特性

变压器的负载特性以阻抗压降和负载损耗表示。变压器负载运行时的负载电流和阻抗压降的相量图见 3.1-7, 负载运行时的等效电路见图 3.1-8。负载电流产生的有功损耗(即负载损耗)包括绕组中电阻损耗和漏磁在金属结构件中产生的附加损耗。

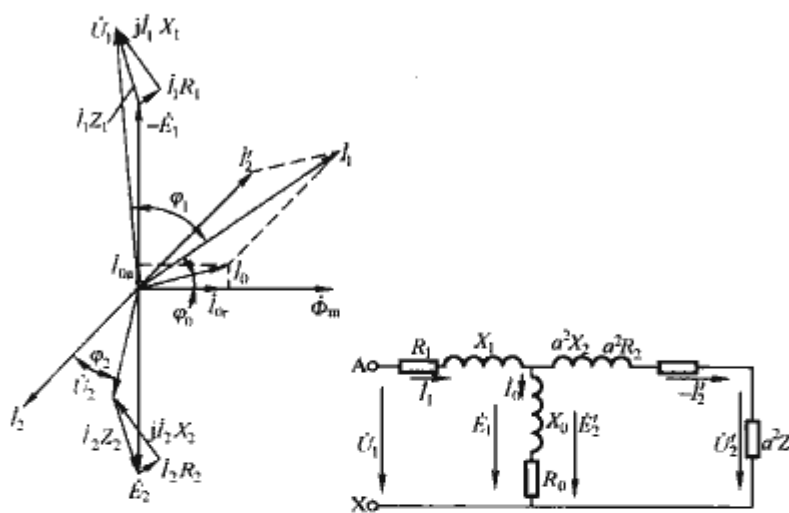


图 3.1-7 变压器负载运行时的相量图

图 3.1-8 变压器负载运行时的等效电路

变压器负载运行时空载电流相对很小,当略去空载电流时,变压器负载运行的简化等效电路见图 3.1-9。

进行变压器负载试验时，先将二次绕组短路，再向一次绕组（分接开关位于主分接位置）施加额定频率正弦波形的阻抗电压，这个阻抗电压能使一次与二次绕组内电流达到50%及以上额定电流。此时测出或折算到额定电流下的负载损耗称为额定负载损耗，此值还应按式（3.1-2）换算成参



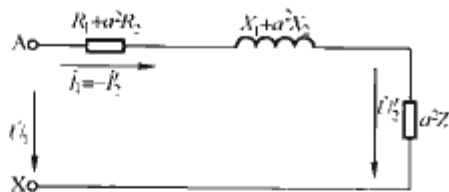


图 3.1-9 变压器负载运行时的简化等效电路

考温度时的额定负载损耗。此时测出的阻抗电压以额定电压的百分数表示为

$$u_z = \frac{U_z}{U_N} \times 100(\%) \quad (3.1-2)$$

式中： $u_z$  为阻抗电压百分数，%； $U_z$  为实测阻抗电压，V； $U_N$  为绕组额定电压，V。

实测一次（或二次）阻抗电压  $U_z$  除以一次（或二次）额定电流  $I_N$  得出一次（或二次）短路阻抗值  $Z$ 。在工程上，认为这个短路阻抗值就是变压器实际运行时的阻抗值。变压器的一些负载运行特性如电压调整率、并联运行的必要条件、短路电流达到额定电流的倍数等都取决于短路阻抗值。此外，短路阻抗值还是决定变压器技术和经济指标的重要因素之一。

### 1.2.3 短路电流

变压器外部发生短路事故（如三相对称短路、相间短路、两相接地或单相接地）时的电流为短路电流。变压器应能够承受住短路电流产生的电磁力和热效应作用而无损伤。短路电流指从瞬变短路电流过渡到稳态短路电流过程。

#### 1. 稳态短路电流

GB 1094.5—2003 规定用计算方法验证变压器承受三相对称短路电流作用下的耐热能力。三相稳态短路电流  $I_{sc}$  (A) 按下式计算，即

$$I_{sc} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \times (Z_1 + Z_s)} = \frac{I_N}{(u_k/100) + (S_N/S)} \quad (3.1-3)$$

$$= I_N \frac{100}{u_k + \frac{S_N}{S} \times 100}$$

式中： $U_N$  为额定线电压，V； $Z_1$  为变压器的短路阻抗， $\Omega$ /每相； $Z_s$  为系统的短路阻抗， $\Omega$ /每相，可由  $U_N^2/S$  计算得出； $u_k$  为折算到参考温度时，额定电流下的变压器短路阻抗百分数，%； $I_N$  为变压器一次侧的额定电流（方均根值），A； $S_N$  为三相变压器或三相组变压器的额定容量，MVA； $S$  为系统短路视在容量，具体数值见表 3.1-1，MVA。

表 3.1-1 系统短路视在容量

系统标称电压 (kV)	设备最高电压 $U_m$ (kV)	短路视在容量 $S$ (MVA)
6、10、20	7.2、12、24	500
35	40.5	1500
66	72.5	5000
110	126	9000
220	252	18 000
330	363	32 000
500	550	60 000

注 本表引自 GB 1094.5—2003 表 2。

#### 2. 瞬变短路电流

GB 1094.5—2003 规定用试验方法验证变压器承受瞬变短路电流作用下电磁力的能力。不考虑系统阻抗时，瞬变短路电流  $i_{sc}$  (A，瞬时值) 的计算式为

$$i_{sc} = \sqrt{2} I_{sc} [\cos \varphi_0 e^{-\frac{R_{12}}{X_{12}} \omega t} - \cos(\omega t + \varphi_0)] \quad (3.1-4)$$

式中： $I_{sc}$  为稳态短路电流（方均根值），见式 (3.1-3)，A； $\varphi_0$  为发生短路瞬间一次电压  $u_1$  的初相角； $R_{12}$ 、 $X_{12}$  为变压器的等效电阻和等效电抗， $\Omega$ ； $\omega$  为角频率； $t$  为时间，s。

当一次电压  $u_1$  波形过零时，即  $\varphi_0 = 0^\circ$  发生短路，则瞬变短路电流计算式 (3.1-4) 变为

$$i_{sc} = \sqrt{2} I_{sc} [e^{-\frac{R_{12}}{X_{12}} \omega t} - \cos \omega t] \quad (3.1-5)$$

$$\tau = L_{12} / R_{12}$$

式中： $\tau$  为时间常数，从瞬变短路电流过渡到稳态短路电流的持续时间，s； $L_{12}$  为变压器的等效电感，H。

式 (3.1-5) 中当  $\omega t = \pi$  时，瞬变短路电流达到第一个峰值，即图 3.1-10 中所示的瞬变短路电流的最大峰值，此峰值电流  $i_{scm}$  为

$$i_{scm} = \sqrt{2} I_{sc} (1 + e^{-\frac{R_{12}}{X_{12}} \pi}) \quad (3.1-6)$$

$$= \sqrt{2} I_{sc} K (\text{瞬时值})$$

$$K = 1 + e^{-\frac{R_{12}}{X_{12}} \pi}$$

中小型变压器时  $K = 1.2 \sim 1.4$

大型变压器时  $K = 1.7 \sim 1.8$

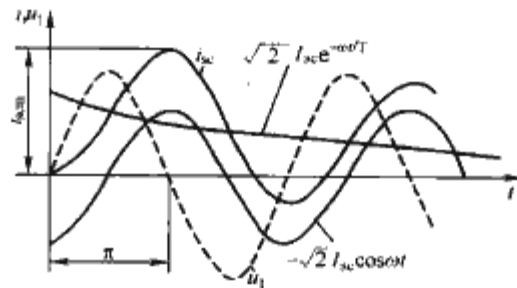


图 3.1-10 变压器瞬变短路电流最大峰值

对于低损耗变压器，在保持短路阻抗不变的情况下，负载损耗越低，时间常数  $\tau$  越大； $K$  越大，瞬变短路电流的最大峰值越大。对于三绕组变压器还应考虑联合运行时的情况。

### 1.2.4 电压调整率

双绕组变压器负载运行时，二次绕组输出电压将随负载电流和负载功率因数的变化而变化，变压器的电压调整率  $\epsilon$  为

$$\epsilon = \frac{u_{2N} - u_z}{u_{2N}} \times 100(\%) \quad (3.1-7)$$

式中： $u_{2N}$  为空载时的额定二次电压，V； $u_z$  为负载时的二次电压，V。

当已知变压器的电阻电压百分数  $I_R\%$  及电抗电压百分数  $I_X\%$  时，可按不同的负载系数  $K_L$  和负载功率因数  $\lambda_2$ （即  $\cos \varphi_2$ ），用下式计算电压调整率  $\epsilon$ ，即

$$\epsilon = K_L (I_R\% \cos \varphi_2 + I_X\% \sin \varphi_2) + \frac{K_L (I_R\% \cos \varphi_2 - I_X\% \sin \varphi_2)^2}{200} (\%) \quad (3.1-8)$$

如不需要特别准确时，则可按下式计算

$$\epsilon = K_L (I_R\% \cos \varphi_2 + I_X\% \sin \varphi_2) (\%) \quad (3.1-9)$$

式中： $K_L$  为负载系数； $K_L = \text{输出容量} / \text{额定容量}$ 。

$\sin\varphi_2 = \pm\sqrt{1-\cos^2\varphi_2}$ , 滞后电流取正值, 超前电流取负值。

电压调整率是衡量变压器供电质量好坏的指标之一。当变压器的阻抗电压百分数一定时, 电压调整率主要与负载功率因数有关。当  $\cos\varphi_2=1$  时,  $\epsilon$  为最小; 当  $\cos\varphi_2$  较小时,  $\epsilon$  主要取决于  $I_X\%$ , 大型变压器的  $I_X\%$  较大,  $\epsilon$  也较大。

### 1.2.5 运行效率

变压器运行效率为输出有功功率  $P_2$  与输入有功功率  $P_1$  之比, 以  $\eta$  表示, 即

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \times 100(\%)$$

负载运行时,  $P_2$  与负载系数  $K_L$  和负载功率因数有关。当略去变压器短路阻抗不计, 变压器运行效率的计算式为

$$\eta = \left(1 - \frac{P_0 + K_L^2 P_k}{K_L S_N \cos\varphi_2 + P_0 + K_L^2 P_k}\right) \times 100(\%) \quad (3.1-10)$$

式中:  $P_0$  为空载损耗, kW;  $P_k$  为额定电流时的负载损耗, kW。

变压器运行中实际负载电流不是额定电流时的负载损耗为  $K_L^2 P_k$ 。变压器运行中的空载损耗保持不变, 为一常数  $P_0$ , 即  $K_L^2 P_k = P_0$  时, 变压器运行效率达到最高值。通常中小型变压器最高效率在 95%~98% 范围内, 大型变压器一般在 99% 以上。

### 1.2.6 三绕组变压器

三绕组变压器的结构型式和运行性能分析方法类似于双绕组变压器, 但有关技术参数的定义如下:

(1) 电压比。在额定电压下空载运行时, 三绕组变压器有三个双绕组电压比, 即

$$\left. \begin{aligned} K_{12} &= \frac{N_1}{N_2} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{E}_2} \approx \frac{\dot{U}_{1N}}{\dot{U}_{2N}} \\ K_{13} &= \frac{N_1}{N_3} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{E}_3} \approx \frac{\dot{U}_{1N}}{\dot{U}_{3N}} \\ K_{23} &= \frac{N_2}{N_3} = \frac{\dot{E}_2}{\dot{E}_3} \approx \frac{\dot{U}_{2N}}{\dot{U}_{3N}} \end{aligned} \right\} \quad (3.1-11)$$

式中:  $K_{12}$ 、 $K_{13}$ 、 $K_{23}$  为一次与二次绕组电压比、一次与三次绕组电压比、二次与三次电压比;  $N_1$ 、 $N_2$ 、 $N_3$  为一次、二次、三次绕组匝数;  $\dot{E}_1$ 、 $\dot{E}_2$ 、 $\dot{E}_3$  为一次、二次、三次绕组感应电动势, V;  $\dot{U}_{1N}$ 、 $\dot{U}_{2N}$ 、 $\dot{U}_{3N}$  为一次、二次、三次绕组额定电压, V。

(2) 电流。根据磁通势平衡关系, 三绕组变压器负载运行时的电流分配为

$$\dot{I}_1 N_1 + \dot{I}_2 N_2 + \dot{I}_3 N_3 = \dot{I}_0 N_1 \quad (3.1-12)$$

式中:  $\dot{I}_1$ 、 $\dot{I}_2$ 、 $\dot{I}_3$  为一次与二次绕组负载电流, A;  $\dot{I}_0$  为空载电流, A。

如空载电流忽略不计, 即  $\dot{I}_0=0$ , 并将二次和三次绕组负载电流换算到一次绕组侧的数值为

$$\dot{I}_1 + \dot{I}'_2 + \dot{I}'_3 = 0 \quad (3.1-13)$$

式中:  $\dot{I}'_2 = \frac{N_2}{N_1} \dot{I}_2$ ,  $\dot{I}'_3 = \frac{N_3}{N_1} \dot{I}_3$ 。

三绕组变压器的等效电路见图 3.1-11。

(3) 电压。根据图 3.1-11 等效电路得出电压方程式为

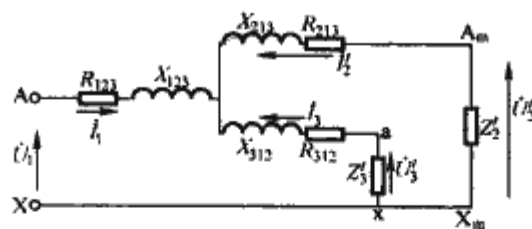


图 3.1-11 三绕组变压器等效电路

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 - \dot{U}'_2 &= \dot{I}_1 (R_{123} + jX_{123}) - \dot{I}'_2 (R_{213} + jX_{213}) \\ &= \dot{I}_1 Z_{123} - \dot{I}'_2 Z_{213} \end{aligned} \quad (3.1-14)$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 - \dot{U}'_3 &= \dot{I}_1 (R_{123} + jX_{123}) - \dot{I}'_3 (R_{312} + jX_{312}) \\ &= \dot{I}_1 Z_{123} - \dot{I}'_3 Z_{312} \end{aligned} \quad (3.1-15)$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 - \dot{I}_1 Z_{123} &= \dot{U}'_2 - \dot{I}'_2 Z_{213} \\ &= \dot{U}'_3 - \dot{I}'_3 Z_{312} \end{aligned} \quad (3.1-16)$$

$$R_{123} = \frac{1}{2} (R_{12} + R_{13} - R_{23})$$

$$R_{213} = \frac{1}{2} (R_{12} + R_{23} - R_{13})$$

$$R_{312} = \frac{1}{2} (R_{13} + R_{23} - R_{12})$$

$$X_{123} = \frac{1}{2} (X_{12} + X_{13} - X_{23})$$

$$X_{213} = \frac{1}{2} (X_{12} + X_{23} - X_{13})$$

$$X_{312} = \frac{1}{2} (X_{13} + X_{23} - X_{12})$$

$$Z_{123} = \frac{1}{2} (Z_{12} + Z_{13} - Z_{23})$$

$$Z_{213} = \frac{1}{2} (Z_{12} + Z_{23} - Z_{13})$$

$$Z_{312} = \frac{1}{2} (Z_{13} + Z_{23} - Z_{12})$$

式中:  $R_{12}$ 、 $X_{12}$ 、 $Z_{12}$  为一次绕组和二次绕组的双绕组短路电阻、短路电抗和短路阻抗;  $R_{13}$ 、 $X_{13}$ 、 $Z_{13}$  为一次绕组和三次绕组的双绕组短路电阻、短路电抗和短路阻抗;  $R_{23}$ 、 $X_{23}$ 、 $Z_{23}$  为二次绕组和三次绕组的双绕组短路电阻、短路电抗和短路阻抗。

### 1.2.7 自耦变压器

自耦变压器的结构特点是一次绕组与二次绕组在电路上相连, 并有一部分绕组是公共绕组。自耦变压器与双绕组变压器的不同点在于前者绕组的结构容量小于额定容量。所以在额定容量相同时, 自耦变压器具有重量轻、损耗小、成本低和效率高等优点, 但要求能够耐受更高绝缘强度和更大短路电流能力。此外, 由于一次绕组和二次绕组在电路上相连, 为了过电压保护, 自耦变压器的中性点必须直接接地。自耦变压器的结构和连接方式见图 3.1-12。

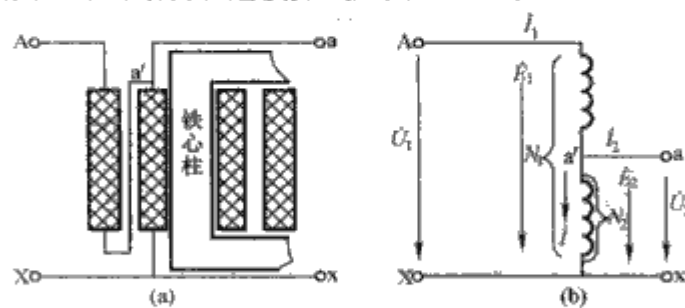


图 3.1-12 自耦变压器结构和接线图

(a) 结构示意图; (b) 接线原理图

自耦变压器空载运行时的电压比, 当忽略阻抗电压时与普通变压器一样, 即



$$K_{12} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{\dot{E}_1}{\dot{E}_2} \approx \frac{\dot{U}_1}{\dot{U}_2} \quad (3.1-17)$$

式中： $K_{12}$ 为自耦变压器电压比； $N_1$ 、 $\dot{E}_1$ 、 $\dot{U}_{1N}$ 为一次绕组匝数、电动势、额定电压； $N_2$ 、 $\dot{E}_2$ 、 $U_{2N}$ 为二次绕组匝数、电动势、额定电压。

自耦变压器负载运行时，此时平衡式为

$$\dot{I}_1 N_1 + \dot{I}_2 N_2 = \dot{I}_0 N_1 \quad (3.1-18)$$

式中： $\dot{I}_0$ 为空载电流。

当空载电流 $\dot{I}_0$ 忽略不计，即 $\dot{I}_0=0$ 时，则磁通势平衡式如下

$$\dot{I}_1 + \frac{\dot{I}_2}{K_{12}} = 0 \quad (3.1-19)$$

在图 3.1-12 (b) 中，由  $a'$  点的电流关系求得公共绕组中的电流  $\dot{i}$  为

$$\dot{i} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 = \dot{I}_2 \left(1 - \frac{1}{K_{12}}\right) \quad (3.1-20)$$

式中： $1 - \frac{1}{K_{12}}$ 为自耦变压器效益系数。

自耦变压器的额定容量（通过容量）由两部分组成，一部分是传导容量，直接通过图 3.1-12 (b) 中  $A-a'-a$  电路传导到负载侧；另一部分是结构容量，经由串联绕组和公共绕组之间的电磁感应传输到负载侧。结构容量占自耦变压器额定容量的  $(1-1/K_{12})$ 。

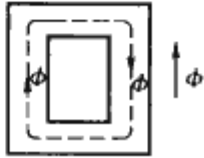
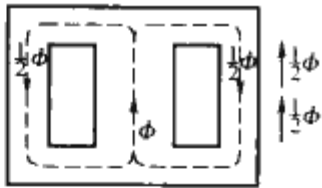
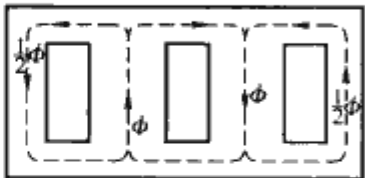
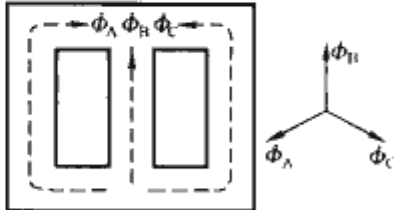
### 1.3 结构

电力变压器结构型式有各种不同的分类方法，如果按照铁心结构可分为心式变压器和壳式变压器；按相数可分为单相变压器和三相变压器；按绕组数量可分为双绕组变压器和三绕组变压器；按绝缘介质可分为油浸式变压器和干式（空气绝缘、SF<sub>6</sub> 气体绝缘或浇注绝缘）变压器；按冷却方式可分为空气冷却变压器、油自然循环冷却变压器、强迫油循环冷却变压器、强迫油循环导向冷却变压器和水冷变压器。

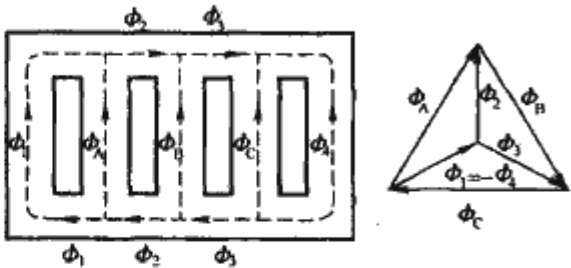
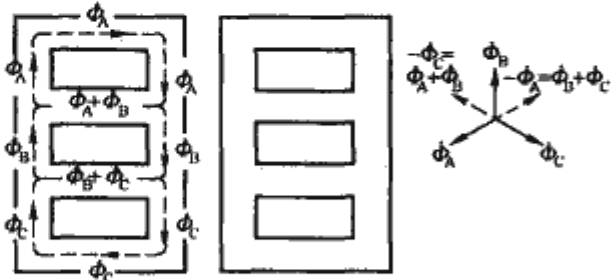

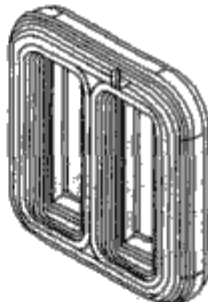
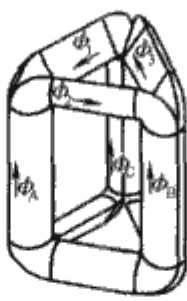

#### 1.3.1 铁心

变压器铁心结构特征、铁心中磁通分布、磁通相量图和适用范围见表 3.1-2。

表 3.1-2 各种铁心结构特性、相量图、磁通分布和适用范围

结构形式	磁通分布和相量图	结 构 特 征	适 用 范 围
单相双柱叠铁心	 <p>铁心柱和铁轭截面相同，两者磁通矢量相同</p>	两个铁心柱上均可套装，两个铁心柱上的绕组可相互串联，也可并联	中小型单相变压器
单相单柱旁轭叠铁心	 <p>左右两个磁路对称相等，上、下轭和旁轭的磁通等于心柱的一半，即铁轭截面可为心柱截面的一半</p>	与单相双柱式铁心结构相比，可减小铁心片宽的一半，故可降低变压器运输高度。在中间铁心柱上套装绕组，但在旁轭上也可套装调压绕组和励磁绕组	大型单相变压器
单相二柱旁轭叠铁心	 <p>与单相单柱旁轭式叠铁心类似，但需要注意的是此铁心两个心柱上的磁通方向相反</p>	中间为两个心柱，两边为旁轭，轭的截面积为心柱的 1/2，其特点与单相单柱旁轭叠铁心相似	大型单相变压器
三相三柱叠铁心	 <p>铁心柱和铁轭的截面相同，三个铁心柱中的磁通量近似相同，相互的相位差为 120°。由于中间 B 相铁心柱磁路相对短，三相磁路不完全对称，在三相三柱式铁心中不能供给三次谐波磁通的闭合回路</p>	分别在三个铁心柱上套装绕组	中小型三相变压器

续表

结构形式	磁通分布和相量图	结构特征	适用范围
三相五柱叠铁心	 <p>铁轭截面为铁心柱截面积的 <math>1/\sqrt{3} \sim 1/2</math>。铁轭中磁通含有高次谐波分量，并可供给三次谐波磁通的闭合回路</p>	与三相三柱式铁心结构相比，可满足大型变压器降低铁轭高度的要求。只在中间三个铁心柱上套装绕组	大型三相变压器
三相壳式	 <p>铁心柱和铁轭的截面相同，两者的磁通分布相同</p>	铁心柱和铁轭的截面都是矩形，这种铁心结构可降低变压器的运输高度。在中间三个铁心柱上套装绕组，但要求 B 相铁心柱上的励磁方向与 A 相和 C 相铁心柱上的励磁方向相反	大型三相变压器、电炉变压器和整流变压器
单相卷铁心	 <p>铁心柱和铁轭的截面相等，两者的磁通量和磁通矢量相同</p>	铁心柱和铁轭的截面都是矩形，可采用一种宽度铁心片连续绕制。铁心片的接缝可以均匀分布，能够明显降低空载损耗、空载电流和噪声水平	小型单相变压器
三相双框卷铁心	 <p>磁路相当于三相三柱叠铁心</p>	铁心的三个框的磁路联系紧密，磁通分布较好，空载电流及噪声比较低。绕组必须和铁心一起在专用的绕线机上绕制	小型三相变压器
立体卷铁心	 <p>三相铁心磁路完全对称</p>	采用三只相同的半圆截面卷铁心，组合成为立体三相变压器铁心。铁轭中磁通密度较低，空载电流、空载损耗比较小。	小型三相变压器
三相四框卷铁心	 <p>磁路相当于三相五柱叠铁心</p>	由四个框组成，在每个框的上部每层非晶合金带材卷制时有切口，可以很方便地打开放入绕组，然后再恢复成卷铁心，中间有三个柱套装绕组	小型三相非晶合金变压器

1.3.1.1 铁心片接缝和铁心片叠积图

变压器铁心采用的冷轧晶粒取向硅钢片具有各向异性特点，即铁心片中磁通方向与硅钢片轧制方向不一致时，铁心损耗明显增大。为此，铁心片的接缝应采用斜接缝结构以

降低铁心损耗。斜接缝铁心片叠积图见图 3.1-13。

铁心片接缝处的间隙尺寸极小，但间隙的磁阻远大于铁心片的磁阻，迫使铁心片中大部分磁通在接缝间隙处改变方向进入相邻铁心片中去而越过间隙，如此穿越相邻铁心片的磁通为



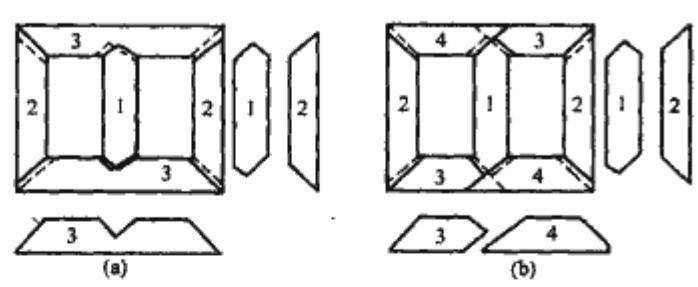


图 3.1-13 斜接缝铁心片叠积图  
(a) 三相三柱式不断铁轭片；(b) 三相三柱式断开铁轭片

横向磁通。横向磁通将使铁心片中局部磁通饱和因而增大局部损耗。如采用阶梯接缝取代传统交错接缝时，即可消除铁心片中局部损耗增大现象。两种接缝型式见图 3.1-14。

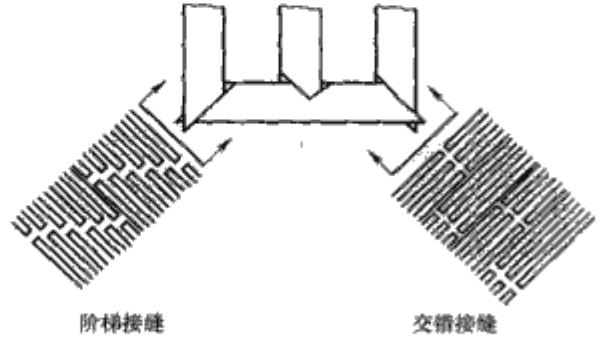


图 3.1-14 交错接缝和阶梯接缝示意图

1.3.1.2 铁心噪声

铁心硅钢片在励磁下的磁致伸缩将使铁心片产生纵向和横向振动，从而构成变压器铁心的噪声源。不论变压器是否有负载电流，只要铁心中有交变磁通，就有铁心噪声，故此

噪声也称为空载噪声，是变压器的主要噪声源之一。铁心噪声的基波频率是电源频率的 2 倍。由于铁心中磁通含有谐波分量，所以铁心中噪声含有双倍电源频率的谐波分量，其频率范围约在 100~1000Hz 以内。铁心噪声水平随着变压器容量和铁心中磁通密度的增大而增大。在铁心结构上要保证铁心片不得有任何松动，这是控制铁心噪声水平的必要措施之一。如有特殊需要降低铁心噪声时，降低铁心中的工作磁密也是一种措施，但会增加铁心重量。目前已有很多降低铁心噪声的措施。

1.3.1.3 铁心接地

变压器铁心位于变压器内部电场之中，必将具有一定电位。铁心必须接地以防止铁心与接地油箱之间发生击穿或局部放电现象。铁心叠片只允许有一点接地。小型变压器铁心在油箱内部接到油箱上并经油箱接地。大型变压器铁心连接到油箱顶部接地套管上，通过此接地套管在油箱壁外侧接地。

铁心片的绝缘膜能使铁心片彼此互相绝缘以降低涡流损耗。由于绝缘膜极薄，彼此互相绝缘的铁心片通过铁心片之间的电容关系接地。但是当采用绝缘件将铁心叠片隔开以构成铁心冷却油隙时，必须用导体将被绝缘件隔开的铁心叠片连接起来，再经过一点接地。当铁心接地点多于一个以上时，可能因漏磁通链接铁心结构件形成闭合回路而产生循环电流，并造成局部过热。

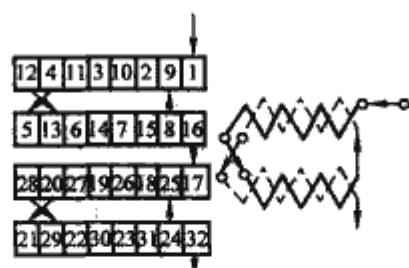
1.3.2 绕组

变压器绕组结构型式随着变压器容量和电压等级的不同而有所不同，但无论哪种结构型式都必须保证能够承受住国家标准规定的绝缘耐压水平，并能够承受短路的能力，还要保证绕组温升控制在国家标准规定的温升限值内。绕组的各种结构型式、结构特征和实用范围见表 3.1-3。

表 3.1-3 绕组结构型式、特征和适用范围

<p>双层圆筒式</p> <p>轴向并联导线不进行换位</p> <p>轴向并联导线在轴向1/2高度处进行换位</p> <p>采用扁导线按螺旋线绕制成双层圆筒式线匝，在两层线匝之间放置冷却油隙或层间绝缘，也可以绕成四层圆筒式线匝。并联导线沿轴向排列时不进行换位，沿辐向排列时，要在轴向高度一半处进行换位。绕制工艺较好，但要保证绕组上、下端部支撑结构稳定可靠</p> <p>适用范围：容量 630kVA 及以下，电压 1kV 及以下低压绕组</p>	<p>分段圆筒式</p> <p>层间绝缘</p> <p>段间绝缘</p> <p>一个线段的线圈绕制</p> <p>由若干对线饼构成，每一对线饼为两个多层圆筒式结构。采用圆导线绕制，各线饼之间放置纸圈或垫块，每个线饼中的层数总是奇数，以便于各对线饼之间的出头联结。主要特点是层间电压较低，结构复杂，绕制工作量大，散热困难</p> <p>适用范围：高电压试验变压器或电压互感器</p>
<p>多层圆筒式</p> <p>分级层间绝缘</p> <p>分接头</p> <p>1, 2, 3      n-2, n-1, n 线层号</p> <p>采用圆导线或扁导线绕制，可以绕成若干个线层。在线层中间放置分级层间绝缘或冷却油隙。在绕组内侧第 1 线层对地之间的电容较大，使雷电冲击电压起始分布不均匀。为此，当绕组的工作电压为 35kV 及以上时，应在第 1 线层内侧放置电容屏，以改善冲击起始分布</p> <p>适用范围：容量 1600kVA 及以下，电压 15kV 及以下高压绕组</p>	<p>连续式</p> <p>6 5 4 3 2 1</p> <p>7 8 9 10 11 12</p> <p>18 17 16 15 14 13</p> <p>19 20 21 22 23 24</p> <p>导线绕制，从绕组的第 1 个线饼开始依次编号，奇数线饼的导线从外侧依次绕向内侧，称为反饼。偶数线饼的导线从内侧依次绕向外侧，称为正饼。一个反饼和一个正饼组成一个单元，所以连续式绕组的线饼数必须是偶数。但线饼的线圈由两根及以上导线并联组成时，并联导线要在反饼内侧和正饼外侧之间连线处换位。两个线饼之间的垫块构成绕组的冷却油隙。连续式绕组的纵向电容较小，雷电冲击电压的电压起始分布不均匀，耐受雷电冲击电压的绝缘强度较低</p> <p>适用范围：容量 630kVA 及以上，电压 66kV 及以下绕组</p>

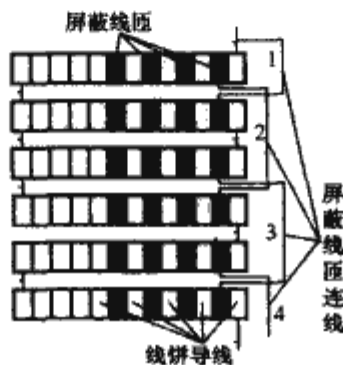
纠结式



绕制方法与连续式相同，但电气上的单根导线必须用双数根导线并绕。在线饼之间的联线处采用特殊的纠结换位方法，使得线饼内任何相邻线匝之间的电压等于一个线饼的电压，由此提高线饼的纵向电容，从而改善绕组内雷电冲击电压的起始分布。这一特点能满足绕组具有较高绝缘强度的要求。可分别采用各种不同的纠结方式，如纠结连续式（纠结式和连续式混合结构）、插花纠结式、四段纠结式、2根并绕单根纠结式。由于纠结式线饼的匝间电压为一个线饼的电压，所以要加厚匝绝缘

适用范围：容量 6300kVA 及以上，电压 66kV 及以上的绕组

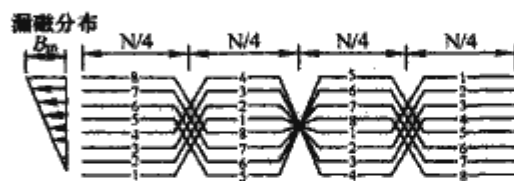
内屏蔽式



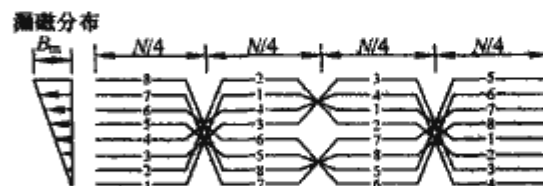
又称电容耦合式绕组，大容量变压器绕组采用的换位导线或组合导线无法绕制成纠结式绕组时采用之。能增大线饼纵向电容的原理同纠结式绕组。在线饼中的屏蔽线匝只起电容耦合作用而没有工作电流通过但有涡流损耗。屏蔽线匝可以跨越两个线饼进行电容耦合，也可以跨越 4 个或 6 个线饼进行电容耦合。每个线饼内放置的屏蔽匝数可以任意调节，以适应必要的纵向电容量的要求。但屏蔽线匝末端有一定电位，应妥善加工并处理末端的绝缘

适用范围：电压 110kV 及以上的绕组

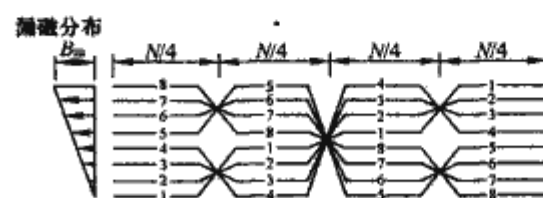
单螺旋式



匝数为  $N$  时, 8 根导线并联单螺旋绕组 “212” 换位 (a)



匝数为  $N$  时, 8 根导线并联单螺旋绕组 “424” 换位 (b)

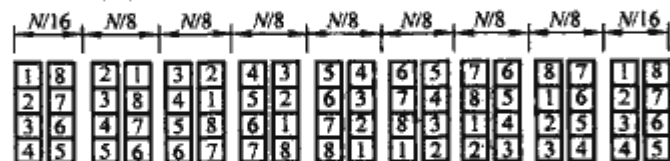


匝数为  $N$  时, 8 根导线并联单螺旋绕组 “242” 换位 (c)

采用多根扁导线并联绕制，每一匝即构成一个线饼，按螺旋线绕制线匝。线匝（即线饼）之间放置垫块构成辐向油隙。并联导线之间的换位方法有三种，即“212”换位 [见图 (a)]、“424”换位 [见图 (b)] 和“242”换位 [见图 (c)]。三种换位方法都是在绕组总匝数  $N$  的近似  $1/4$ 、 $2/4$  和  $3/4$  处进行换位。当并联导线的根数为 8 时，能达到完全换位。要求并联导线的根数应为 4 的倍数

适用范围：容量 800kVA 及以上，电压 35kV 及以下的大电流低压绕组

双螺旋式或四螺旋式



匝数为  $N$ , 8 根导线并联双螺旋绕组一次均匀交叉换位

采用多根扁导线并联绕制，每一匝构成两个线饼，按螺旋线绕制线匝。各线饼之间放置垫块构成冷却油隙。采用一次均匀交叉换位方法进行并联导线之间的换位。导线换位次数等于双螺旋绕组并联导线的根数。有时也可以采用 2 次或 3 次均匀交叉换位

四螺旋绕组的每一匝构成四个线饼，绕制方法与双螺旋绕组相同，只是按照两个双螺旋并列分别各自进行均匀交叉换位

适用范围：电压 35kV 以下大电流的低压绕组

箱式



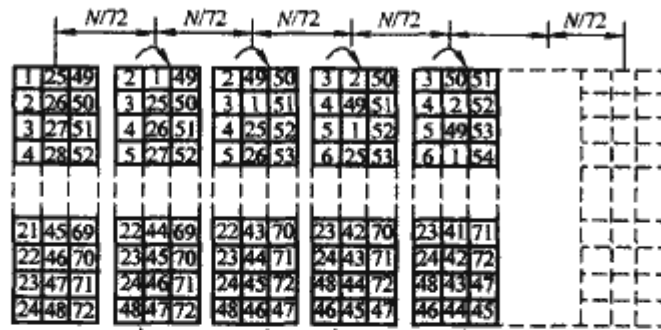
采用铝（铜）箔连续绕制构成箱式绕组。铝（铜）箔的宽度就是绕组的轴向高度。每绕一层铝（铜）箔即构成绕组的一匝。铝（铜）箔的匝绝缘就是绕组的层间绝缘，因此绕组的空间利用系数很高，并且承受短路电流产生轴向电磁力的能力较强，这是箱式绕组的优点。箱式绕组的缺点是引出线焊接工艺复杂。

适用范围：容量 2000kVA 及以下，电压 1kV 及以下的低压绕组



续表

三螺旋式

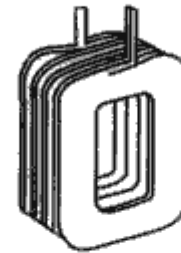


绕组匝数为  $N$  时, 72 根并联导线分成三个单螺旋, 每一单螺旋有 24 根并联导线组成三螺旋式绕组

采用多根扁导线并联绕制, 由三个单螺旋并绕而成称为三螺旋式。每一匝构成三个线饼, 各线饼之间放置垫块构成绕组冷却油隙, 换位方法相同于双螺旋式换位方法。第一次换位由中间单螺旋与左侧单螺旋之间进行交叉换位, 按此顺序交替换位, 直至完成全部换位为止。为便于换位, 应保证每个单螺旋内并联导线的根数为偶数

适用范围: 电压 35kV 及以下大电流的低压绕组

交错式



高压绕组和低压绕组沿轴向相互交错排列称为交错式绕组。交错排列组合可以是一组也可以是多组。交错式绕组能够减小漏磁, 因而可以减小电磁力及附加损耗, 图中为壳式变压器采用的交错式矩形绕组

适用范围: 心式铁心的电炉变压器和整流变压器或壳式铁心变压器

### 1.3.3 绝缘结构

变压器绝缘结构应能够保证承受住表 3.1-4 和表 3.1-5 中的试验电压水平, 还应具有足够的绝缘裕度。变压器在运行中所能承受到的电压有长期运行工频工作电压、瞬态过电压、操作冲击过电压、雷电冲击过电压以及在某些情况下可能承受到的特快瞬变过电压。按照国家标准 GB 311.3—1983《高电压试验技术 第二部分 试验程序》的规定, 并根据上述变压器所能承受到的各种过电压特性、避雷器保护水平以及变压器绝缘结构本身的特性制订出变压器绝缘应承受住的电压水平。

变压器绝缘结构由外绝缘和内绝缘两部分组成。变压器油箱外部以空气为绝缘介质的绝缘称为外绝缘, 如各个绝缘套管带电部分彼此之间和对地之间的绝缘, 沿绝缘套管瓷件表面上对地的沿面绝缘等。空气绝缘介质的绝缘强度取决于海拔高度、空气湿度和空气污染程度等大气条件。外绝缘发生击穿以后能够自然恢复绝缘强度, 所以外绝缘属于自恢复性绝缘。变压器油箱内部以变压器油 (绝缘气体) 和绝缘纸板、绝缘纸为绝缘介质的绝缘结构部分称为内绝缘, 这些绝缘介质中的水、气体和杂质的含量决定内绝缘强度。内绝缘发生击穿后一般不能自然恢复绝缘强度。

变压器内绝缘结构又分为全绝缘结构和分级绝缘结构两类: 变压器绕组中性点和绕组线端具有相同绝缘水平时为全绝缘结构, 全绝缘结构变压器适用于中性点绝缘的电力系统中; 变压器绕组中性点的绝缘水平低于绕组线端的绝缘水平时为分级绝缘结构, 分级绝缘结构变压器适用于中性点有效接地的电力系统中。

我国电压等级为 66kV 及以下 (个别地区也有 110kV) 采用全绝缘结构, 电压等级为 110kV 及以上采用分级绝缘结构。

#### 1.3.3.1 内绝缘的耐受试验电压水平

变压器内绝缘结构设计应能承受住表 3.1-4 和表 3.1-5 中额定耐受电压。表中数值见国家标准 GB 1094.3—2003《电力变压器 第 3 部分: 绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》。

变压器的  $U_m = 72.5\text{kV}$  且额定容量为 10 000kVA 及以上和  $U_m > 72.5\text{kV}$  时, 还应进行局部放电测量, 并保证局部放电量低于国家标准 GB 1094.3—2003 的规定值。

$U_m \leq 1.1\text{kV}$  的低压绕组应承受 5kV 外施耐受电压试验。

表 3.1-4

变压器绕组额定耐受电压

kV

系统标称电压 (方均根值)	设备最高电压 $U_m$ (方均根值)	额定操作冲击耐受电压 (峰值, 相对地)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时感应或外施耐 受电压 (方均根值)
			全 波	截 波	
3	3.6	—	10	15	18
6	7.2	—	60	65	25
10	12	—	75	85	35
15	17.5	—	105	115	45
20	24	—	125	140	55
35	40.5	—	200	220	85
66	72.5	—	325	360	140
110	126	—	480	530	200
220	252	650	850	950	360
		750	950	1050	395
330	363	850	1050	1175	460
		950	1175	1300	510
500	550	1050	1425	1550	630
		1175	1550	1675	680
750	800	1550	1950	2100	860
					960

表 3.1-5 分级绝缘变压器中性点端子的额定耐受电压 kV

系统标称电压 (方均根值)	设备最高电压 (方均根值)	中性点接地方式	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)	额定外施耐受电压 (方均根值)
110	126	不直接接地	250	95
220	252	直接接地	185	85
		不直接接地	400	200
330	363	直接接地	185	85
		不直接接地	550	230
500	550	直接接地	185	85
		经小电抗接地	325	140
750	800	直接接地	185	85
		经小电抗接地	350	150

1.3.3.2 雷电冲击电压在绕组内的电压分布

雷电冲击电压侵入变压器线端后，沿着全部绕组发生电压瞬变过程，在此瞬变过程中的电压分布关系取决于绕组电容和电感分布参数等效电路（见图 3.1-15）。

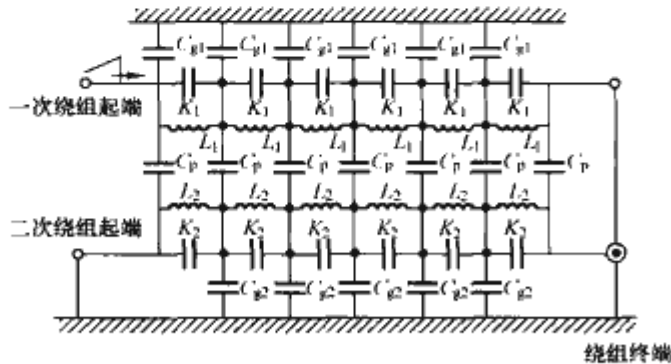


图 3.1-15 绕组电容电感分布参数等效电路

$C_{g1}$ 、 $C_{g2}$ ——一次绕组、二次绕组对地电容；  
 $K_1$ 、 $K_2$ ——一次绕组、二次绕组纵向电容；  
 $L_1$ 、 $L_2$ ——一次绕组、二次绕组电感；  
 $C_p$ ——一次绕组、二次绕组之间的电容

当雷电冲击电压进入绕组起始瞬间，即  $t=0$  时，由图 3.1-16 中电容分布参数决定起始电压分布。此时绕组内部电位分布关系见图 3.1-17，并用下式表示

$$u_x = \frac{\sinh \alpha x}{\sinh r} \tag{3.1-21}$$
$$\alpha = \sqrt{\frac{C_0}{K_0}}$$

式中： $u_x$  为绕组长度上任一点  $x$  的电压，以入波电压峰值的比值表示； $C_0$  为绕组对地总电容； $K_0$  为绕组纵向总电容。

图 3.1-16 中示出  $\alpha$  值与雷电冲击电压的绕组内起始电压分布关系。 $\alpha$  值愈小，起始电压分布愈接近于线性分布，当  $\alpha=0$  时则成为线性分布。变压器采用纠结式绕组和屏蔽式绕组的目的是为了增大绕组的纵向电容  $K_0$ ，因而能降

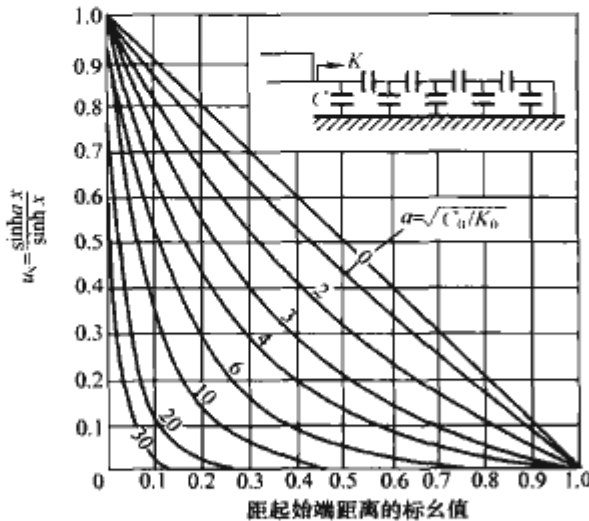


图 3.1-16 起始电压分布（中性点接地系统）

低  $\alpha$  值，使起始电压分布接近于线性分布。雷电冲击电压的瞬变过程就是由电容分布决定起始电压分布（见图 3.1-17 中曲线 a）开始，逐步过渡到由电感分布决定似稳态分布（见图 3.1-17 中曲线内 b）的瞬变过程。绕组中任一点 P 的电位从起始电压分布曲线 a 上的  $E_1$  值逐步过渡到似稳态的共同作用而产生振荡，在振荡过程中的某个时间  $t$  时，P 点电位振荡达到最高电位包络线（图 3.1-17 中曲线 c）上的  $E_3$  值。 $E_3$  值有时可能高于入波雷电冲击电压的幅值。图 3.1-18 中曲线作为一例说明绕组内部电位分布随时间变化（1~11 $\mu$ s）而变化的曲线关系。

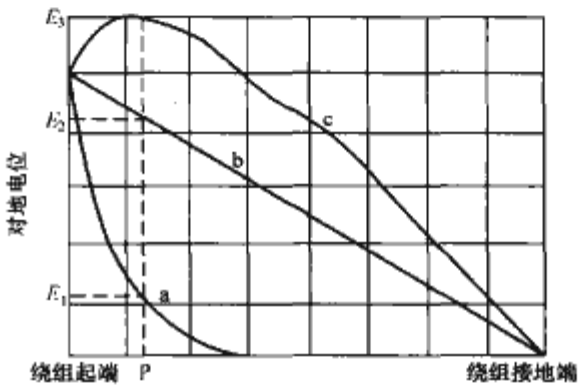


图 3.1-17 绕组内部电位分布关系  
a—起始分布；b—似稳态分布；c—最高电位分布线

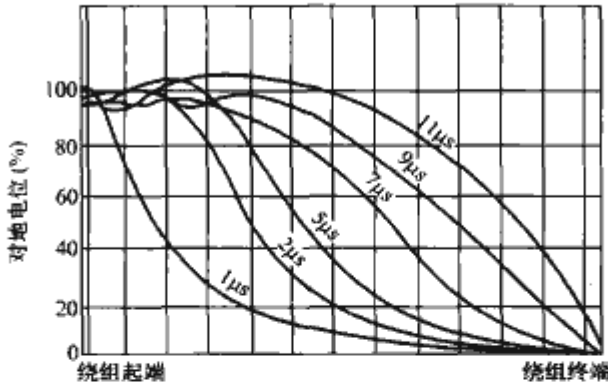


图 3.1-18 绕组内部电位分布随时间变化的示例

由以上可知，当采取措施后能够降低  $\alpha$  值时，可以改善起始电压分布，降低振荡电位，降低振荡过程中的最高电位  $E_3$  值。

1.3.3.3 外绝缘的耐受试验电压水平和外绝缘最小空气距离

变压器外绝缘结构设计中，按绝缘耐受电压确定套管带电部分的相对地、相间、相对中性点及对低电压绕组端子的最小空气间隙。国家标准 GB 1094.3—2003 规定设备最高电压  $U_m \leq 170$  kV 时，空气间隙应不小于表 3.1-6 中的值。相对地、相对中性点、相间以及对较低电压绕组端子之间的空气间隙均采用相同的距离。



表 3.1-6 设备最高电压  $U_m \leq 170\text{kV}$  变压器套管带电部分的相对地、相间、相对中性点及对低电压绕组端子的最小空气间隙推荐值

系统标称电压 (kV, 方均根值)	设备最高电压 $U_m$ (kV, 方均根值)	额定雷电冲击 耐受电压 (kV, 峰值)	最小空气间隙 (mm)
3	3.6	40	60
6	7.2	60	90
10	12	75	125
15	17.5	105	180
20	24	125	225
35	40.5	200	340
66	72.5	325	630
110	126	480	880

国家标准 GB 1094.3—2003 规定设备最高电压  $U_m > 170\text{kV}$  时, 变压器套管带电部分的相对地、相间、相对中性点及对低电压绕组端子的最小空气间隙按表 3.1-7 中的推荐值。

应当指出, 变压器不同绕组线端之间的空气间隙值应用操作冲击波和雷电冲击波分别进行检验。不同绕组线端的空气间隙值应用操作冲击波和雷电冲击波分别进行检验。不同绕组承受操作冲击电压的要求是在按操作冲击试验时, 以不同绕组的两个线端之间所计算出的电位差为基础的, 由此电位差便可求出其在操作冲击条件下所需的空气间隙值。此间隙值详见国家标准 GB 1094.3—2003。

国家标准 GB 1094.3—2003 规定的有关 110~500kV 变压器中性点套管带电部分对地的外绝缘耐受试验电压水平相最小空气间隙列入表 3.1-8 中。

表 3.1-7 设备最高电压  $U_m > 170\text{kV}$  变压器套管带电部分的相对地、相间、相对中性点及对低电压绕组端子的最小空气间隙推荐值

系统标称电压 (kV) (方均根值)	设备最高电压 $U_m$ (kV, 方均根值)	额定操作冲击耐受试验电压 (kV, 峰值)		额定雷电冲击耐受电压 (kV, 峰值)	最小空气间隙 (mm)		
		相对地	相间		以相对地操作冲击耐受试验电压为基准时, 相对地空气间隙	以相间操作冲击耐受试验电压为基准时, 相对地空气间隙	以雷电冲击耐受试验电压为基准时, 对其他绕组端子之间空气间隙
220	252	650	1050	850	1500	1800	1600
		750	1175	950	1900	2250	1800
330	363	850	1300	1050	2300	2650	1950
		950	1425	1175	2700	3100	2200
500	550	1050	1675	1425	3100	3500	2650
		1175	1800	1550	3700	4200	2850
750	800	1550	—	1950	5800	6700	3600

表 3.1-8 110~500kV 变压器中性点套管带电部分对地最小空气间隙推荐值

系统标称电压 (kV, 方均根值)	设备最高电压 $U_m$ (kV, 方均根值)	中性点接地方式	中性点额定雷电冲击耐受电压 (kV, 峰值)	中性点额定短时工频耐受试验电压 (kV, 方均根值)	最小空气间隙 (mm)
110	126	不直接接地	250	95	450
220	252	直接接地	185	85	340
		不直接接地	400	200	760
330	363	直接接地	185	85	340
		不直接接地	550	230	1050
500	550	直接接地	180	85	340
		经小阻抗接地	325	140	630
750	800	直接接地	180	85	340
		经小阻抗接地	350	150	630

1.3.4 冷却装置和温升标准

变压器运行中产生的损耗所转变成的热量要经由冷却装置散发到周围冷却介质(空气或水)中去, 同时要保证变压器各个部分的温升不超过国家标准 GB 1094.2—1996《电力变压器 第2部分 温升》中规定的限值。

变压器有多种冷却方式, 选择何种冷却方式与变压器容量有关。冷却方式应标志在变压器的铭牌上。对于油浸式变压器, 用四个字母顺序代号标志冷却方式。

第一个字母表示与绕组接触的内部冷却介质:

O——矿物油或燃点不大于 300℃的合成绝缘液体;

K——燃点大于 300℃的绝缘液体;

L——燃点不可测出的绝缘液体。

第二个字母表示内部冷却介质的循环方式:

N——流经冷却设备和绕组内部的油流是自然的热对流循环;

F——冷却设备中的油流是强迫循环, 流经绕组内部的油流是热对流循环;

D——冷却设备中的油流是强迫循环, (至少) 在主要绕组内的油流是强迫导向循环。

第三个字母表示外部冷却介质:

- A——空气；
- W——水。
- 第四个字母表示外部冷却介质的循环方式：
- N——自然对流；
- F——强迫循环（风扇、泵等）。

随着变压器负载变化，同一变压器可以采用两种不同冷却方式，例如 60% 以下额定负载时采用油浸自冷式 ONAN，而在 60% 以上额定负载时采用油浸风冷式 ONAF。在铭牌上应标志 ONAN/ONAF，以及两种不同冷却方式时各自的额定容量。

OD 强油导向冷却方式中的变压器油经过冷却器冷却以后，由油泵输入变压器油箱内的油路中，并按照各绕组和铁心损耗的比例控制进入各绕组和铁心导向冷却结构中的油量。在导向结构的油路中要防止产生油流带电现象。

油浸式变压器（字母代号为 O）在连续额定容量稳态下的温升限值按国家标准 GB 1094.2—1996 中规定如下：

- (1) 顶层油温升。
  - 1) 油不与大气直接接触的变压器为 60K。
  - 2) 油与大气直接接触的变压器为 55K。
- (2) 绕组平均温升（用电阻法测量）65K。

对于铁心、绕组外部的电气连接线或油箱中的结构件，不规定温升限值，但仍要求温升不能过高，通常不超过 80K。

冷却器的油泵强迫变压器油在变压器内部导向冷却结构中通过时，油流速度超过一定数值后，在油流经过的绝缘件表面上和绕组表面上将积聚负电荷，同时在油箱顶部油中将积聚正电荷，这一现象称为油流带电。在表面上积聚的负电荷所产生的静电场超过沿表面放电强度时，或油中积聚的正电荷所产生的静电场超过该处油中局部击穿场强时，将发生油流放电现象。为此应按下列规定设计冷却系统中的结构，以防止发生油流放电现象：

- (1) 制订防止发生油流放电的设计标准以保证可靠性。
- (2) 应规定下列范围的标准：
  - 1) 工作温度范围。
  - 2) 油中含水量范围。
  - 3) 油的供货来源和油化学成分范围。
- (3) 应规定以下各处油流速度和控制方法的标准：
  - 1) 导向油路中的各个出油口处的油流速度。
  - 2) 绕组中油隙的进油处和出油处油流速度。
  - 3) 绕组内油路中油流速度。
  - 4) 防止油路中截面的突变而产生湍流。
- (4) 在变压器不进行励磁的条件下，开动全部运行冷却器的油泵时，测量变压器绕组的泄漏电流，并进行油中含气色谱分析。
- (5) 在局部放电试验时，应开动全部运行冷却器的油泵测量局部放电量，并进行油中含气色谱分析。

2500kVA 及以下的三相变压器，利用油箱表面或油箱壁上的散热管或散热片表面散热即可满足 ONAN 油浸自然冷却方式的要求。2500~6300kVA 的三相变压器，采用不可拆卸的片式散热器进行散热即可满足 ONAN 油浸自然冷却方式的要求。6300kVA 以上的三相变压器，随着变压器容量的增大，分别可以采用各种可拆卸式的冷却装置，如片式散热器（见图 3.1-19）、强迫油循环风冷却器（见图 3.1-20）和强迫油循环水冷却器（见图 3.1-21），上述各种型式冷却装置的结构特征和适用范围见表 3.1-9。



图 3.1-19 片式散热器

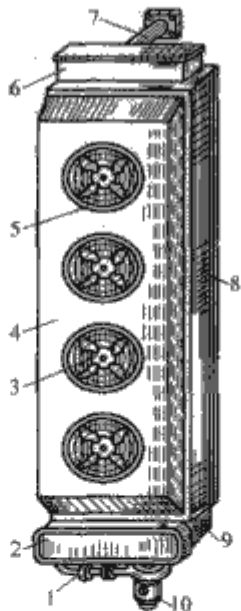


图 3.1-20 强迫油循环风冷却器  
1—油流继电器；2—控制箱；3—风机；4—导风筒；5—散热管；6—上集油箱；7—联管；8—冷却器外壳；9—下集油管；10—潜油泵

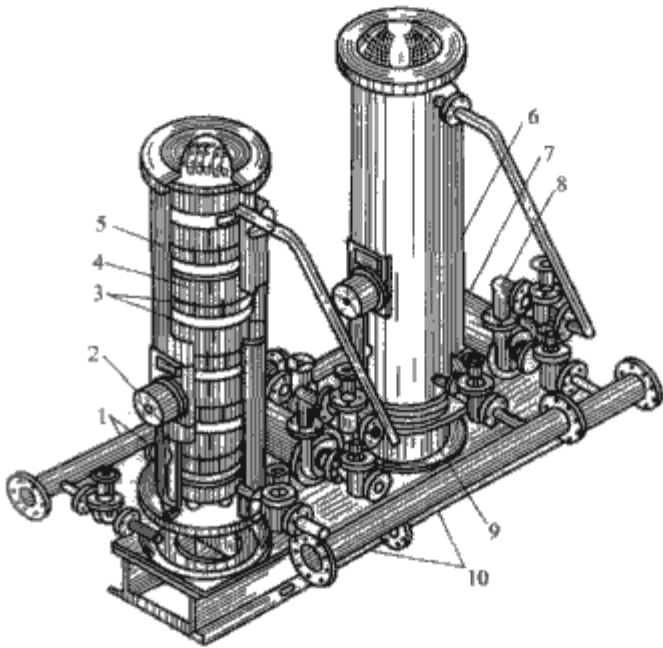


图 3.1-21 强迫油循环水冷却器  
1—进水管；2—差压继电器；3—隔板；4—冷却管；5—筒体；6—静油器；7—油泵；8—流动继电器；9—水箱；10—进出油管

表 3.1-9 冷却装置结构特征和适用范围

型 式	结 构 特 征	适 用 范 围
片式散热器 (见图 3.1-19)	由 1mm 钢板冲压成对称的两片波形板后，再彼此缝焊构成一个散热片，由若干个散热片前后依次排列并焊接于导油管上构成散热器。重量轻，用油量少，可直接焊接到油箱壁上成为不可拆卸式，也可通过进油管和出油管与油箱内的油连通成为可拆卸式散热器。片式散热器的侧面或底部增设风扇即成为吹风式散热器，可提高冷却能力，可膨胀式片式散热器可用于全密封变压器。有关技术要求见专业标准 JB/T 5347—1999《变压器用片式散热器》	6300kVA 及以下三相变压器，当片式散热器增设风扇后，可用于 6300kVA 及以上三相变压器



续表		
型 式	结 构 特 征	适 用 范 围
强迫油循环风冷却器 (见图 3.1-20)	风冷却器的本体为一组带有螺旋肋片的金属管,两端各有一集油室。集油室内焊有隔板,以形成多回路的油循环路径。潜油泵的油流入端直接装在第一个油回路上,油流出端通过装有油流继电器的联管接至第二个油回路。风冷却器内设有风扇和导风筒等都可以提高冷却器的散热效率。每个风冷却器有分控制箱,每台变压器有总控制箱。强油风冷却器的技术要求见专业标准 JB/T 8315—1996《变压器用强油风冷却器》	63 000kVA 及以上三相变压器
强迫油循环水冷却器 (见图 3.1-21)	由圆形筒体和水箱构成,筒体中放置冷却铜管,能有效冷却热油。沿高度方向有隔板间隔,以改变油流路径。潜油泵安装在水冷却器的入口侧,使冷却器中的油压大于水压。压差继电器装在油回路和水回路之间。冷却器通过变压器油箱壁上的进油管和出油管与变压器油箱内部的油连通。每台变压器有总控制箱。强油水冷却器的技术要求见专业标准 JB/T 8316《变压器用水冷却器》	63 000kVA 及以上三相变压器

1.3.5 分接开关

分接开关能够变换变压器绕组的匝数以达到调整变压器电压比的目的。只能够在变压器无励磁(切除电源)条件下调整电压比的分接开关称为无励磁分接开关。无励磁分接开关的技术条件见专业标准 JB/T 8637—1997《无励磁分接开关》。无励磁分接开关的结构特征和适用范围见表 3.1-10。

表 3.1-10 无励磁分接开关结构特征和适用范围

名 称	结 构 特 征	适 用 范 围
三相中性点调压无励磁分接开关	在三相变压器 Y 联结绕组的中性点调整电压比。接线图见图 3.1-22 (a)	适用于 10、35kV 高压绕组为圆筒式结构的三相变压器,分接线从高压绕组外层引出
三相中性点调压无励磁分接开关	在三相变压器 Y 联结绕组的中性点调整电压比。接线图见图 3.1-22 (b)	适用于 10kV 高压绕组为连续式结构的三相变压器,分接线从高压绕组中性点引出。绕组上下两部分的线匝绕向相反
三相绕组中部调压无励磁分接开关	互相平行彼此绝缘的三个平面机构固定于水平(或垂直)的笼形结构上,依次分别设有 A、B、C 三相调压用的动触头和定触头,三相绕组的分接头分别连接到 A、B、C 三相的定触头上。连接图见图 3.1-22 (c)	适用于 10、35kV 高压绕组为连续式结构的三相变压器,分接线从高压绕组中部线饼引出
单相绕组中部调压无励磁分接开关	三相变压器的各相绕组分别各自采用一个分接开关。分接开关有条型和鼓型两种结构。条型接线图见图 3.1-22 (d),鼓型接线图见图 3.1-22 (e)	适用于 110kV 或 220kV 变压器,分接线从绕组的中部线饼引出

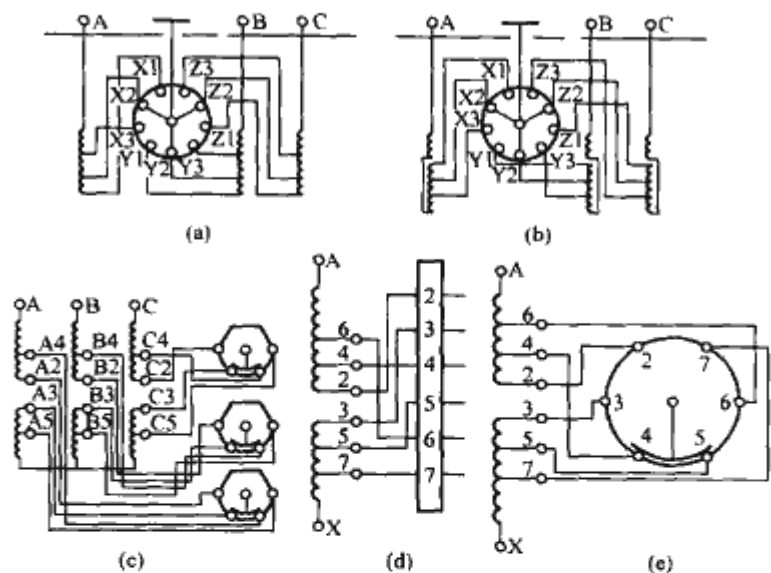


图 3.1-22 无励磁分接开关接线示意图

能够在变压器励磁并带有负载的条件下调整电压比的分接开关称为有载分接开关。有载分接开关的技术条件见国家标准 GB 10230—1988《有载分接开关》。有载分接开关一般由分接选择器和切换开关两部分组成。分接选择器在无负载电流条件下转换分接位置,切换开关在有负载电流条件下切换分接位置。前者必须在后者切换操作完成后才能进行转换操作。低电压等级的有载分接开关将此两部分合并为选择开关,即复合开关。图 3.1-23 为变换分接时有载分接开关从

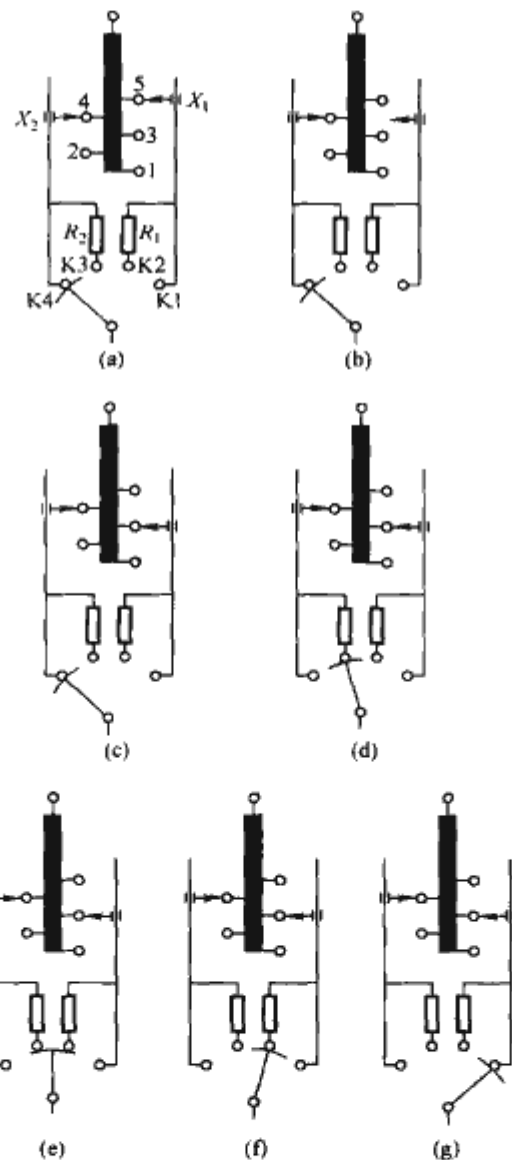


图 3.1-23 变换分接时有载分接开关动作顺序  
(a) 动作一; (b) 动作二; (c) 动作三; (d) 动作四;  
(e) 动作五; (f) 动作六; (g) 动作七  
1、2、3、4、5—分接头顺序编号; X<sub>1</sub>、X<sub>2</sub>—分接选择器动触头; R<sub>1</sub>、R<sub>2</sub>—限流电阻; K<sub>1</sub>、K<sub>4</sub>—切换开关分断触头; K<sub>2</sub>、K<sub>3</sub>—切换开关过渡触头

分接头4切换过渡到分接头3的动作顺序。

切换开关或选择开关中弹簧储能机构在释放储存能量时,能够快速(约50ms内)驱动切换开关或选择开关完成上述操作顺序。分接选择器安装于变压器主油箱内,切换开关或选择开关安装于单独充油的容器内,其中的油不得与主油箱中的油相通并保证彼此密封隔绝。

有载分接开关的操动机构装设于变压器主油箱的外侧壁上。通过垂直轴、齿轮盒和水平轴驱动分接选择器和切换开关或选择开关。可以用电动或手动两种方式分别开动操动机构。还可以增设自动控制装置实现变压器自动调整电压。国家标准 GB 10230—1988 规定有载分接开关触头的电气寿命试验为 50 000 次操作,机械寿命试验为 500 000 次操作。

三相变压器绕组为 Y 联结且又为分级绝缘结构时,可以在中性点上调整电压,因此有载分接开关的绝缘水平等于变压器中性点的绝缘水平。中性点调压线路见图 3.1-24。

变压器绕组中引出分接头联结到有载分接开关的线路(以一相为例)见图 3.1-25。

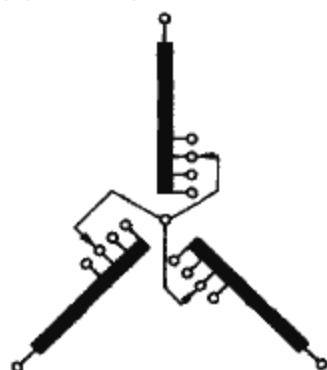


图 3.1-24 有载分接开关在绕组中性点调压线路图

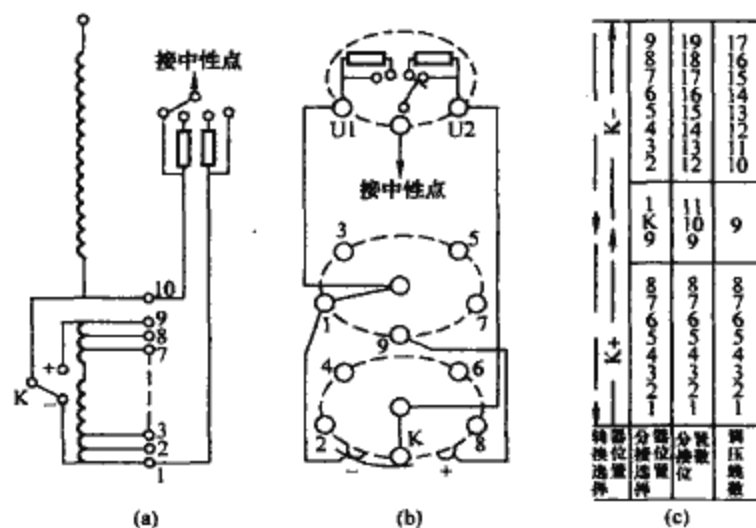


图 3.1-25 绕组引出分接头连接到有载分接开关线路

(a) 调压电路; (b) 选择电路; (c) 分接头位置表

注: 图中表示绕组分接头数量为 10, 分接位置为 19, 中间位置有 3 个, 分接电压级数为  $8 \times 2 + 1 = 17$ 。

有载分接开关在自耦变压器中的装置方式有 6 种, 见图 3.1-26。

(1) 三相中性点调压方式 [见图 3.1-26 (a)]。因绕组为分级绝缘结构, 其中性点绝缘水平低于出线端绝缘水平, 因此有载分接开关的绝缘水平也低于线端绝缘水平。自耦变压器中性点调压时铁心中磁通会发生变化, 利用变磁通调压时有可能产生过励磁现象。一般自耦变压器具有第三绕组, 因此第三绕组将有较大范围的电压变化。

(2) 中压(公共)绕组线端调压方式 [见图 3.1-26 (b)]。只调整自耦变压器中压(公共)绕组匝数并保持高压绕组匝数不变。

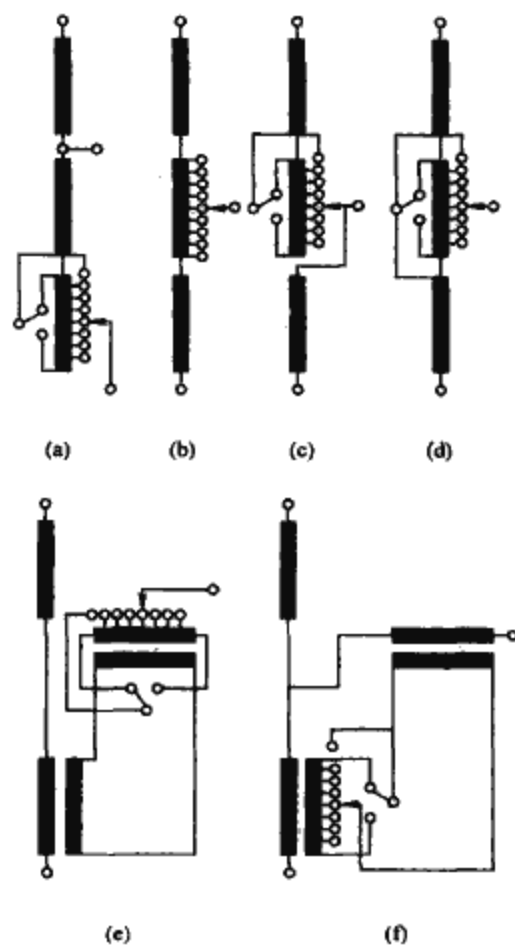


图 3.1-26 有载分接开关在自耦变压器中的装置方式

(3) 中压(公共)绕组线端调压方式 [见图 3.1-26 (c)]。保持自耦变压器中压(公共)绕组匝数不变, 调整高压(串联)绕组匝数。

(4) 中压(公共)绕组线端正反调压方式 [见图 3.1-26 (d)]。基本上与方式(2)相同, 但有载分接开关中应有转换选择器以便进行正和反两个方向调整电压。

(5) 增压变压器方式 [见图 3.1-26 (e)]。应另增加一个串联变压器进行调整电压, 这种方式不仅调整中压绕组电压, 还可调整电压相角。

(6) 增压变压器方式 [见图 3.1-26 (f)]。基本上与方式(5)相同, 但可以采用较低绝缘水平的有载分接开关。

### 1.3.6 储油柜

储油柜是一种油保护装置, 用以缩小变压器油与空气接触的表面, 减少油受潮和氧化的程度。变压器油箱内部的油随着油温升高而膨胀, 也随着油温降低而收缩。变压器油温的最大变化范围是  $110^{\circ}\text{C}$ 。按照油温变化范围和油的膨胀系数求得储油柜的变压器油容积为变压器油总容积的 10% 左右。为防止大气中的水分侵入储油柜内以保持油的质量, 中小型变压器及开关的储油柜通过吸湿器与大气相通。大型变压器的储油柜中设有橡胶隔膜、胶囊或金属波纹膨胀心体以防止大气中的水分和氧气侵入储油柜中, 能够有效保护油的质量。胶囊式储油柜的一种结构型式见图 3.1-27。金属波纹膨胀式储油柜的一种结构型式见图 3.1-28。

全密封式变压器无储油柜, 靠膨胀式散热器或波纹片调节油体积的胀缩。

### 1.3.7 压力释放阀

变压器内部一旦发生放电时会产生电弧, 电弧的高温能够分解变压器油而产生大量气体。这些气体将使油箱内部压力急剧增大。由于变压器油具有不可压缩性, 因而如在几毫秒之内不能及时释放这个巨大的内部压力, 将可能使油箱破裂从而酿成火灾。为此应在变压器油箱盖上装设压力释放



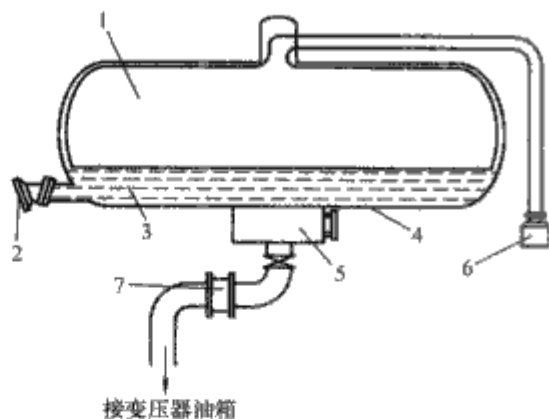


图 3.1-27 胶囊式储油柜的一种结构型式  
1—胶囊；2—磁力式油位计；3—变压器油箱；4—柜壁；  
5—集气室；6—吸湿器；7—气体继电器

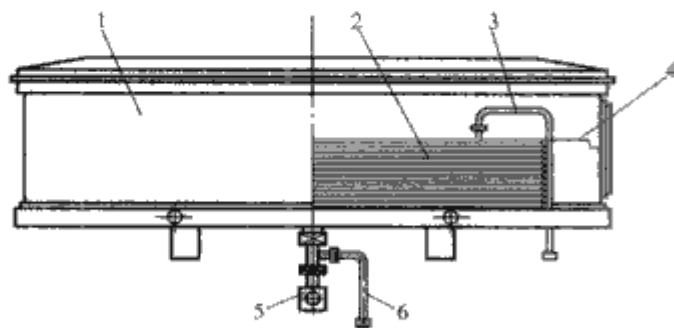


图 3.1-28 金属波纹膨胀式储油柜的一种结构型式  
1—防护罩；2—金属波纹芯体；3—排气软管；  
4—油表指针；5—气体继电器联器；6—注油管

阀。当油箱内部压力达到危险值时，压力释放阀将在 2ms 内动作以释放油箱内部压力。压力释放阀的技术条件见行业标准 JB/T 7065—2004《变压器用压力释放阀》。压力释放阀的结构见图 3.1-29。

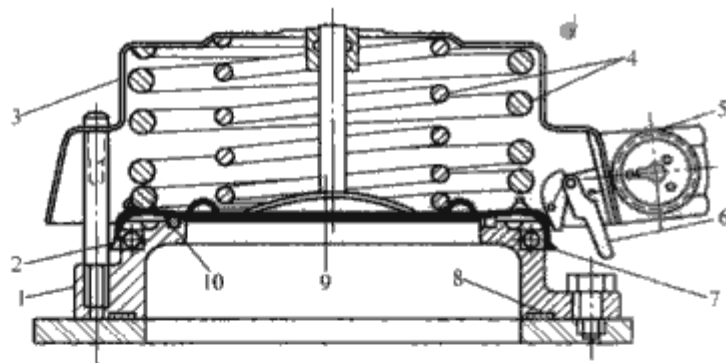


图 3.1-29 压力释放阀结构剖面图  
1—阀座；2—螺杆；3—护罩；4—弹簧；  
5—接线图；6—复位杆；7、8、10—密封垫圈；  
9—机械指示销

### 1.3.8 气体继电器

变压器内部有潜在故障时会产生气体，这些气体上升到油箱顶部后会进入气体继电器并积聚起来。积聚的气体将迫使气体继电器内的油面降低。当油面降低到一定程度时，将使继电器内的一对舌簧触点导通而发出报警信号。当变压器内部故障严重时，会产生大量气体并以一定油速涌入气体继电器内，如涌入气体和油流的速度达到 0.7~1.5m/s 时，将能冲动气体继电器内下部挡板而使另一对舌簧触点导通，从而接通跳闸控制回路，切断变压器的电源以保护变压器。气体继电器上备有集气盒和取气阀供取气样用。继电器在振动频率为 4~20Hz（正弦波）、加速度为 40m/s<sup>2</sup> 时，跳闸触点不应接通。气体继电器的技术条件见行业标准 JB/T 9647—1999《气体继电器》，气体继电器结构见图 3.1-30。

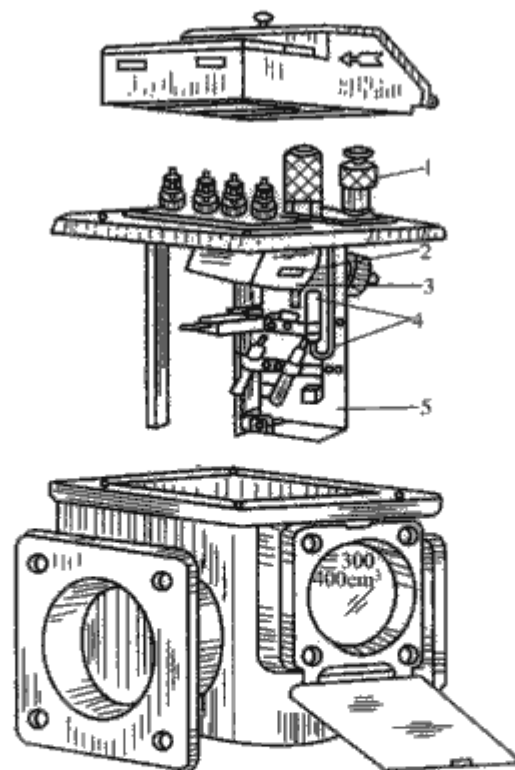


图 3.1-30 气体继电器结构图  
1—嘴子；2—上磁铁和开口杯；3—探针；  
4—上干簧触点；5—挡板

### 1.3.9 三相变压器绕组联结方式

变压器运行中三相电压对称程度、电压谐波分量和电流谐波分量等特性主要取决于三相变压器的绕组联结方式。

(1) Yy 联结方式。Yy 联结方式中，一次绕组和二次绕组的导线截面积大，每相绕组的线匝数和每相绕组的绝缘材料用量最少，因而空间填充系数高，这是 Yy 联结方式的优点。但是 Yy 联结方式中不能流通三次谐波电流和零序电流，因而出现三次谐波电压和中性点电位位移现象，这将直接影响到变压器的正常运行。为消除这一缺点，用于中性点接地系统中的变压器为 Yy 联结时，可以引出绕组的中性点变为 YNy 联结或增加一个 d 联结的第三绕组。当变压器铁心为三相三柱式结构时，三次谐波磁通或零序磁通要经过绕组外侧的上铁轭、油箱壁、油隙和下铁轭形成闭合回路，在此回路中磁阻相对较大。1600kVA 及以下小型变压器可以采用 Yyn 联结方式，并可引出二次绕组的中性点供给三相四线制负载。但要求控制低压侧中性点的不平衡电流不得超过额定电流的 25%。单相变压器组成的三相变压器组、壳式铁心三相变压器和三相五柱式变压器不能采用这种绕组联结方式。大型三相五柱式变压器绕组采用 YNyn 联结方式时，必须增加 d 联结第三绕组。

(2) Yd 或 Dy 联结方式。由于 D 或 d 联结绕组可供给三次谐波电流和零序电流闭合回路，能够抑制三次谐波电压和中性点电位位移。Dy 联结方式适用于升压变压器，Yd 联结方式适用于降压变压器。YN 或 yn 联结绕组可供给电力系统接地的中性点。

(3) Yz 联结方式。Yz 联结方式中的 z 联结绕组可以抑制三次谐波电压和零序电压。引出 zn 联结绕组的中性点可以供给三相四线制负载。z 联结绕组的匝数比 y 联结绕组匝数增多 15.5%，但 Yz 联结绕组变压器承受雷电冲击过电压能力较强，适合多雷地区采用。在一定容量和工作电压范围内的配电变压器采用 Yz 联结时可以取代 Dy 联结绕组变压器。接地变压器的一次绕组可采用 ZN 联结方式。



## 1.4 变压器试验

变压器试验主要验证变压器性能是否符合有关标准或技术条件的规定,发现变压器结构和制造上是否存在影响变压器正常运行的缺陷。通过试验可以验证变压器能够在额定条件下长期正常运行,并且能够承受住预计到的各种过电压或过电流作用而不影响到变压器的额定寿命。各种试验一般在制造厂内进行。试验时变压器绕组一般位于主分接位置上。试验过程中凡能影响变压器性能的外部组件应安装就位。变压器试验环境的温度范围为 $10\sim 40^{\circ}\text{C}$ (冷却水的温度不大于 $25^{\circ}\text{C}$ )。全部试验用的测量仪器必须鉴定合格,并应查明准确级次,还应定期校准测量仪器。除绝缘试验外,所有性能试验均应以额定条件为基准。当试验测量的数据需校正到参考温度时:对于油浸式变压器,其参考温度取 $75^{\circ}\text{C}$ ;对于干式变压器,其参考温度按GB6450规定。变压器试验有下列三种试验项目:

(1) 例行试验。根据标准和产品技术条件规定的试验项目,每台变压器出厂前都必须进行,目的在于检查设计、工艺、制造的质量。

- 1) 绕组电阻测量。
- 2) 电压比测量和联结组标号检定。
- 3) 短路阻抗和负载损耗测量。
- 4) 空载电流和空载损耗测量。

5) 绕组对地绝缘电阻和(或)绝缘系统电容的介质损耗因数( $\tan\delta$ )的测量。

- 6) 有载分接开关试验。
- 7) 绝缘例行试验。
- 8) 绝缘油试验。

(2) 型式试验。根据标准和产品技术条件规定的试验项目,在一台具有代表性的变压器上进行,对产品结构做鉴定试验,目的在于检查结构性能是否符合标准和产品技术条件。型式试验项目不包括在出厂试验项目之中。

- 1) 温升试验。
- 2) 绝缘型式试验。

(3) 特殊试验。根据产品使用或结构特点,在例行试验项目和型式试验项目外另行增加的特殊试验项目。具体试验项目往往由制造厂和用户协商确定。

- 1) 绝缘特殊试验。
- 2) 绕组对地和绕组间的电容测定。
- 3) 暂态电压传输特性测定。
- 4) 三相变压器零序阻抗测量。
- 5) 短路承受能力试验。
- 6) 声级测定。
- 7) 空载电流谐波测量。
- 8) 风扇和油泵电机所吸取功率测量。

上述各项试验的容许偏差中,除了仪表误差外还包括材料品质的差异和制造的误差。试验值与标准规定值的偏差应符合国家标准GB 1094.1—1996中表1规定的允许偏差。如在订货合同中已明确规定最大损耗值时,则不允许有正偏差。

### 1.4.1 绕组电阻测量

用直流电源测量绕组的直流电阻,应记录每个绕组的电阻测量值 and 被测绕组出线端子的标号,还应记录被测绕组的温度。应尽量降低测量回路中自感效应。测量电阻方法有电桥法和电压降法两种。电桥法的准确度和灵敏度均高,并能直接读取读数。测量 $10\Omega$ 以上电阻值采用单臂电桥,测量

$10\Omega$ 以下电阻值采用双臂电桥。如无电桥测量仪器时,可采用图3.1-31中电压降法测量绕组直流电阻。

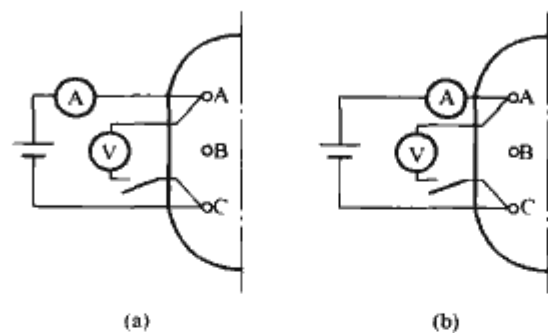


图 3.1-31 电压降法测量绕组直流电阻  
(a) 测量 $10\Omega$ 以下电阻值; (b) 测量 $10\Omega$ 以上电阻值

测量电阻值  $R = U/I$

式中:  $U$  为电压表读数,  $V$ ;  $I$  为电流表读数,  $A$ 。

测量时,应控制电流值不超过绕组额定电流的 $20\%$ ,只要具有足够的灵敏度即可,以免电流过大而发热引起误差。测量电阻时应先接入电源,当电流达到稳定以后方可接入电压表读取读数,测量电阻完毕后应先断开电压表方可断开电源,以防止反电动势而损坏仪表。为了缩短测量直流电阻时间,经常采用恒流源法、减小时间常数法、绕组串联法、感应电动势法和短路另一侧绕组等方法。

测量绕组直流电阻的同时要记录绕组温度,并按下式将测量电阻值换算成油浸式变压器A级绝缘参考温度为 $75^{\circ}\text{C}$ 时的直流电阻值

$$R_{75} = R_{\theta} \frac{\alpha + 75}{\alpha + \theta} = R_{\theta} K_{\theta} \quad (3.1-22)$$

式中:  $R_{75}$  为 $75^{\circ}\text{C}$ 参考温度时的电阻值,  $\Omega$ ;  $R_{\theta}$  为绕组温度为 $\theta^{\circ}\text{C}$ 时实测电阻值,  $\Omega$ ;  $\alpha$  为导线温度系数,铜线 $\alpha = 235$ ,铝线 $\alpha = 225$ ;  $\theta$  为测量电阻时绕组温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $K_{\theta}$  为温度换算系数,铜线 $K_{\theta} = 310 / (235 + \theta)$ ,铝线 $K_{\theta} = 300 / (225 + \theta)$ 。

### 1.4.2 电压比测量和联结组标号检定

采用 $0.1$ 级电压比电桥就能测量变压器每个分接位置的电压比,同时也可检验三相变压器的联结组标号和单相变压器的极性。这种测量方法具有较高准确度和灵敏度并操作方便。无电压比电桥时,也可以采用双电压表法测量。

### 1.4.3 短路阻抗和负载损耗测量

测量变压器短路阻抗和负载损耗时的线路见图3.1-32,所用功率表应为特低功率因数型。测量时应向一侧绕组(一般为高压绕组)端子上施加额定频率的正弦波形阻抗电压。同时将另一侧绕组(一般为低压绕组)短路。如还有其他绕组时则应予以开路。所施加的阻抗电压应能使两侧绕组中的电流达到额定电流(或分接电流)。在受到试验设备限制时,可以施加不小于相应额定电流(或分接电流)的 $50\%$ 。此时实测到的数值换算到额定电流与参考温度时的阻抗和损耗就是短路阻抗和负载损耗。

低损耗变压器的负载功率因数很低,应用图3.1-33(c)所示连接图,因此要求功率表的功率因数要低于负载功率因数,并要求测量线路中每一个仪器仪表的相位差尽量的小。

必须快速测量上述数值,以防止因温度升高造成误差。实测负载损耗在换算成参考温度时的负载损耗之前,应先按下式求出实测负载损耗中的附加损耗部分

$$P_{K\theta} = \sum I^2 R_{\theta} + P_s \quad (3.1-23)$$



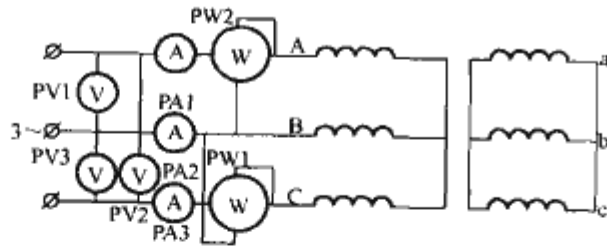


图 3.1-32 负载试验线路

PV—电压表；PA—电流表；PW—功率表

式中： $P_{K\theta}$ 为绕组温度为 $\theta$ 时的负载损耗实测值； $\Sigma I^2 R_{\theta} + P_s$ 为绕组温度为 $\theta$ 时负载损耗实测值中绕组电阻损耗部分。负载试验时绕组中负载电流为 $I$ ，此时绕组的直流电阻为 $R_{\theta}$ 。 $\Sigma I^2 R_{\theta}$ 为一次绕组和二次绕组电阻损耗计算值之和； $P_s$ 为负载损耗实测值中的附加损耗部分，由 $P_s = P_{K\theta} - \Sigma I^2 R_{\theta}$ 求得。

利用式（3.1-22）中的温度换算系数 $K_{\theta}$ 可分别将附加损耗 $P_s$ 和电阻损耗 $\Sigma I^2 R_{\theta}$ 按式（3.1-24）换算成参考温度时的数值，即为参考温度时的负载损耗值。公式为

$$P_{Kr} = K_{\theta} \Sigma I^2 R_{\theta} + \frac{P_s}{K_{\theta}} \quad (3.1-24)$$

式中： $P_{Kr}$ 为参考温度时负载损耗。

短路阻抗的实测值也应换算成参考温度与额定电流条件下的短路阻抗值，但只需按式（3.1-22）中的温度系数 $K_{\theta}$ 换算短路阻抗中的电阻部分，而短路阻抗中的电抗部分可不换算。

负载试验时绕组中的电流如未达到额定电流值，则可用额定电流与试验时实际电流比值的平方乘上负载损耗实测值，求得额定电流下的负载损耗。

变压器分接范围超过 $\pm 5\%$ 时，应分别测量主分接和两个极限分接的短路阻抗，各项短路阻抗测量值应符合国家标准 GB 1094.1—1996 或订货合同规定的偏差要求。

#### 1.4.4 空载损耗和空载电流测量

测量空载损耗和空载电流的线路见图 3.1-33。

向变压器一侧（一般为低压侧）绕组上施加额定频率正弦波形的额定电压，测量空载损耗和空载电流，此时其余绕组一律开路，如有开口 $\Delta$ 联结绕组时应予以闭合。在主分接位置上进行试验时施加额定电压，如在其他分接位置上时则施加相应的分接电压。

进行三相变压器试验时，绕组的选用和与试验电源联结方式应尽可能使三个铁心柱上的电压对称并呈正弦波形。当施加电压的绕组为 $\Delta$ 联结时，应测量线端之间的电压，当施加电压的绕组为 $yn$ 或 $zn$ 联结时，应测量线端至中性点端之间的电压。

用平均值电压表调节试验电压值，但应换算成相同平均

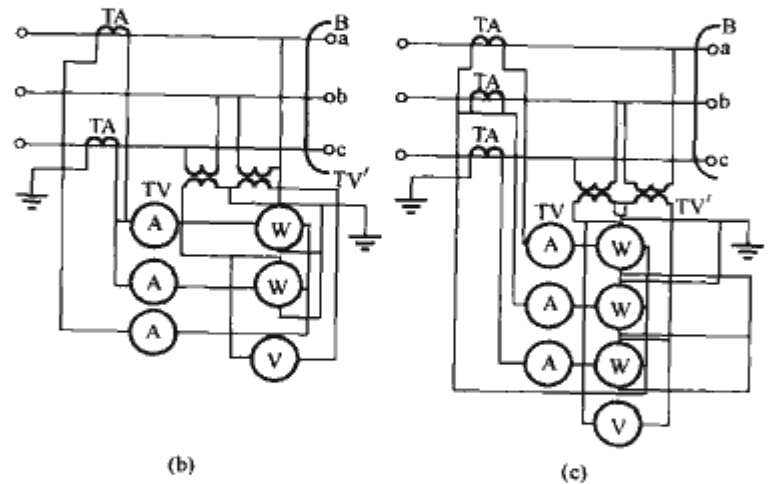
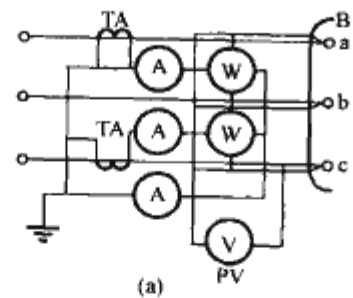


图 3.1-33 三相变压器空载试验测量线路图

(a) 经过电流互感器连接的双功率表法；(b) 经过电流互感器和电压互感器连接的双功率表法；(c) 经过电流互感器和电压互感器连接的三功率表法

注：图中未表示出频率表、方均根值电压表和平均值电压表的连接。

值电压下的正弦波形有效值读数。这个仪表的读数为 $U'$ 。与此同时，一只有效值电压表与平均值电压表并联，此有效值电压表的读数为 $U$ 。

读数 $U'$ 与 $U$ 相差在 $3\%$ 之内时，试验电压波形为合格，相差大于 $3\%$ 时，由双方协商确定空载试验的有效性。可用下式校正空载损耗值

$$P_0 = P_m \left( 1 + \frac{U' - U}{U} \right) \quad (3.1-25)$$

式中： $P_0$ 为空载损耗校正值； $P_m$ 为空载损耗实测值（应用特低功率因数功率表测）； $U$ 为方均根值电压表读数； $U'$ 为平均值电压表读数（刻度按正弦波形方均根值）。

测量空载损耗时测量空载电流，以三相空载电流实测值的平均值作为空载电流值。

测量时所用的仪表不应低于 $0.5$ 级，互感器不应低于 $0.2$ 级，测得的结果要减去仪表损耗，互感器的角度要校正。

#### 1.4.5 绝缘耐压试验

国家标准 GB 1094.3—2003 规定的变压器绝缘要求和绝缘试验的基本规则见表 3.1-11。

表 3.1-11

对不同类型绕组的要求和试验

绕组类型	设备最高电压 $U_m$ (kV, 方均根值)	试 验						
		雷电冲击			操作冲击 (SI)	长时 AC (ACLD)	短时 AC (ACLD)	外施 AC
		线端全波 (LI)	线端截波 (LIC)	中性点全波 (LI)				
全绝缘	$U_m \leq 72.5$	型式	型式	型式②	不适用	不适用	例行	例行
全绝缘和分级绝缘	$72.5 < U_m \leq 170$	例行	型式	型式②	不适用	特殊	例行	例行
分级绝缘	$170 < U_m < 300$	例行	型式	型式	例行①	例行	特殊①	例行
	$U_m \geq 300$	例行	型式	型式	例行	例行	特殊	例行

①如果规定了 ACSD 试验，则不要求 SI 试验，这应在询价订货时说明。

②对全绝缘的三相变压器，当中性点不引出时，中性点的雷电全波冲击试验为特殊试验。

### 1.4.5.1 外施耐压试验

用单相正弦波形交流电压施加于被试变压器的线端上，电源频率不得低于额定频率的80%。测量出的电压峰值除以 $\sqrt{2}$ 应等于试验电压值。

开始进行试验时所施加电压不大于规定试验电压的1/3，升高电压的速度在能与测量速度相一致条件下应尽快升高到试验电压值。完成试验后应尽快降低试验电压，当达到试验电压值的1/3后，方可切除试验电源，试验线路见图3.1-34。

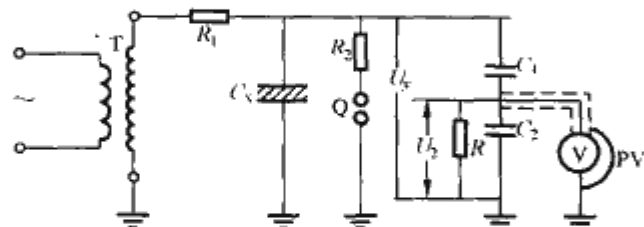


图 3.1-34 用电容分压器测量试验电压的线路

$C_1$ —高压标准电容器； $C_2$ —低压电容器；PV—静电电压表或真空管电压表； $T$ —试验变压器； $C_x$ —被试绕组的等值电容； $R_1$ —金属保护电阻； $R_2$ —阻尼电阻； $R$ — $C_2$  上的并联电阻

外施耐压试验电压施加于被试绕组与未被试绕组之间，全部非被试绕组线端子和铁心、结构件和油箱都互相连接起来并一并接地。施加标准规定试验电压的持续时间应达到60s。

### 1.4.5.2 感应电压试验

在变压器一个绕组端子上施加交流电压，其波形尽可能接近正弦波。为了防止试验时励磁电流过大，试验电压的频率应适当大于额定频率。测出的由感应所产生试验电压的峰值除以 $\sqrt{2}$ 必须等于标准规定的试验电压值。

当试验电压频率等于或小于2倍额定频率时，其全电压下的试验时间应为60s。当试验频率超过2倍额定频率时，试验时间为  $120 \times \frac{\text{额定频率}}{\text{试验频率}}$  (s)，不得小于15s。

根据变压器绝缘结构的不同，可以分别选用下列三种感应耐压试验方法中的一种：

(1) 高压绕组为全绝缘的变压器短时感应耐压试验(ACSD)。所有三相变压器使用对称三相电源进行试验。如果变压器有中性点端子，则试验期间将其接地。对具有全绝缘绕组的变压器，只进行相间试验。相对地的试验按1.4.5节中的外施耐压试验进行。

根据  $U_m$  值的高低，本试验将按下述方法进行。

1)  $U_m < 72.5\text{kV}$  和  $U_m = 72.5\text{kV}$  且额定容量小于10000kVA的变压器。相间试验电压不超过表3.1-4中的额定感应耐受电压，通常在变压器不带分接绕组两端之间的试验电压尽可能接近额定电压的2倍。在试验中一般不进行局部放电试验。

试验从不大于规定试验电压值的1/3的电压开始，并与测量相配合尽快地增加到试验值。试验完了，将电压迅速降低到试验电压的1/3以下，然后切断电源。

2)  $U_m = 72.5\text{kV}$  且额定容量为10000kVA及以上和  $U_m > 72.5\text{kV}$  的变压器。如无其他协议，所有这些变压器均进行局部放电测量。相间试验电压应不超过表3.1-4中的额定感应耐受电压。通常在变压器不带分接绕组两端之间的试验电压尽可能接近额定电压的2倍。

应按图3.1-35所示的施加电压的时间顺序来检测局部放电性能。

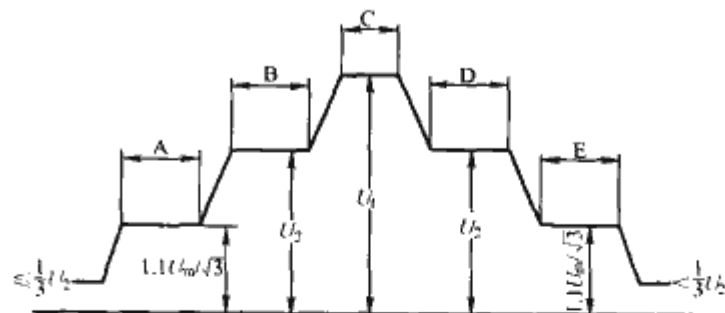


图 3.1-35 施加对地试验电压的时间顺序

$A = 5\text{min}$ ； $B = 5\text{min}$ ； $C = \text{试验时间}$ ； $D \geq 5\text{min}$ ； $E = 5\text{min}$

为了不超过表3.1-4中的相间额定耐受电压值，局部放电测量电压  $U_2$ ：相对地为  $1.3U_m/\sqrt{3}$ ；相间为  $1.3U_m$ 。

表3.1-12列出了由表3.1-4得出的试验电压  $U_1$  和合适的  $U_2$  值。

表 3.1-12 设备最高电压  $U_m \geq 72.5\text{kV}$  全绝缘变压器

短时耐压试验的试验电压 kV

系统标称电压 (方均根值)	设备最高电压 $U_m$ (方均根值)	额定短时感应或外施耐受电压 (方均根值)	相间试验电压 $U_1$ (方均根值)	相对地的局部放电测量电压 $U_2 = 1.3U_m/\sqrt{3}$ (方均根值)	相间局部放电测量电压 $U_2 = 1.3U_m$ (方均根值)
66	72.5	140	132	54	94
110	126	200	200	95	164

以下的电压仅指对地的，它应为：

- 在不超过  $U_2/3$  的电压下接通电源。
- 上升到  $1.1U_m/\sqrt{3}$ ，保持5min。
- 上升到  $U_2$ ，保持5min。
- 上升到  $U_1$ ，其持续试验时间按本节前述规定。
- 试验后立刻不间断地降低到  $U_2$ ，并至少保持5min，以便测量局部放电。
- 降低到  $1.1U_m/\sqrt{3}$ ，保持5min。
- 当电压降低到  $U_2/3$  以下时，方可切断电源。

在  $U_2$  下的第二个5min期间，所有测量端子上的“视在电荷量”的连续水平不超过300pC；在  $1.1U_m/\sqrt{3}$  下“视在电荷量”的连续水平不超过100pC。

(2) 高压绕组为分级绝缘的变压器短时感应耐压试验(ACSD)。对于三相变压器，要求两种试验，即：

1) 局部放电测量的相对地试验，相对地的额定耐受电压见表3.1-4。

2) 有局部放电测量的中性点接地的相间试验，相间额定耐受电压按表3.1-4。试验按  $U_m = 72.5\text{kV}$  且额定容量为10000kVA及以上和  $U_m > 72.5\text{kV}$  变压器的方法进行。

单相变压器只进行相对地试验。通常是在中性点端子接地的情况下进行。如果绕组之间的电压比可通过分接来改变，这就可以用来尽可能同时满足不同绕组上的试验电压条件。在特殊情况下，中性点端子上的电压可用将其连接到一台辅助的增压变压器上的办法加以提高，此时，中性点应据此进行相应的绝缘。

三相变压器试验顺序包括三次逐相施加单相试验电压，每次的绕组接地点是不同的。图3.1-36所示的试验连接法能避免线路端子之间有过高的过电压。

变压器中其余的独立绕组，如为星形联结，应将其中性点接地，如为三角形联结，应将其中的一个端子接地。



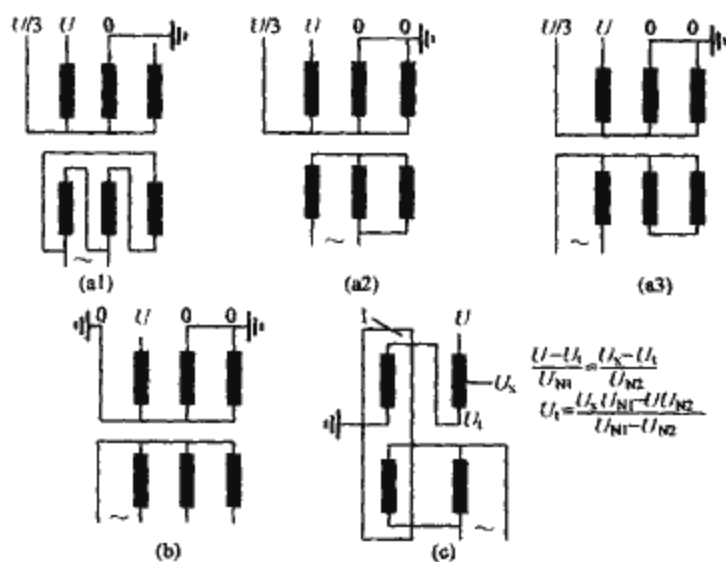


图 3.1-36 分级绝缘变压器单相感应耐压试验 (ACSD) 的连接方法  
1—辅助增压变压器;  $U$ —按表 3.1-4 或表 3.1-5 规定的相对地感应试验电压

试验时间和施加试验电压的时间顺序按高压绕组为全绝缘的变压器短时感应耐压试验 (ACSD) 方法进行。

对于相对地绝缘的三次单相试验, 试验电压  $U_1$  按表 3.1-4 选取, 而  $U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$ 。表 3.1-13 给出了示例。

表 3.1-13 设备最高电压  $U_m > 72.5\text{kV}$  分级绝缘变压器短时耐压试验的试验电压

系统标称电压 (方均根值)	设备最高电压 $U_m$ (方均根值)	额定短时感应或外施耐受电压 (方均根值)	相间试验电压 $U_1$ (方均根值)	相对地的局部放电测量电压 $U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$ (方均根值)	相间局部放电测量电压 $U_2 = 1.3U_m$ (方均根值)
110	126	200	200	109	164
220	252	360 395	360 395	218 218	328 328
330	363	460 510	460 510	315 315	472 472
500	550	630 680	630 680	476 476	660 660

注 1. 对  $U_m = 550\text{kV}$ , 相间局部放电测量电压应用  $U_2 = 1.2U_m/\sqrt{3}$  和  $1.2U_m$  代替;  
2. 当 ACSD 耐受电压  $U_1$  小于相间局部放电测量电压  $U_2$  时,  $U_1$  应等于  $U_2$ , 内绝缘和外绝缘间隙也应相应进行设计。

对于单相试验, 在  $U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$  下, 所有测量端子上的“视在电荷量”的连续水平在第二个 5min 期间不超过 500pC, 或者, 对于  $U_2 = 1.3U_m$  下不超过 300pC, 或可能要求在  $1.2U_m$  时有一个相当低的视在电荷量的协商值。

分级绝缘变压器单相感应耐压试验的连接方法见图 3.1-36。

当中性点端子设计成至少可耐受  $U/3$  的电压时, 可采用图 3.1-36 (a) 所示联结法。图中表示了发电机连接到低压绕组的三种不同方法。如果变压器具有不套绕组的磁回路 (壳式或无柱铁心), 则只有图 3.1-36 (a1) 可采用。

如果三相变压器具有不套绕组并作为被试心柱磁通流过的磁回路, 则采用联结法图 3.1-36 (b)。如变压器有三角形

联结的绕组, 则试验期间三角形联结的绕组必须打开。

联结法图 3.1-36 (c) 表示一台辅助增压变压器对被试自耦变压器的中性点端子给予支撑电压  $U_s$ 。两个自耦联结的绕组的额定电压为  $U_{N1}$ 、 $U_{N2}$ , 其相应的试验电压为  $U$ 、 $U_s$ 。这种连接方法可用于一台套有绕组磁回路且其中性点绝缘小于  $U/3$  的三相变压器。

(3) 高压绕组为分级绝缘和 (或) 全绝缘的变压器长时感应电压试验 (ACLD)。一台三相变压器, 既可以按图 3.1-37 所示用单相连接的方式逐相的将电压加在线路端子上进行试验, 也可以采用对称三相连接方式进行试验。

被试绕组的中性点端子 (如果有) 应接地。对于其他的独立绕组, 如为星形联结, 应将其中性点端子接地; 如为三角形联结, 应将其一个端子接地, 或通过电源的中性点接地。除非另有规定, 带分接的绕组应连接到主分接。

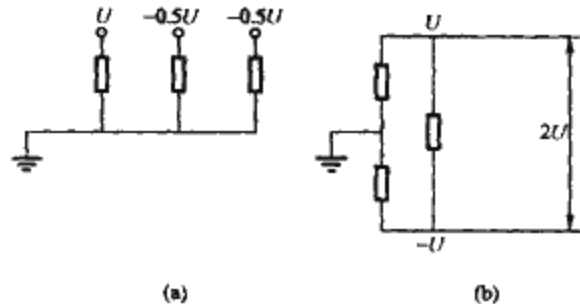


图 3.1-37 星形或三角形联结三相变压器的逐相试验  
(a) 星形联结; (b) 三角形联结

应按图 3.1-38 所示的施加电压的时间顺序来检测局部放电性能。

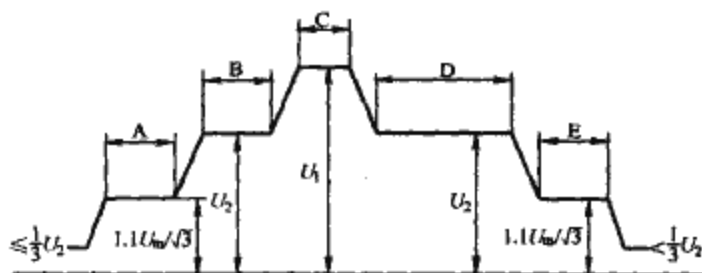


图 3.1-38 长时感应试验的施加试验电压的时间顺序  
 $A = 5\text{min}$ ;  $B = 5\text{min}$ ;  $C = \text{试验时间}$ ;  $D \geq 60\text{min}$   
(对于  $U_m \geq 300\text{kV}$ ) 或  $30\text{min}$  (对于  $U_m < 300\text{kV}$ );  $E = 5\text{min}$

电压应为:

a) 在不大于  $U_2/3$  的电压下接通电源。

b) 上升到  $1.1U_m/\sqrt{3}$ , 保持 5min。

c) 上升到  $U_2$ , 保持 5min。

d) 上升到  $U_1$ , 其持续试验时间按本节前述规定。

e) 试验后立刻不间断地降低到  $U_2$ , 并至少保持 60min ( $U_m \geq 300\text{kV}$ ) 或 30min ( $U_m < 300\text{kV}$ ), 以便测量局部放电。

f) 降低到  $1.1U_m/\sqrt{3}$ , 保持 5min。

g) 当电压降低到  $U_2/3$  以下时, 方可切断电源。

对地电压值应为

$$U_1 = 1.7U_m/\sqrt{3}$$

$$U_2 = 1.5U_m/\sqrt{3}$$

在  $U_2$  下的长时试验期间, 局部放电量的连续水平不超过 300pC; 在  $1.1U_m/\sqrt{3}$  下“视在电荷量”的连续水平不超过 100pC。

局部放电测量的有关具体规定见 GB 1094.3—2003 和 GB/T 7354—1987。

变压器的有载分接开关、无励磁分接开关和套管都各自具有局部放电量的限值。

为考核变压器内部有无油流放电现象,应补充下列试验:在变压器无励磁条件下,开动全部冷却器的油泵,当绕组端子对地和铁心对地的泄漏电流达到稳定值时,应无局部放电信号;在变压器额定励磁条件下,分别测量开动油泵和停止油泵时的局部放电量,两者应无明显变化。

#### 1.4.5.3 雷电冲击试验

采用负极性电压进行雷电冲击试验,以减少试验线路上发生无规律性外绝缘闪络现象。如果套管上装设放电间隙时,在试验过程中应增大放电间隙或予以拆除。具体试验方法见国家标准 GB/T 7449《电力变压器和电抗器雷电冲击和操作冲击试验导则》。

变压器内部或外部装设非线性元件或避雷器用以限制传递过电压。如在有载分接开关内装设放电间隙或非线性元件时,应预先针对每一个具体情况讨论冲击试验方法,以免由于这些元件的存在而使评定试验记录时发生困难。

(1) 全波雷电冲击试验。全波雷电冲击试验电压的标准波形按国家标准 GB 1094.3—2003 的规定为  $(1.2\mu\text{s} \pm 30\%) / (50\mu\text{s} \pm 20\%)$ 。

冲击电压发生器应具有足够大的能量以产生标准冲击电压波形。当变压器绕组的电感小或对地电容很大时,经过协商后方可放宽波形的偏差裕度。

全波雷电冲击试验顺序中包括有降低试验电压(降低到 50%~75% 试验电压)冲击试验一次和 100% 试验电压连续冲击试验三次。在每相绕组线端上均按此顺序进行雷电冲击试验。

三相变压器冲击试验时,被试绕组的中性点应直接接地或经过低阻抗(如测量电流的分流器)接地。其他非被试绕组的所有端子都同样直接接地或经过低阻抗接地。在任何情况下,这些端子上产生的电压被限制到不大于其额定雷电冲击耐受电压的 75% (对星形联结绕组) 或 50% (对三角形联结绕组)。试验过程中变压器油箱应予以接地。

自耦变压器高压(串联)绕组冲击试验时,如果公共绕组线端直接接地或经过测量电流分流器接地,有可能无法取得合理标准冲击电压波形。同样,公共绕组线端冲击试验时,如将高压(串联)绕组的线端接地时有可能发生相同情况,为此允许将非被试线端经过不大于  $400\Omega$  电阻接地,同时要求在非被试线端上出现的对地电压应不超过该线端额定雷电冲击电压的 75% (对星形联结绕组) 或 50% (对三角形联结绕组)。

(2) 截波雷电冲击试验。在标准全波雷电冲击电压波形的波尾上进行截断以取得截波雷电冲击电压波形。截断时间应为  $2\sim 6\mu\text{s}$ 。可以采用简单的棒对棒间隙进行截断,但推荐采用可调节时间的触发式截断间隙。截断冲击试验线路的布置,应使被记录的冲击波截波后的过零系数接近于 0.3。

截波冲击试验和全波冲击试验必须交替结合起来形成以下试验顺序:

- 1) 一次降低试验电压的全波冲击试验。
- 2) 一次 100% 试验电压的全波冲击试验。
- 3) 一次或几次降低试验电压的截波冲击试验。
- 4) 二次 100% 试验电压的截波冲击试验。
- 5) 二次 100% 试验电压的全波冲击试验。

(3) 变压器绕组中性点的冲击试验。在三相变压器任何一相的线端上,或在三相线端互相联结在一起的线端上施加一个标准波形的全波雷电冲击试验电压,试验时绕组的中性

点通过一个阻抗接地。施加试验电压的数值应使接地阻抗上产生的对地电压幅值等于中性点的额定雷电冲击试验电压。但在线端施加雷电冲击试验电压的幅值不得大于该线端额定雷电冲击试验电压的 75%。

另一试验方法是向绕组中性点上直接施加中性点的额定雷电冲击试验电压,同时三相线端都接地,此时允许延长冲击电压波形的波前时间在  $13\mu\text{s}$  以内。

#### 1.4.5.4 操作冲击试验

冲击电压发生器产生的操作冲击电压既可直接施加于被试绕组的线端上,也可施加于非被试的低压绕组线端上,并通过变压器电磁感应关系将操作冲击电压传递到被试绕组上,使得被试绕组的出线端至中性点之间产生额定操作冲击试验电压。试验时绕组的中性点应接地。三相变压器相邻两相线端之间产生的电压应为被试相线端对中性点之间试验电压的 1.5 倍。由于相间耦合电容能使相间电压高于 1.5 倍,因此可在非被试相线端上接入电阻负载(参见国标 GB 7449—1987)。

通常采用负极性电压进行操作冲击试验,以减少试验线路上发生无规律性外绝缘闪络现象。

操作冲击电压波形的视在波前时间至少为  $100\mu\text{s}$ , 超过 90% 规定峰值的时间至少为  $200\mu\text{s}$ , 从视在原点到第一个过零点的全部时间至少为  $500\mu\text{s}$ , 最好为  $1000\mu\text{s}$ 。变压器各不同绕组两端产生的电压与各不同绕组的有效匝数成比例关系。

在操作冲击试验过程中,变压器铁心内将产生大量磁通,当铁心达到饱和之前,并且变压器励磁阻抗急剧降低前才能维持操作冲击电压波形。因此每当施加操作冲击 100% 试验电压之前,应先使铁心内产生反极性的剩磁,以使操作冲击电压波形达到最大可能的持续时间。施加一个电压波形相同但极性相反的较低电压的操作冲击,或短时接入一个直流电源都可产生反极性剩磁。

操作冲击试验顺序中包括一次 50%~75% 全试验电压的操作冲击和三次连续 100% 全试验电压的操作冲击。

操作冲击试验过程中,变压器应处于空载状态下,以保持具有足够的励磁阻抗。非被试绕组只能在一端接地。进行单相变压器操作冲击试验时,被试绕组的中性点必须接地。进行三相变压器操作冲击试验时,应逐相进行试验,绕组中性点必须接地。

#### 1.4.6 有载分接开关试验

(1) 操作试验。有载分接开关装配到变压器上后,按下列顺序进行操作试验。

- 1) 变压器不励磁,完成 8 次操作循环。
- 2) 变压器不励磁,在 85% 额定电压下,完成 1 次操作循环。
- 3) 向变压器施加额定频率额定电压的空载条件下,完成 1 次操作循环。
- 4) 将变压器的一个绕组短路,并在尽可能达到额定电流时,在主分接的两侧各  $\pm 2$  级范围内,完成 10 级分接变换。

(2) 辅助回路绝缘耐压试验。有载分接开关装配到变压器上后,向辅助回路上施加 1min 2kV 电压进行对地耐压试验。

#### 1.4.7 温升试验

变压器温升试验过程中,各种保护装置如气体继电器等应装配在变压器上。

##### 1.4.7.1 测量冷却空气温度



冷却空气温度的变化应尽量小,特别是在试验后期接近稳态时,要保持冷却空气温度恒定。测温元件应具有足够时间常数(如将温度计插入油杯中),不因空气的扰动而使温度计读数发生迅速变化。至少采用3只测量元件测量空气温度,取三者读数的平均值作为测量值。沿油箱周围离开箱壁或散热面1~2m处布置测温元件,并应防止直接受热辐射作用。自然冷却变压器的测温元件布置于散热面高度一半的水平面上。风冷式变压器测温元件布置于冷却器吸入空气处。

#### 1.4.7.2 测定温升时的试验方法

采用短路法(即等效试验方法)是在制造厂条件下测量油浸式变压器稳定温升的标准试验方法,按以下两步进行试验:

(1) 施加总损耗(第一个试验阶段)。施加的试验电压使试品吸取的有功功率等于变压器总损耗,变压器总损耗为参考温度下的负载损耗和空载损耗之和。此时绕组中的试验电流将超过额定电流。

在试验过程中应监测油的温度和冷却介质(空气)温度。试验持续进行直至油温升达到稳定值为止。

当顶层油温升的变化率小于1K/h,并维持3h时,油面温升达到稳定。如果在固定时间间隔内读取的温升值为离散读数时,则取最后1h之内读数的平均值作为试验结果。

(2) 施加额定电流。当测出顶层油的稳定温升以后,立即使绕组中的试验电流降低到额定电流继续进行温升试验。持续1h,继续观测油和冷却介质的温度。达到1h后,立即切除试验电源并拆除短路绕组用的连线,并按本节下面所述测量电阻方法测量绕组电阻,或在不切断电源的情况下采用叠加法(即在绕组负载电流上叠加一低值直流电流的方法)测绕组直流电阻,利用实测绕组电阻值,按式(3.1-26)求得绕组平均温度。

在施加额定电流的1h内,油的温升从第一个试验阶段测得的值下降,故绕组温度值加上油平均温升的降低值,校正后的绕组温度值减去施加总损耗末了时的冷却介质温度,即得到绕组平均温升。

#### 1.4.7.3 顶层油温度的测定

顶层油温度是用一个或多个浸入油箱内顶层油中的温度传感器确定的,温度传感器可置入箱盖上的测温用的支座内,或置入从油箱到散热器(或冷却器)的油联管处。对于大型变压器应用几个温度传感器,取温度读数的平均值作为代表性的温度值。

油箱顶部不同位置的油温各不相同,各处油温取决于结构因素。将测温元件插入箱盖上底座内侧得的数值要受箱盖内涡流发热的干扰。变压器采用强油循环冷却装置时,油箱顶部的油是从各绕组内流出的油流和油箱分路油流的混合油。因此油箱顶部各处油温以及各冷却器集油管路中的油温不是均匀分布。有关强油循环变压器顶层油温的意义,详见GB 1094.2—1996《电力变压器第2部分温升》附录A。

#### 1.4.7.4 底部油温和平均油温测定

将温度传感器放置于冷却装置下部,测量变压器底部油温升:底部油温实际上就是进入绕组底部油温。变压器装设多组冷却装置时,应采用多个温度传感器。

平均油温度原则上就是绕组内部冷却油的平均温度。ONAN油浸自然冷却方式,2500kVA及以下变压器一般采用波纹油箱或管式油箱结构。油平均温升等于80%顶部油温升。其他变压器的油平均温升等于顶部油温升与底部油温升的平均值。当核算变压器负载能力时,应按GB 1094.2—

1996附录A的方法测定油平均温升。

#### 1.4.7.5 测定绕组平均温度

切除温升试验电源瞬间测出绕组的电阻 $R$ 后,可用下式求得绕组的平均温度,即

$$\left. \begin{array}{l} \text{铜线} \quad \theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(235 + \theta_1) \\ \text{铝线} \quad \theta_2 = \frac{R_2}{R_1}(225 + \theta_1) \end{array} \right\} \quad (3.1-26)$$

式中: $\theta_1$ 为测量电阻 $R_1$ (进行温升试验前测量的电阻)时的绕组温度, $^{\circ}\text{C}$ ;  $R_1$ 为绕组温度为 $\theta_1$ (进行温升试验前)时测出的绕组电阻, $\Omega$ ;  $R_2$ 为切除试验电源后立即测出的绕组电阻,测量方法见GB 1094.2—1996, $\Omega$ ;  $\theta_2$ 为切除试验电源时绕组的平均温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

#### 1.4.7.6 电源切除瞬间的绕组温度确定

切除试验电源并拆除短路绕组的连接线后,立即测量每相绕组两端之间的直流电阻。由于绕组具有很大电气时间常数( $L/R$ ),只能在一定时延之后才能测出读数。在测量电阻过程中,随着绕组的逐步冷却,绕组电阻值随之也发生变化。由于要经过一段相当长时间后才能测出电阻值,只得用外推法求出切除电源瞬间的绕组电阻,具体测量方法见GB 1094.2—1996。

为了尽可能取得准确试验结果,应在测量电阻过程中尽可能排除外界对冷却条件的干扰,这与强油冷却方式的油浸式变压器有关,GB 1094.2—1996附录A就这个问题作了进一步的分析。

#### 1.4.7.7 校正方法

试验中,若不能施加规定的总损耗或电流,其测试结果应根据下述规定的公式进行校正。校正的有效范围是:施加的总损耗与规定的总损耗之差在 $\pm 20\%$ 之内;施加的电流与规定的电流之差在 $\pm 10\%$ 之内。

通过协议,也可扩大校正的适用范围(详见GB 1094.2—1996附录B第B2条)。

(1) 高于环境温度的油温升乘以校正系数 $k_x$

$$k_x = \left( \frac{\text{总损耗}}{\text{试验损耗}} \right)^x$$

式中: $x=0.8$ ,对配电变压器(自然冷却,最大额定容量2500kVA); $x=0.9$ ,对ON冷却方式且额定容量大于2500kVA的变压器; $x=1.0$ ,对ON或OF冷却方式的变压器。

(2) 高于油平均温度的绕组平均温升乘以校正系数 $k_y$

$$k_y = \left( \frac{\text{额定电流}}{\text{试验电流}} \right)^y$$

式中: $y=1.6$ 对ON或OF风冷方式的变压器; $y=2.0$ 对OD冷却方式的变压器。

#### 1.4.7.8 油中含气量分析

变压器温升试验前后,都应分析油中含气量以判断是否有局部过热存在,判断方法可参考国家标准GB 252—1987《变压器油中溶解气体分析和判断导则》,必要时应延长温升试验持续时间。

#### 1.4.8 三相变压器零序阻抗测量

变压器零序阻抗是整定继电保护的一个重要数据。三相变压器绕组为Y或Z联结时,将三个线端联结在一起,在中性点之间施加额定频率的电压 $U$ ,测得流经三相绕组的总电流为 $I$ ,则每相的零序阻抗为 $3U/I$ 。应保证中性点联结处的电流适合于该处的载流能力。当变压器具有一个辅助d联结绕组时,试验时电流 $I$ 的数值应不使d联结绕组内的电流过大,同时将施加电流的持续时间考虑在内。



变压器绕组为 Yy 联结而没有 d 联结绕组时,施加的试验电压不得大于正常运行时线端至中性点的电压值。应限制中性点电流的持续时间,以防止在金属结构中产生过热现象。

中性点直接接地的自耦变压器可看成是具有两个 Y 联结绕组的变压器,因此串联绕组和公共绕组共同构成一个测量线路,并且公共绕组单独构成另一个测量线路,测量时的电流不得超过公共绕组与串联绕组额定电流之差。

#### 1.4.9 变压器承受短路能力的验证方法

按国家标准 GB 1094.5—2003《电力变压器 第5部分 承受短路能力》规定,用两种方法分别验证变压器承受短路的动、热稳定性能力。

##### 1.4.9.1 用计算方法验证变压器承受短路时耐热能力

变压器短路后绕组达到的平均温度可按下式计算,为

$$\left. \begin{array}{l} \text{铜线} \quad \theta_1 = \theta_0 + \frac{2(\theta_0 + 235)}{\frac{106\,000}{J^2 t} - 1} \\ \text{铝线} \quad \theta_1 = \theta_0 + \frac{2(\theta_0 + 225)}{\frac{45\,700}{J^2 t} - 1} \end{array} \right\} \quad (3.1-27)$$

式中:  $\theta_1$  为短路持续  $t$  秒后绕组达到的最高平均温度,℃;  $\theta_0$  为短路时绕组的起始温度,是冷却介质的最高温度与绕组平均温升限值之和,如为空气冷却油浸式变压器,  $\theta_0$  为 105℃,水冷却油浸式变压器则为 95℃,℃;  $J$  为短路电流密度,按式 (3.1-3) 计算求得稳态短路电流  $I_\infty$ ,除以导线截面积, A/mm<sup>2</sup>;  $T$  为短路持续时间, s。

国家标准 GB 1094.5—2003 规定,油浸式变压器短路 2s 后,绕组允许达到的最高平均温度:铜绕组为 250℃,铝绕组为 200℃。

##### 1.4.9.2 用试验方法验证变压器承受短路动稳定能力

以下试验方法适用于双绕组变压器,对于多绕组变压器和自耦变压器,试验方法可参考三绕组变压器。

(1) 试验前的变压器条件。被试变压器应是一台各项试验都合格的变压器,试验前必须备有全部例行试验项目的报告。不影响变压器短路试验性能的组件如冷却装置等,试验时可不安装在变压器上。必须测量短路阻抗,必要时还要测量短路电阻(指进行短路试验时所处分接位置上的短路阻抗)。全部短路阻抗测量值的复验性详见 GB 1094.5—2003 的规定。

(2) 短路试验时电流数值的偏差。试验中所得到的电流峰值与规定值的偏差不得大于 5%,而对称电流值与规定值的偏差不得大于 10%。

(3) 短路试验方法。为了取得标准规定的试验短路电流值,短路试验电源的空载电压应高于被试绕组的额定电压。既可在变压器一侧绕组上施加电压以后再进行另一侧绕组的短路联结,也可在施加电压以前,预先将另一侧绕组短路。按前一种方法试验时的试验电压不得超过 1.15 倍绕组额定电压。当变压器采用绕组单同心排列结构并按预先短路方法试验时,试验电压应施加于远离铁心柱的绕组上,并应预先将靠近铁心柱的绕组短路。否则将产生过大的励磁电流,并叠加到前几个周期内的短路电流中去,从而造成铁心饱和现象。当变压器采用绕组交错排列结构或采用双同心排列结构时,须经协商方可确定是否采用预先短路联结方法进行短路试验。

为了在被试相绕组内取得瞬态短路电流的最大第 1 个峰值,必须采用同步开关调节控制短路合闸时间在电压过零时合闸。同时用示波器记录电流波形以检查瞬态短路电流  $i_k$

和稳态短路电流  $I_\infty$  数值。

如无特殊规定,三相和单相变压器短路试验次数按下述规定,它不包括小于 70% 规定电流进行预先调整试验的次数。

对于 I 类(额定容量不大于 2500kVA 三相或三相组变压器)和 II 类(额定容量 2501kVA~100 000kVA 三相或三相组变压器)的单相变压器,试验次数为 3 次。如无另行规定,带有分接的单相变压器的三次试验,是在不同的分接位置上进行,即:一次是在最大电压比的分接位置上,另一次是在主分接的位置上,一次是在最小电压比的分接位置上。

对于 I 类和 II 类的三相变压器,总的试验次数为 9 次。即:每相进行 3 次试验。如无另行规定,带有分接的三相变压器的 9 次试验是在不同的分接位置上进行。即:在旁侧的一个心柱上的 3 次试验是在最大电压比的分接位置进行;在中间心柱上的 3 次试验是在主分接的位置进行;在另一个旁侧的心柱上的 3 次试验是在最小电压比的分接位置进行。

对于 III 类(额定容量 100 000kVA 以上三相或三相组变压器)变压器,其试验次数和试验所在分接位置通常需由制造厂与用户协商确定。GB 1094.5—2003 推荐的试验次数如下:

- 1) 对单相变压器:3 次。
- 2) 对三相变压器:9 次。

至于分接的位置和试验程序,建议与 I 类和 II 类变压器相同。

每次试验的持续时间为:

- 1) 对 I 类变压器:0.5s。
- 2) 对 II 类和 III 类变压器:0.25s。

其允许偏差为 ±10%。

变压器短路试验后可吊心检查。重复全部例行试验,包括在 100% 规定试验电压下的绝缘试验。如果规定了雷电冲击试验,也应在短路试验后进行。但是,对于 I 类变压器,除绝缘试验外,其他重复例行试验可以不做。

##### 1.4.10 变压器的空载噪声测定

变压器应在额定频率正弦波形额定电压励磁条件下,不论同时启动冷却装置或不启动冷却装置都必须在规定测量轮廓线上测量空载时的噪声水平。此时变压器的分接开关应位于主分接位置上。应测量变压器和环境背景的 A 计权声压级噪声水平。要采用快速响应指示的测量仪器,以避免由于干扰而影响测量误差。A 计权声功率级噪声水平可由声压级噪声水平换算而得。

(1) 背景噪声测量。测量变压器噪声水平前后均测量背景的 A 计权声压级噪声水平。

(2) 变压器声压级空载噪声测量。根据变压器冷却方式的不同,分别采用不同测量方法。具体测量方法可参见国家标准 GB/T 1094.10《变压器和电抗器的噪声测定》。

##### 1.4.11 空载电流谐波分量测量

采用谐波分析仪测量额定电压或 110% 额定电压下的三相空载电流中谐波分量,并用基波百分数表示各次谐波分量的幅值。

#### 1.5 运输、验收、储存、安装和试运行

##### 1.5.1 运输

变压器的运输方式有铁路、公路和水路三种形式,我国大型变压器以铁路运输为主。由于铁路运输界限和载重的限制,大型变压器运输时有时需拆卸一些组件和放出变压器油箱内的部分油量并充以干燥氮气或干燥的空气(露点低于



-40℃),以降低运输重量。特大型变压器确定结构设计方案时要考虑运输条件,为此影响到变压器的技术经济指标。变压器结构设计中的机械强度应保证变压器能够承受住运输中允许的振动和冲击而不得有所损伤。

### 1.5.1.1 运输包装

中小型变压器一般为整体运输,仅拆卸下易损件如玻璃油位计、气体继电器等另行妥善包装运输。大型变压器受运输条件限制需要拆卸组件以减轻运输重量,要妥善包装拆卸下来的组件便于运输,并在拆卸一览表内填写拆卸组件名称和件数作为现场验收的依据。

大型变压器充油运输时,应从油箱内放出一定油量(包括有载分接开关上部切换开关容器内的油量),以保持油箱内部自箱盖以下留有100mm左右空间,作为运输过程中油箱内油量容积随温度变化所必要的膨胀空间。还应保持油箱内部的微正压值达到15~30kPa,以防止潮气侵入油箱内部。放出的油要单独运输,并防止运输中受潮。起吊变压器的部位和变压器运输重心位置应标志于变压器主油箱上。

### 1.5.1.2 铁路运输

铁路运输变压器的车辆见图3.1-39。根据变压器的运输重量和运输外限尺寸可选用其中一种运输车辆。普通平车底板负重面的长度为1~11m,最大允许载重量为30~60t;凹底平车(或称元宝车、低座车)底板负重面的长度为1~9m,最大允许载重量为40~230t;两节平车(或称抬轿车、悬挂车)的最大允许载重量为200~350t。选用两节平车运输变压器时,应按运载工具的结构强度设计变压器的主油箱。

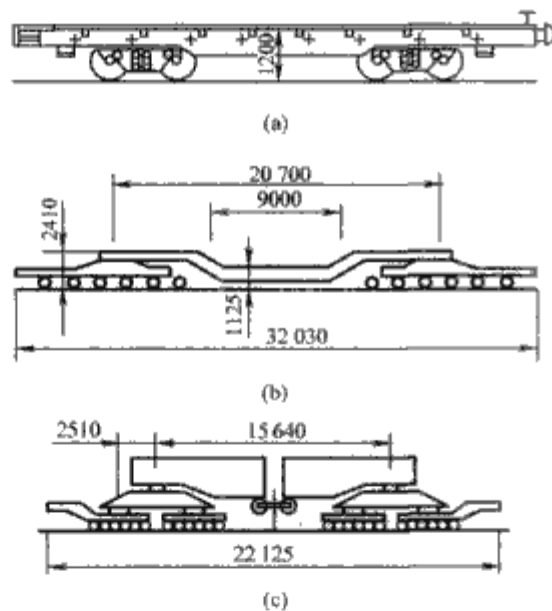


图 3.1-39 铁路运输变压器车辆外型图  
(a) 普通平车; (b) 凹底平车; (c) 两节平车

变压器运输外限尺寸(包括运输车辆尺寸在内)不得超过国内铁路运输外限尺寸,如图3.1-40所示。离开轨面3050mm处以半径 $R=1950\text{mm}$ 为最大外限尺寸。如果外限尺寸接近或达到 $R=2100\text{mm}$ 时,必须经过有关铁路局核准以后方可装车运输。超过标准超限限界尺寸可分为I级、II级和III级,具体超限限界运输尺寸如图3.1-41所示。

变压器装车时必须使用起吊变压器总重的吊攀(位于油箱上)起吊变压器。起吊时吊绳与垂直线间的夹角应小于 $30^\circ$ 。应保证变压器的重心位于车板的中心线上,单台时位于纵横中心线交点上,横向偏移应小于100mm,并按图3.1-42所示方法用钢丝将变压器固定于车辆底板上,以防止位移。

容量150MVA及以上和电压220kV及以上的变压器应

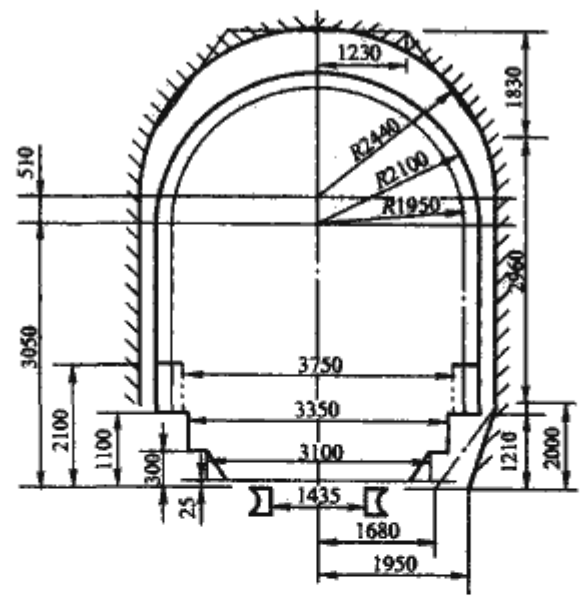


图 3.1-40 铁路标准建筑物限界

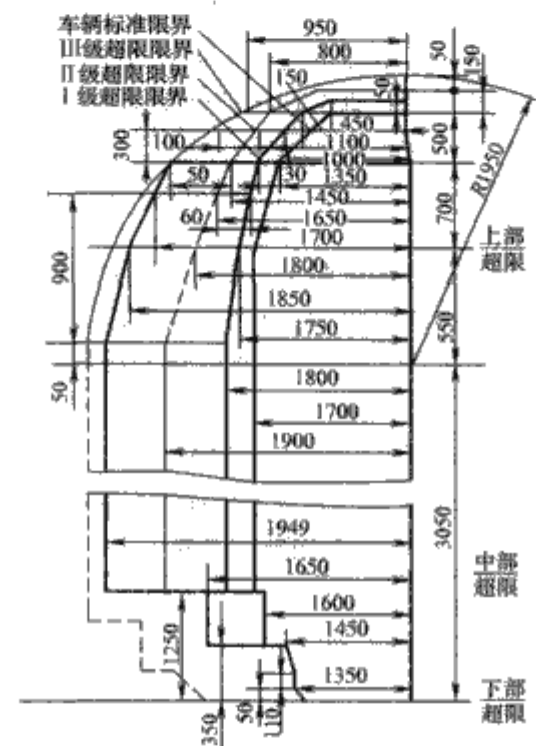


图 3.1-41 变压器主体铁路运输各级界线

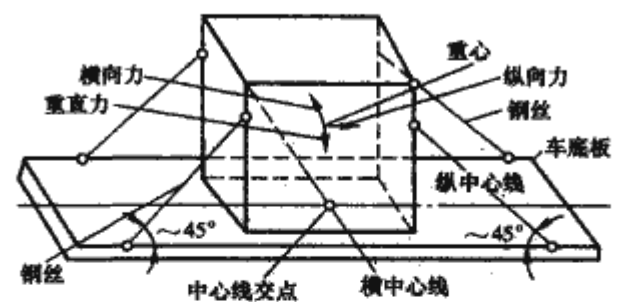


图 3.1-42 变压器在车辆底板上用钢丝的固定方法

在箱壁上安装三维方向或单方向冲击记录仪。记录仪测量范围为 $\pm 5g$ ( $g$ 为重力加速度),灵敏度为1.5~2mm/g,并应检查记录仪的记录数值。

变压器在运输过程中,主体倾斜不得超过 $15^\circ$ ,不得有位移。必须采用张紧钢丝和制动垫块等措施以保证变压器在运输车上的稳定性。

### 1.5.1.3 公路运输

目前国内公路汽车甲板拖运的载重可达600t,但每个车轮的轮压要小于25t,任何容量的变压器均可用汽车拖运,但公路和桥梁必须能承受住载重量。拖车的平均速度以5km/h为宜,最大不得超过10km/h,应特别注意公路的转弯处曲率半径。运输时沿变压器长轴方向的倾斜角要小于 $15^\circ$ 。沿短轴方向的倾斜角要小于 $10^\circ$ 。在公路上进行短途运

输，必要时可采用滚杠拖运方法。

1.5.1.4 水路运输

水路运输变压器的船只载重量一般为变压器重量的 5~10 倍，变压器在船舱内应进行纵横加固。为增加变压器运输稳定性，有时还在船舱内装载其他重物。应考虑变压器水路运输航线上的航道水深、障碍物以及码头装卸能力等条件。变压器油箱涂漆和紧固件应能承受水路运输沿途气候条件的侵蚀作用。海洋运输变压器时，还应考虑轮船受海浪起伏作用有 45° 倾斜角，为此要注意变压器内部结构的定位问题。

1.5.2 验收检查

当变压器运抵现场后，应按订货合同、变压器例行试验证明书和有关技术文件查对变压器型号、规格和数量，并检查从变压器上拆卸下运输的零件和组件是否齐全，然后再进行下列各项检查：

- (1) 检查运输中的相对位移。检查变压器在运输过程中有否发生相对位移。变压器运输时装设冲击记录仪时，应检查冲击记录仪的记录，查明记录的冲击加速度应小于 0.5g。
- (2) 检查变压器主体和组件。检查变压器主体和组件有无损伤和渗漏油现象，查明变压器是否保持完整无损并密封良好。

- (3) 测量绕组绝缘电阻  $R_{60}$  和介质损耗因数  $\tan\delta$ 。带油运输变压器绕组绝缘电阻  $R_{60}$  和介质损耗因数  $\tan\delta$  测量值应符合表 3.1-14 中的数值。不带油运输变压器油箱内注入符合质量标准的油以后，绕组的绝缘电阻  $R_{60}$  和介质损耗因数  $\tan\delta$  测量值也应符合表 3.1-14 中的数值。

表 3.1-14 带油运输变压器绕组绝缘电阻和介质损耗因数允许值

项 目	额定电压 (kV)	温度 (°C)							
		10	20	30	40	50	60	70	80
绝缘电阻 $R_{60}$ ( $\Omega$ )	3~10	450	300	200	130	90	60	40	25
	20~35	600	400	270	180	120	80	50	35
	63~220	1200	800	540	360	240	160	100	70
介质损耗因数 $\tan\delta$ (%)	$\leq 35$	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0	8.0	11.0	
	$> 35$	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0	6.0	8.0	

- (4) 试验变压器油并测量油箱内部压力。带油运输的变压器，应取出油箱内部油样并测量油样的击穿电压不得小于表 3.1-15 中规定的数值。不带油充氮运输的变压器，应测量油箱的正压不低于 15kPa，并测量油箱内残余油的击穿电压不低于 30kV。向油箱内部按规定真空度注入的油应符合 GB 7595—1987《运行中变压器油质量标准》，注油前要排除油箱内部的氮气。真空注油并静放 6h 后再取油样测量击穿电压应不小于 40kV。

1.5.3 储存保管

运抵现场的变压器不能立即安装时应予以妥善储存保管。带油运输的变压器在储存之前应将运输时已经拆卸下的储油柜和吸湿器重新装配到变压器上。将储油柜与油箱间阀门关上，并向变压器油箱内按规定真空度注入一定数量合格的变压器油，油面超过器身高，然后向储油柜注油。打开储油柜与油箱间阀门，使储油柜的油面达到相应环境温度的油位线上。储存充氮运输的变压器时，应在储存保管期内保持变压器内部氮气的微正压力为 15~30kPa，否则应补充干燥氮气以保持这个微正压力。如果储存期超过 2 个月时，必须按上述工艺向变压器油箱内注入合格的变压器油并保持储油

柜的油面线在相应环境温度油位线上。在变压器储存保管期内，每 3 个月至少检查一次变压器有无渗漏油现象以及油位是否正常，并检查吸湿器内硅胶是否变色。每隔 6 个月检查一次油的击穿电压。

1.5.4 现场安装

中小型变压器一般为整体运输或只拆卸易损件后运输，所以现场安装变压器的工序很简单。大型变压器因运输时要拆卸组件，现场安装时不仅要拆卸下的组件装配到变压器上，还要按制造厂规定确定是否进行吊心检查和油的处理工序。大型变压器的安装程序见图 3.1-43。

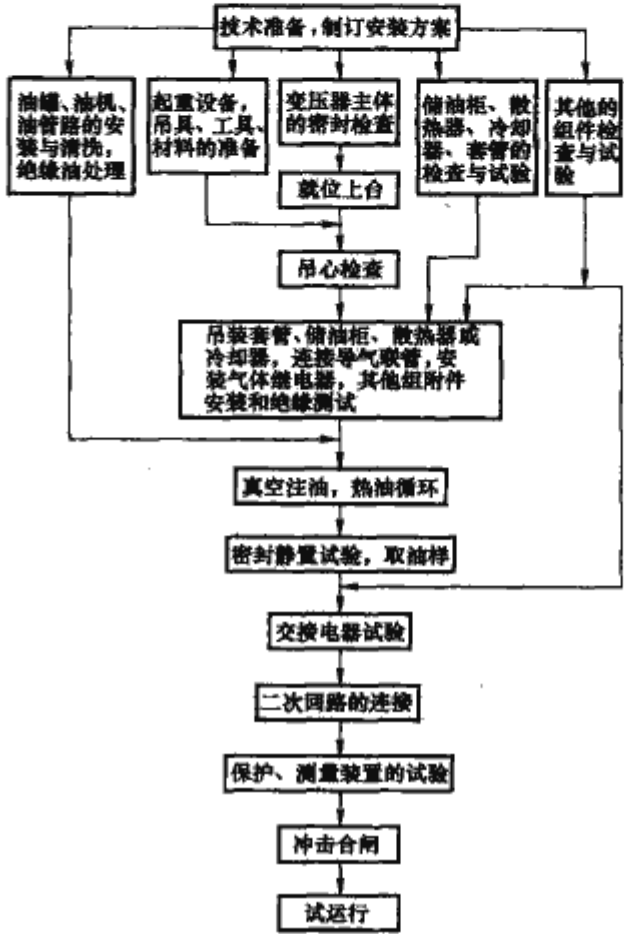


图 3.1-43 大型变压器安装程序方框图

1.5.4.1 变压器油处理

变压器安装完毕投运前后，应检验变压器油的质量是否符合表 3.1-15 油质量标准的规定。

表 3.1-15 变压器油质量标准

序号	项 目	电压等级 (kV)	质量指标	检验方法
1	水分 (质量分数， $\times 10^{-6}$ )	750	$\leq 10$	库仑测定法 (GB 7600)
		500	$\leq 10$	
		220~330	$\leq 15$	
		66~110	$\leq 20$	
2	击穿电压 (kV)	750	$\geq 70$	绝缘强度测定法 (GB 507—1986)
		500	$\geq 60$	
		330	$\geq 50$	
		66~220	$\geq 40$	
		20~35	$\geq 35$	
3	油中含气量 (体积分数，%)	15	$\geq 25$	气相色谱法 (GB 7601)
		750	空气含量 $\leq 0.5$	
		500	空气含量 $\leq 0.5$	
		220	空气含量 $\leq 2$	

不符合表 3.1-15 中油质量标准的变压器油应进行处理，油处理方法见表 3.1-16。



表 3.1-16 变压器安装前变压器油净化处理方法

名称	油净化处理方法	备 注
压力过滤法	以板框式滤油机、用工业滤纸，在常温条件下，可进行油的一般净化处理	适用于油中含水不多、固体杂质较多的油净化处理
压力过滤吸附法	以板框式滤油机，装入吸附滤板，油经加热 70℃ 后，进行油的过滤吸附、过滤净化处理	适用于高 $\tan\delta$ 油的净化处理
真空喷淋法	被净化油经加热过滤后，在真空罐中喷淋，同时对罐抽真空，水分汽化后被系统抽出	适用于新油或洁净油的脱水脱气处理
真空净化法	采用可移动的真空净油机净化油，油经加热后过滤，再在真空系统内进行脱水脱气处理	真空净油机应按产品的实际需要选择
粉末剂吸附法	将活性白土、活性氧化铝、硅藻土、801 等粉末状吸附剂加入 70℃ 热油中搅拌，吸附油中杂质，再将残渣从油中分离出来，油经脱水脱气得以净化	适用于污染严重的油的净化处理
颗粒剂吸附法	将分子筛、活性氧化铝球、硅胶颗粒等装入网袋内，而后将网袋吸附剂封入罐中，使 70℃ 热油从中慢速通过（或循环），经吸附后的油再脱水脱气，即可达到净化目的	适用于现场净化油

1.5.4.2 变压器注油

现场安装带油运输的变压器前，应向变压器油箱内补充注入运输时放出的油量。在保持变压器密封良好的条件下，开启储油柜及散热（冷却）器通向油箱的蝶阀。将合格的变压器油从油箱下部的油样阀门缓缓注入油箱内部，注油速度  $\leq 5\text{t/h}$ 。此时应打开套管、储油柜、散热器及气体继电器等组件上所有放气塞，以排净油箱内部的空气。当放气塞开始溢油时立即将其拧紧，储油柜油位标志线上的油面达到相应环境温度标志线时，立即停止放油。

安装不带油充氮运输的变压器前，应首先排尽油箱内部残油和氮气。一般应在真空条件下向油箱内注油，注油速度  $\leq 5\text{t/h}$ 。注油前应先关闭储油柜、冷却器、有载分接开关和气体继电器的阀门，保持油箱内的真空度残压为 133.32Pa（220kV 及以上变压器油箱）或 50kPa（110kV 变压器油箱）条件下进行真空注油。油箱开始抽真空前应保持各处密封良好并检查仪表指示是否正常。有载分接开关必须同变压器主油箱一并进行真空注油。抽真空应在 2h 内将真空度均匀提高到上述规定数值。此时应注意油箱壁的局部永久变形不应大于 2 倍箱壁厚度。注油时间应大于 6h。当油面距离箱顶盖 200~400mm 时停止注油。继续保持真空度 6h 后解除真空，再继续从油箱底部向油箱内缓慢注油，直至所有放气塞溢油后停止注油，并及时拧紧放气塞，之后继续注油，当储油柜上油位标志线上的油位达到相应环境温度指示时为止。注完油后再

按规定工艺抽真空或热油循环，注油后再静放，静放时间要符合表 3.1-17 规定。静放完毕后打开放气塞再次进行排气。静放期内注意检查渗漏油现象。

表 3.1-17 注油后静放时间

变压器电压等级（kV）	$\leq 35$	63~110	220 及以上
注油后静放时间（h）	$\geq 24$	$\geq 36$	$\geq 48$

1.5.4.3 变压器绝缘干燥处理

运抵现场的变压器经过各项验收检查，并且判断变压器没有受潮，即可投入运行。但如在验收检查中发现变压器内部受潮，或变压器油和绕组绝缘性能不符合有关规定时，则需进行变压器干燥处理。现场变压器绝缘干燥处理方法有：

（1）热油循环法。适用于大型变压器内部受潮时采用的干燥处理方法。干燥处理流程图见图 3.1-44。应保持干燥处理系统密封良好，所有不参加抽真空处理的组件，如冷却器、储油柜及气体继电器连接油箱的阀门均予以关闭。油箱内的油面应高于绕组高度，并在维持油箱自真空条件（油箱能够承受住的真空度）下进行热油循环。控制油箱顶部油温在 85℃。热油循环过程中监测变压器的器身和油的绝缘性能，直至符合有关绝缘性能规定值时为止。

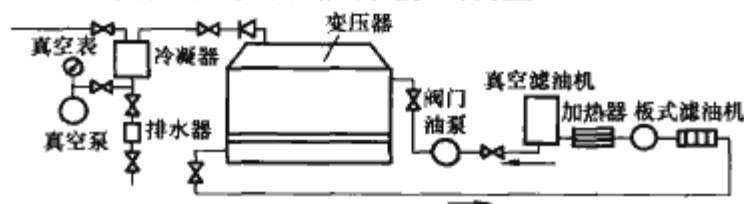


图 3.1-44 变压器热油循环干燥处理流程图

（2）感应加热法。在变压器油箱壁外侧四周缠绕励磁绕组，见图 3.1-45。励磁绕组在箱壁内产生涡流损耗进行加热。油箱壁最热点温度  $\leq 120^\circ\text{C}$ ，器身温度  $< 95^\circ\text{C}$ 。在油箱底部可另设加热器。励磁绕组的励磁功率  $P$ （kW）为

$$P = KF(t_2 - t_1) \times 10^{-3} \\ = KF(100 - t_1) \times 10^{-3} \quad (3.1-28)$$

式中：K 为系数，保温油箱  $K=5$ ，不保温油箱  $K=12$ （这种方法适用于中小型变压器，对大型变压器只可作为辅助方法）；F 为油箱壁外侧表面积， $\text{m}^2$ ； $t_2$  为干燥时油箱壁表面的最高温度，取  $t_2=100^\circ\text{C}$ ； $t_1$  为环境温度， $^\circ\text{C}$ 。

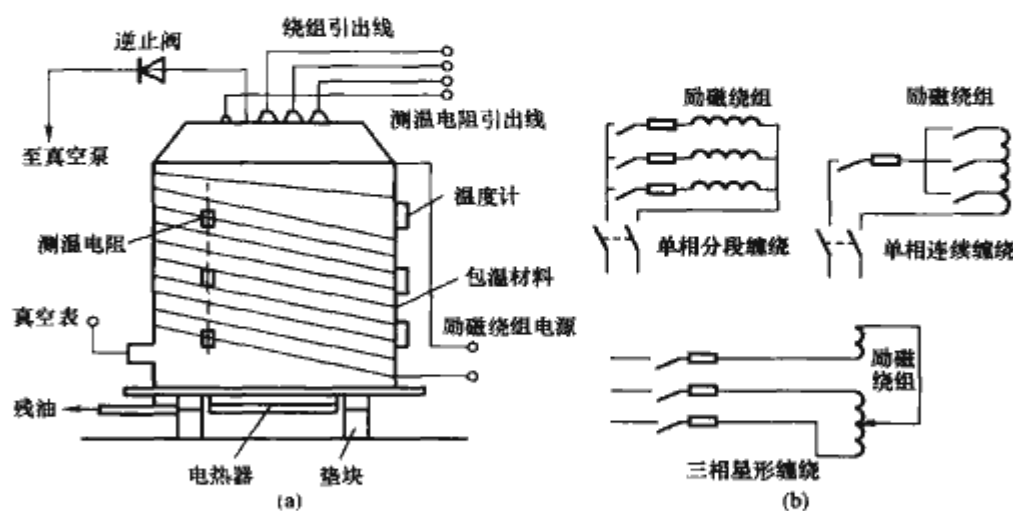


图 3.1-45 变压器感应加热干燥方法  
(a) 布置图；(b) 励磁绕组联结方法



(3) 热风干燥法。利用电炉加热后的空气经吸潮过滤以后,由风机送入变压器油箱内,由此干燥的热空气加热变压器的器身,此法适用于中、大型变压器干燥处理。每分钟送入变压器油箱内热风量  $Q$  ( $\text{m}^3$ ) 为

$$Q = 1.5V$$

式中:  $V$  为油箱容积,  $\text{m}^3$ 。

加热电炉的功率  $P$  ( $\text{kW}$ ) 为

$$P = 0.07 \times 0.31 \times Q(t_2 - t_1) \quad (3.1-29)$$

式中:  $t_2$  为热风的入口温度,取  $t_2 = 100, ^\circ\text{C}$ ;  $t_1$  为环境温度,  $^\circ\text{C}$ 。

向油箱送进热风时间长达 40h,然后抽真空 10~15h,再送热风加热 10~15h,如此反复进行直至达到干燥为止。热风应从下向上均匀吹向油箱各方,不直接吹向变压器的器身。热风干燥处理方法见图 3.1-46。

在热风进、出口处装设温度计,在器身的适当位置上埋入热电偶,以监测干燥处理过程中的温度。

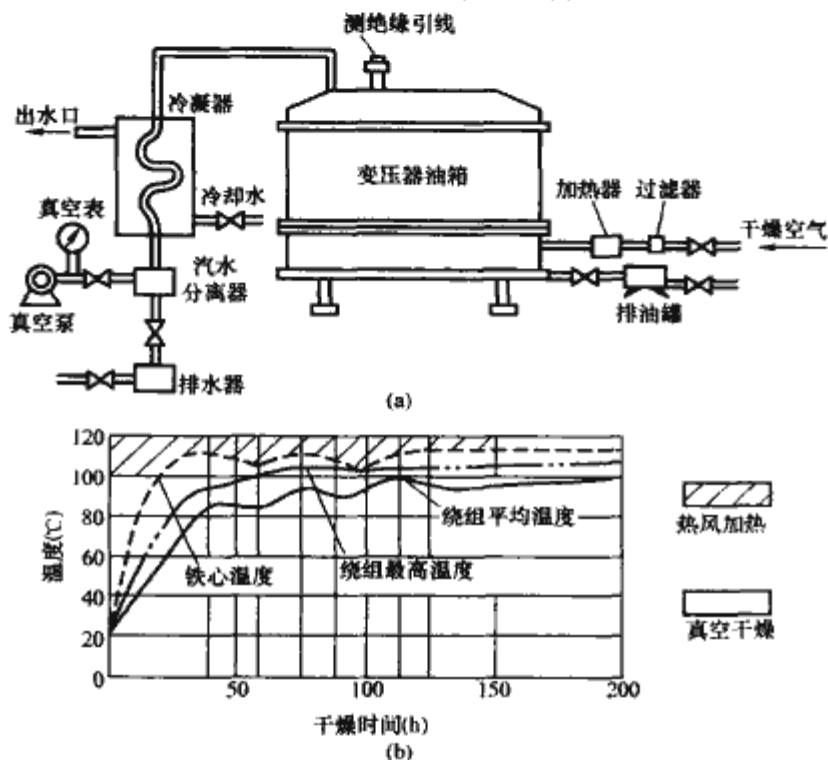


图 3.1-46 变压器热风干燥处理  
(a) 布置图; (b) 典型干燥过程温度变化曲线

(4) 短路干燥法。向变压器一侧绕组上施加电压,同时将另一侧绕组短路,如有第三绕组时应予以开路。这种方法适用于带油干燥变压器,其特点是升温快,但控制温度不当可能产生局部过热。当施加电压较高时应注意安全。如有低频电源时则可降低施加电压。当绕组温度超过  $75^\circ\text{C}$  时应断续供电,绕组温度达到  $85\sim 95^\circ\text{C}$  时应停止短路加热。利用直流电阻测量值换算绕组平均温度的方法监测控制绕组温度。用短路法加热变压器器身的功率  $P$  ( $\text{kW}$ ) 为

$$P = \frac{KM(t_2 - t_1)}{T} \quad (3.1-30)$$

式中:  $K$  为与器身材料有关的系数,一般为 0.4;  $M$  为器身重量,  $\text{kg}$ ;  $t_2$  为绕组最高平均温度,取  $t_2 = 100 \pm 5, ^\circ\text{C}$ ;  $t_1$  为环境温度,  $^\circ\text{C}$ ;  $T$  为加热绕组温度达到  $t_2$  温度的时间,  $\text{s}$ ,取  $T = (16 \sim 20) \times 3600\text{s}$ 。

短路干燥时接线方法见图 3.1-47。

(5) 零序电流干燥法。零序电流通过绕组时产生零序磁通。零序磁通经由铁心、夹件和油箱形成闭合回路时,将在这些结构件内产生损耗而发热。注意加强监测温度,以防止局部过热损伤绝缘。零序电流干燥处理法适用于 Yyn 联结的中小型三相变压器,不能用于单相变压器和壳式铁心变压

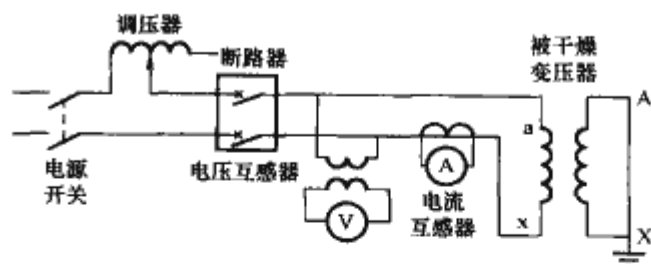


图 3.1-47 变压器短路干燥处理接线图

注:对三相变压器施加三相电源,以单相接线表示。

器。零序电流干燥处理的接线见图 3.1-48。零序电流干燥处理时的电源电压  $u$  ( $\text{V}$ ) 为

$$u = \sqrt{\frac{PZ_0}{\cos\varphi}} \times 10^3 \quad (3.1-31)$$

式中:  $P$  为零序电流干燥处理功率,  $\text{kW}$ ;  $Z_0$  为变压器零序阻抗,  $\Omega$ ;  $\cos\varphi$  为电路功率因数,约为 0.4~0.7。

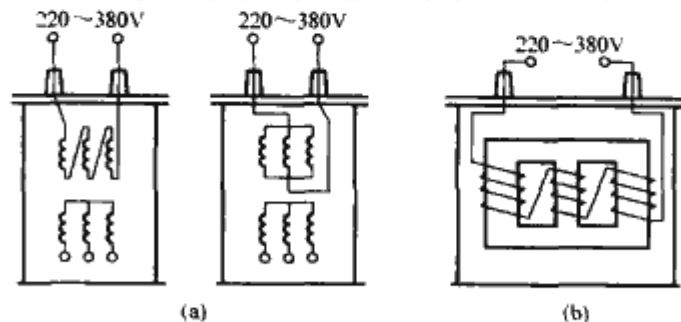


图 3.1-48 变压器零序电流干燥处理接线图

(a) D 联结和 Y 联结绕组; (b) 零序磁通分布

变压器绝缘干燥处理过程中,需要测量绝缘电阻以判断干燥处理程度。只有 220kV 及以上的变压器绕组可以在真空状态下测量绝缘电阻,220kV 电压等级以下变压器绕组的绝缘电阻测量必须在中断真空或者浸入油中时方可进行测量。这就是说,只有在采用热油循环干燥法、热风干燥法过程中的加热风阶段和短路干燥法时才可以测量绝缘电阻。采用其他干燥方法时,必须是在解除真空状态条件下方可测量绝缘电阻。

绝缘电阻高是绝缘良好的表现。为了对绝缘的状态进一步判断,可采用对变压器加温的方式,在升温或降温的过程进行监测,但变压器绝缘电阻随温度增高而降低,而介质损耗因数  $\tan\delta$  在一定电压下随温度的增高而增大。

### 1.5.5 交接验收

应按订货合同中规定的项目或下列各条进行交接验收:

(1) 变压器主体及组件均无缺陷,无遗留杂物、油漆完好,导气管倾斜度正确,变压器基础上油箱底座固定可靠,滚轮制动可靠,电缆和管路的排列整齐并符合有关规定,入地沟处和交叉处需有保护,监视通道畅通并有围栏和标记。事故储油池符合有关规定。

(2) 一次和二次母线与变压器套管连接牢固,套管对地和相间距离应符合国家标准 GB 1094.3—2003《绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》中规定的数值。核查变压器联结组标号。套管型电流互感器不接负载的接线端子应予短接。

(3) 储油柜和充油套管的油位应在正常油位线上,所有蝶阀应处于开启状态。

(4) 无励磁分接开关的位置要保持三相一致。有载分接开关的电动操动机构应灵活可靠。通过有载分接开关盖板上的视察窗检查开关位置,要保证操动机构指示位置与分接头位置一致。

(5) 保证油箱接地良好。油箱上部供运输用的定位件应



根据变压器说明书中的要求处理,有时要求拆除,也有时不要求拆除。变压器油箱上的接地套管及电容式套管上的接地用小套管都应可靠接地。变压器应接地的中性点要可靠接地。钟罩式油箱结构的上节油箱和下节油箱都应可靠接地。

(6) 冷却装置的控制系統应正常运行,冷却装置运行 1~2h 后应拧开放气塞,当排净冷却装置内的空气后立即拧紧放气塞。

(7) 继电器保护装置动作要准确,测温装置的指示正确,吸湿器畅通。

(8) 按照 GB 50150—1991《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》中规定的项目进行交接试验。

### 1.5.6 试运行

变压器试运行前如现场具备试验条件应进行绝缘耐压试验,按例行耐压试验电压的 85% 电压进行耐压试验。试验后利用冷却器(散热器)、升高座和低压套管上的放气塞进行放气。进行变压器空载试运行时,电源侧应具备完善的保护装置。空载合闸试验宜在变压器高压侧进行。试验时,应将过流保护动作的时限暂时整定为零,气体继电器信号接点暂时接入分闸回路。要进行 5 次空载合闸试验,第 1 次合闸后间隔时间大于 10min,以后每次间隔时间宜为 5min。对于中性点接地的电力系统,试验时变压器中性点必须接地。完成空载合闸试验后,应调整好过流保护值,应将气体继电器的信号接点接到报警回路,跳闸接点接到跳闸回路。拆除临时接地线,最后再次打开全部放气塞放气。空载试运行 48h 后,无异常现象即可进行负载试验。逐步从 25%、50% 和 75% 负载升高达到 100% 负载。随着负载的增加,变压器温升也随之升高,要相应启动必要的冷却器数量。当负载试运行 24h (其中包括满载 2h) 后,变压器主体和组件运行均正常,试运行即告完成。

### 1.5.7 超铭牌运行

变压器各种超铭牌运行条件应符合 GB/T 15164—1994《油浸式电力变压器负载导则》中的有关规定。根据变压器超铭牌运行时的温度和在此温度下绝缘材料的老化程度作为超铭牌运行的限制条件,并计算超铭牌运行能力。按照该导则中的规定选定变压器的额定容量,按照该导则中提供的绕组热点温度计算数学模型,及在此热点温度下绝缘材料相对老化率的计算方法核算超铭牌额定容量过载能力。但首先应按下列变压器容量的划分范围和负载类型,分别按照该导则中的有关规定计算变压器的超铭牌额定容量过载能力。

(1) 变压器容量划分范围。变压器容量划分可分为配电变压器、中型变压器和大型变压器三类。

1) 配电变压器。2500kVA 及以下三相变压器,或每个铁心柱上容量为 833kVA 及以下的单相变压器。高压绕组额定电压为 35kV 及以下,ON 油浸自冷式,不装设有载分接开关的变压器为配电变压器范围。

2) 中型变压器。不超过 100MVA 三相双绕组变压器,或每个铁心柱上容量不超过 33.3MVA 的单相变压器为中型变压器范围。此外还应考虑漏磁限制,即短路阻抗值(%)不超过下式计算值时为中型变压器范围

$$Z_s = (25 - 0.1 \times \frac{3S_n}{W}) \quad (3.1-32)$$

式中:  $Z_s$  为额定短路阻抗,%;  $S_n$  为变压器额定容量, MVA;  $W$  为套装绕组的铁心柱数量。

3) 大型变压器。超过 100MVA 三相变压器,或短路阻抗值超过式(3.1-32)计算值的变压器。

超铭牌额定容量过载运行时,变压器允许过载电流为额

定电流的倍数和温度限值,按变压器容量划分范围可分别从表 3.1-18 查出。

表 3.1-18 超铭牌额定容量运行时电流和温度限值

负载类型		配电 变压器	中型 变压器	大型 变压器
正常 周期 循环	负载电流(标么值)	1.5	1.5	1.3
	绕组热点温度及直接接触绝缘材料的金属结构件温度(℃)	140	140	120
	顶部油温(℃)	105	105	105
长时 间急 救循 环	负载电流(标么值)	1.8	1.5	1.3
	绕组热点温度及直接接触绝缘材料的金属结构件温度(℃)	150	140	130
	顶部油温(℃)	115	115	115
短时 急救 循环	负载电流(标么值)	2.0	1.8	1.5
	绕组热点温度及直接接触绝缘材料的金属结构件温度(℃)	—	160	160
	顶部油温(℃)	—	115	115

#### (2) 负载类型。

1) 周期循环负载。周期循环(一般为一日循环)变化的负载可按照周期内老化率的平均值考虑。周期循环负载既可是一种正常负载,也可是一种长时间的急救过载。

a. 正常周期循环负载。在此周期循环内的某一段时间,可以是外围空气温度较高条件下运行,也可以是负载电流高于额定电流条件下运行。这种负载运行在热老化率(数学模型计算值)等效于额定电流在正常空气温度条件下热老化率的负载运行。这个等效原则可推广应用于长时期负载运行规划中。在长时期规划中的一些周期循环负载的老化率大于额定老化率。

b. 长时期急救周期循环负载。电力系统中某些变压器退出运行的时间较长,导致其他运行中的变压器长时间过载运行,从而导致严重老化率。但无论如何这种长时间急救过载不得因为过热造成击穿或者降低绝缘强度。

2) 短时急救过载。由于偶发性事故而严重干扰了电力系统的正常负载运行,导致变压器异常严重的超铭牌额定容量过载运行。这种过载运行有时会使绕组导线的热点温度达到危险水平并有可能降低绝缘强度。发生这种情况时应在最短时间内降低负载电流或切断变压器电源以防止发生事故。这种过载的允许持续时间要小于变压器发热时间常数,一般应小于 0.5h,此外也还取决于过载运行之前变压器的实际工作温度。

#### (3) 超铭牌额定容量运行的后果。

1) 影响变压器寿命的因素。一台变压器的实际寿命在很大程度上取决于一些异常现象,如过电压、系统中发生短路和急救过载运行等。变压器在超铭牌额定容量过载运行时影响变压器寿命的因素有如下几点:

a. 绕组、支架、引线、绝缘材料和油的温度升高到不能允许的水平。

b. 过载运行时漏磁通随之增大,铁心以外金属结构件中通过的漏磁通增大,将额外增大涡流损耗导致过热。

c. 铁心中的主磁通叠加上过载运行时增高的漏磁通将限制铁心的过励磁能力。

d. 当温度发生变化时,绝缘材料和油中的含水量和含气量也随之发生变化,可能析出水分而加速绝缘材料的老化,析出气体将降低绝缘材料和油的绝缘强度。

e. 过载运行条件下变压器的套管、分接开关、电缆接头和电流互感器也都同时在过载条件下运行,因而降低了设



计上和应用上的裕度。

2) 短期危险。过载运行时变压器绕组的热点温度升高接近临界温度  $140\sim 160^{\circ}\text{C}$  时, 在正常含水量的绝缘纸中将有气泡发生, 气泡进入绕组和引线附近较高电场强度区域内时, 将降低该区域内的绝缘强度, 由此构成短期过载运行中的主要危险。上述临界温度将随含水量的增高而有所降低。

3) 长期危险。过载运行时变压器绕组的导线匝绝缘在较高温度作用下将加速老化率。由于过载运行而加速老化率的长期累积效应达到严重程度时, 实际上降低了变压器的有效寿命。

(4) 电流和温度的限值。超铭牌额定容量运行时, 不得超过表 3.1-18 中规定的限值。

(5) 温度和负载能力计算。按照国家标准 GB/T 6451—1999《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》和 GB/T 15164—1994《油浸式电力变压器负载导则》中的有关规定和计算方法, 以确定变压器超铭牌额定容量运行时的温度和负载能力。

#### 1.5.8 并联运行

按照国家标准 GB/T 13499—2002《变压器应用导则》中的规定进行变压器并联运行, 并应满足以下并联条件:

(1) 二次侧绕组空载并联运行条件下不应有循环电流。

(2) 并联运行变压器的负载分配应正比于变压器的额定容量。

以上是理想并联运行条件, 实际上不可能完全实现, 但不能由此产生严重后果, 为此必须保证下列条件:

(1) 保证并联运行变压器的绕组联结组标号相同。

(2) 保证并联运行变压器的电压比相同, 电压比的误差在允许限值以内。还应保证有载调压变压器的级电压和分接调压级数相同。

(3) 保证并联运行变压器的额定短路阻抗相等。

#### 1.5.9 监测运行状态

监测变压器的运行状态可以取得潜在事故的有关信息及有关数据, 供运行人员采取相应措施, 防止酿成严重事故。所以, 监测变压器运行状态可提高变压器的有效利用率。监测可按在线监测和脱线监测进行, 几种监测方法介绍如下:

(1) 油中溶解气体分析。油中溶解气体分析 (DGA—Dissolved Gas Analysis) 是一种监测变压器运行状态的方法, 也是一种技术诊断方法。常以局部放电测量作为补充试验, 以证实诊断结论。按照国家标准 GB 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》推断出故障的性质。

(2) 油的试验。测量油的质量是监测变压器运行状态和诊断绝缘老化程度的传统方法。油的特性和油的质量能够反应出绝缘老化现象, 应按有关国家标准检测油的质量。

(3) 糠醛分析。绝缘纸由于过热老化而产生糠醛及有关化合物, 可据此说明绝缘纸的老化程度。从变压器油中提取糠醛及其化合物, 并用高效液相色谱分析测出其含量。糠醛含量是表示绝缘纸状态或聚合度的一种方法。用变压器油中糠醛含量变化表示绝缘纸的老化率。检测绕组热点温度或过热现象时, 可用测量变压器油中糠醛含量作为油中气体分析 (DGA) 的补充。测量变压器油中糠醛含量也可作为变压器运行中的例行检测项目。变压器正常运行时, 油中糠醛含量很低, 约为  $1\text{mg/L}$ 。

(4) 检测局部放电。检测局部放电是监测高压绝缘的有效措施。可采用电气和声学两种方法检测, 也可用化学方法 (其中包括 DGA 在内) 检测。局部放电检测装置应能可靠地测出有效的局部放电水平, 测定出局部放电源的位置, 并

能识别出缺陷处的性质和范围。

(5) 监测绕组热点温度。优先采用直接测温方法, 如用几个埋在绕组内的光纤传感器可直接测量绕组的热点温度。也可采用分布式光纤传感器测量出沿绕组的热点温度分布。

### 1.6 特高压变压器 (1000kV 级变压器)

#### 1.6.1 特高压变压器的研制概况

苏联从 20 世纪 70 年代进行了特高压大容量的 1150kV 变压器研制, 以后陆续生产了 20 余台 667MVA/1150kV 单相自耦变压器。日本在“新榛名”变电站有 1000kV、1000MVA 百万伏级单相自耦变压器三台, 其雷电冲击试验电压为 1950kV, 操作冲击试验电压为 1425kV。意大利的 1000kV 级变压器由 Ansaldo 公司 Milan 变压器厂在 20 世纪七八十年代生产。此外, 美国、加拿大、印度和巴西等国也相继开展研究, 但试验用样机并没有如期制造。

特变电工沈阳变压器集团有限公司 (简称沈变) 现已能生产单台最大容量为 840MVA/500kV 三相升压变压器、900MVA/230kV 三相自耦变压器和 533MVA/500kV 单相自耦变压器, 1998 年生产了 150MVA/1050/ $\sqrt{3}$ kV 单相变压器 (作为厂内工频试验变压器用), 保定天威保变电气股份有限公司 (简称保变) 产品最大容量为 840MVA/500kV 三相升压变压器和 500MVA/750kV 单相自耦变压器, 生产了 160MVA/1050/ $\sqrt{3}$ kV 单相变压器 (作为厂内工频试验变压器)。西安西电变压器有限责任公司 (简称西变) 研制出单台容量为 500MVA/750kV 单相自耦变压器, 也生产了 150MVA/1050/ $\sqrt{3}$ kV 单相变压器 (作为厂内工频试验变压器)。

#### 1.6.2 典型产品的主要技术参数

型式: 单相油浸双绕组有载调压变压器

额定容量: 40MVA

额定电压: 高压绕组:  $1050/\sqrt{3}\text{kV}$  (+10%, -5%)  
(调压范围  $950/\sqrt{3}\sim 1200/\sqrt{3}\text{kV}$ )

低压绕组: 12kV

额定频率: 50Hz

联结组别: 110 (单相), YNyn0 (三相)

短路阻抗: 18%

冷却方式: ONAN (挂散热器的容量可按 20MVA 考虑)

内绝缘水平见表 3.1-19。

表 3.1-19 变压器内绝缘水平 kV

部 位	额定操作冲击耐受电压 (峰值, 相对地)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时工频耐受电压 (方均根值)
		全 波	截 波	
高 压	1800	2250	2400	1100
高压中性点	-	185	-	35
低压	-	105	120	45

空载损耗: 45kW

负载损耗: 140kW

局部放电量: 高压绕组  $\leq 100\text{pC}$ ; 低压绕组  $\leq 300\text{pC}$

噪声水平:  $\leq 75\text{dB}$  (A) (声压级)

### 1.7 超高压变压器 (500、750kV 级变压器)

#### 1.7.1 超高压变压器开发概况

我国第一台 500kV 电力变压器于 1979 年开发成功。至



今,我国已具有批量生产超高压变压器的能力。其中,沈变现已能生产单台最大容量为 840MVA/500kV 三相升压变压器、533MVA/500kV 单相自耦变压器。保变产品最大容量为 840MVA/500kV 三相升压变压器和 500MVA/750kV 单相自耦变压器。西变研制出单台容量为 500MVA/750kV 单相自耦变压器。750kV 电力变压器是为西北 750kV 输变电示范工程开发的,已于 2005 年 9 月正式投入运行。

1.7.2 750kV 级典型产品的主要技术参数

- (1) 500MVA 单相自耦无励磁调压变压器。  
额定容量: 500/500/150MVA  
额定电压:  $\frac{765}{\sqrt{3}}/\left(\frac{345}{\sqrt{3}}\pm 2\times 2.5\%\right)/63\text{kV}$   
额定频率: 50Hz  
联结组别: Ia0I0 (单相), YNa0d11 (三相组)  
主要性能参数见表 3.1-20。

表 3.1-20 主要性能参数

性能参数		规 定 值		
		高一中	高一低	中—低
短路阻抗 (%)	主分接	14, 允许偏差±7.5%	50, 允许偏差±10%	33.5, 允许偏差±10%
	最大分接			
	最小分接			34.5, 允许偏差±10%
负载损耗 (kW)		≤845		
空载损耗 (kW)		≤95		
空载电流 (%)		≤0.15		
效率 (%)		≥99.81		

冷却方式: ODAF  
绝缘水平 (见表 3.1-21)。

表 3.1-21 绝 缘 水 平

测试端	额定操作冲击耐受电压 (峰值, 相对地, kV)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)		额定短时工频耐受电压 (方均根值, kV)	额定长时感应耐受电压 (方均根值, kV)
		全 波	截 波		
750kV 线端	1550	1950	2100	860	693
330kV 线端	950	1175	1300	510	--
中性点	—	350	—	150	—
63kV 线端	—	350	385	150	--

表 3.1-24 500kV 单相双绕组变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (MVA)	电 压 组 合		联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	低压 (kV)					
100	525/√3 550/√3	13.8, 15.75	II0	72	240	0.25	14
120		15.75, 18, 20		83	275	0.25	14
200		15.75, 18, 20, 24		135	400	0.20	14
240		18, 20, 24		155	460	0.20	14
260		18, 20		148	485	0.15	14

注 根据使用部门的特殊需要,高压 550/√3kV 可选-2×2.5%分接;高压 525/√3kV 可选±1×2.5%或-2×2.5%分接。

- 局部放电量: ≤100pC  
噪声水平: ≤75dB (A) (声压级)  
(2) 260MVA 单相无励磁调压变压器。  
额定容量: 260/260MVA  
额定电压:  $\frac{800}{\sqrt{3}}(0, -3\times 2.5\%)/18\text{kV}$   
额定频率: 50Hz  
联结组别: II0 (单相), YNd11 (三相)  
主要性能参数 (见表 3.1-22)。

表 3.1-22 主要性能参数

性能参数	规定值
主分接短路阻抗 (%)	14 (-2.5%~+7.5%)
负载损耗 (kW)	≤545
空载损耗 (kW)	≤120
空载电流 (%)	0.10
效率 (cosφ=1) (%)	≥99.74

冷却方式: ODWF  
绝缘水平 (见表 3.1-23)。

表 3.1-23 绝 缘 水 平

测试端	额定操作冲击耐受电压 (峰值, 相对地, kV)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)		额定短时工频耐受电压 (方均根值, kV)	额定长时感应耐受电压 (方均根值, kV)
		全 波	截 波		
800kV 线端	1550	1950	2100	960	693
高压中性点	—	185	—	85	—
18kV 线端		125	140	55	—

- 局部放电量: ≤100pC  
噪声水平: ≤75dB (A) (声压级)

1.7.3 500kV 油浸电力变压器性能参数

GB/T 16274—1996《油浸式电力变压器技术参数和要求 500kV 级》规定的 500kV 油浸式电力变压器性能参数见表 3.1-24~表 3.1-27。

表 3. 1-25 500kV 三相双绕组变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (MVA)	电 压 组 合		联结组 标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	低压 (kV)					
240	525 550	13.8, 15.75	YNd11	150	705	0.25	14
300		13.8, 15.75, 18		175	830	0.25	14
360		15.75, 18, 20		200	950	0.20	14
420		15.75, 18, 20		213	1010	0.20	16
480		15.75, 18, 20		235	1120	0.20	16
600		15.75, 18, 20, 24		310	1410	0.15	16
720		18, 20, 24		360	1620	0.15	16

注 根据使用部门的特殊需要, 高压 550kV 可选 $-2\times 2.5\%$ 分接; 高压 525kV 可选 $\pm 1\times 2.5\%$ 或 $-2\times 2.5\%$ 分接。

表 3. 1-26 500kV 单相自耦三绕组无励磁调压 (中压线端调压) 油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (MVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	阻抗电压 (%)	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	容量分配 (MVA)
	高压 (kV)	中压 (kV)	低压 (kV)						
120	$525/\sqrt{3}$ $500/\sqrt{3}$ $550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$ $\pm 2\times 2.5\%$	15.75	IaOIO	高—中 12	60	245	0.25	120/120/40
167			35		高—低	70	290	0.25	167/167/60
250			36		34~38	100	390	0.20	250/250/80
333			63		中—低 20~22	125	505	0.15	333/333/100
120	$525/\sqrt{3}$ $500/\sqrt{3}$ $550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$ $\pm 2\times 2.5\%$	15.75	IaOIO	高—中 12	60	260	0.25	120/120/40
167			35		高—低	70	310	0.25	167/167/60
250			36		42~46	100	420	0.20	250/250/80
333			66		中—低 28~30	125	540	0.15	333/333/100

表 3. 1-27 500kV 单相自耦三绕组有载调压变压器 (中压线端调压) 油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (MVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	阻抗电压 (%)	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	容量分配 (MVA)
	高压 (kV)	中压 (kV)	低压 (kV)						
120	$525/\sqrt{3}$ $500/\sqrt{3}$ $550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$ $\pm 2\times 2.5\%$	15.75	I, a0, IO	高—中 12	63	250	0.25	120/120/40
167			35		高—低	75	300	0.25	167/167/60
250			36		34~38	105	400	0.20	250/250/80
333			63		中—低 20~22	130	520	0.15	333/333/100
120	$525/\sqrt{3}$ $500/\sqrt{3}$ $550/\sqrt{3}$	$242/\sqrt{3}$ $\pm 2\times 2.5\%$	15.75	I, a0, IO	高—中 12	63	265	0.25	120/120/40
167			35		高—低	75	320	0.25	167/167/60
250			36		42~46	105	430	0.20	250/250/80
333			66		中—低 28~30	130	560	0.15	333/333/100

1.8 普通油浸式电力变压器 (10~330kV 级变压器)

1.8.1 三相油浸式电力变压器损耗水平代号的确定

(1) 8 型三相油浸式电力变压器的空载损耗及负载损耗均符合 GB/T 6451—1999《三相油浸式电力变压器技术参数和要求》中规定, 其中电压等级为 35、66、110kV 的变压器按组 I 规定值。

(2) 9、10、11 型三相油浸式电力变压器的空载损耗及负载损耗标准值以 8 型为基准均有所下降。

(3) 9 型三相油浸式电力变压器负载损耗平均下降 10%; 空载损耗下降幅度与电压等级有关: 35kV 及以下电力变压器空载损耗平均下降 10%, 66kV 及以上电力变压器空载损耗平均下降 5%。

(4) 10 型三相油浸式电力变压器负载损耗平均下降



15%；35kV 及以下电力变压器空载损耗平均下降 20%，66kV 及以上电力变压器空载损耗平均下降 15%。

(5) 11 型三相油浸式电力变压器负载损耗平均下降 15%；35kV 及以下电力变压器空载损耗平均下降 30%，66kV 及以上电力变压器空载损耗平均下降 25%。

1.8.2 三相油浸式配电变压器性能参数

其负载损耗标准值相同，仅空载损耗标准值有所不同，具体见表 3.1-28。

表 3.1-28 9、10、11 型三相油浸式配电变压器性能参数表

额定容量 (kVA)	空载损耗 (W)			负载损耗 (75℃, W)
	9 型	10 型	11 型	
30	130	110	100	600
50	170	150	130	870
63	200	180	150	1040
80	250	200	180	1250
100	290	230	200	1500
125	340	270	240	1800

续表

额定容量 (kVA)	空载损耗 (W)			负载损耗 (75℃, W)
	9 型	10 型	11 型	
160	400	310	280	2200
200	480	380	340	2600
250	560	460	400	3050
315	670	540	480	3650
400	800	650	570	4300
500	960	780	680	5150
630	1200	920	810	6200
800	1400	1120	980	7500
1000	1700	1320	1150	10 300
1250	1950	1560	1360	12 000
1600	2400	1880	1640	14 500

1.8.3 标准规定的油浸式电力变压器性能参数

标准规定的油浸式电力变压器性能参数见表 3.1-29～表 3.1-55。

表 3.1-29 30～1600kVA/10kV 双绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)					
30	6 6.3 10 10.5 11	±5	0.4	Yyn0	0.14	0.80	2.8	4.0
50				Yyn0 Dyn11 Yzn11	0.19	1.15/1.25	2.5/2.7	
63					0.22	1.40/1.50	2.4/2.6	
80					0.25	1.65/1.80	2.2/2.4	
100					0.29	2.00/2.15	2.1/2.3	
125					0.34	2.45/2.55	2.0/2.2	
160					0.39	2.85/3.10	1.9/2.1	
200					0.47	3.50/3.60	1.8/2.0	
250					0.57	4.00/4.10	1.7/1.9	
315					0.68	4.80/4.90	1.6/1.8	
400					0.81	5.80/6.00	1.5/1.7	
500					0.97	6.90/7.15	1.4/1.6	
630				Yyn0 Dyn11	1.15	8.10/8.50	1.3/1.5	4.5
800					1.40	9.90/10.40	1.2/1.4	
1000					1.65	11.60/12.20	1.1/1.3	
1250					1.95	13.80/14.50	1.0/1.2	
1600					2.35	16.50/17.30	0.9/1.1	

注 1. 表中斜线上方的数值为 Yyn0 联结组变压器用，斜线下方的数值为 Dyn11 或 Yzn11 联结组变压器用。  
2. 根据要求，变压器的高压分接范围可为±2×2.5%。  
3. 根据使用部门要求可提供低压为 0.69kV 的变压器。

表 3.1-30 630~6300kVA/10kV 双绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)					
630	6 6.3 10 10.5 11	±5	3 3.15 6.3	Yd11	1.15	8.10	1.3	4.5
800					1.40	9.90	1.2	5.5
1000					1.65	11.60	1.1	
1250					1.95	13.80	1.0	
1600					2.35	16.50	0.9	
2000					2.80	19.80	0.9	
2500					3.30	23.00	0.8	
3150					3.90	27.00	0.8	
4000	10				4.80	32.00	0.7	
5000	10.5				5.70	36.70	0.7	
6300	11				6.80	41.00	0.6	

注 根据要求, 变压器的高压分接范围可为 $\pm 2 \times 2.5\%$ 。

表 3.1-31 200~1600kVA/10kV 双绕组有载调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)					
200	6 6.3 10	±4×2		Yyn0 Dyn11	0.47	3.40/3.60	1.8/1.9	4.0
250					0.57	4.00/4.10	1.7/1.8	
315					0.68	4.80/4.90	1.6/1.7	
400					0.81	5.80/6.00	1.5/1.6	
500					0.97	6.90/7.15	1.4/1.5	
630					1.24	8.5	1.3	4.5
800					1.51	10.40	1.2	
1000					1.77	12.20	1.1	
1250					2.08	14.50	1.0	
1600					2.66	17.30	0.9	

注 1. 根据使用部门需要, 可提供高压绕组为 10.5kV 及 11kV。

2. 表中斜线上方的数值为 Yyn0 联结组变压器用; 斜线下方的数值为 Dyn11 联结组变压器用。

3. 根据使用部门的要求, 可提供低压为 0.69kV 的变压器。

表 3.1-32 50~1600kVA/35kV 双绕组无励磁调压配电变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
50	35	±5	0.4	Yyn0	0.24	0.27	1.35	2.00	2.8	6.5
100					0.34	0.37	2.25	1.80	2.6	
125					0.38	0.42	2.65	1.75	2.5	
160					0.41	0.47	3.15	1.65	2.4	
200					0.48	0.55	3.70	1.55	2.2	
250					0.57	0.64	4.4	1.40	2.0	
315					0.68	0.76	5.30	1.40	2.0	
400					0.82	0.92	6.40	1.30	1.9	
500					0.97	1.08	7.70	1.30	1.9	
630					1.16	1.30	9.20	1.25	1.8	
800					1.39	1.54	11.00	1.05	1.5	
1000					1.65	1.80	13.50	1.00	1.4	
1250					1.96	2.20	16.30	0.85	1.2	
1600					2.37	2.65	19.50	0.75	1.1	

注 1. 根据要求, 变压器的高压分接范围可为 $\pm 2 \times 2.5\%$ 。

2. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。



表 3.1-33 800~31 500kVA/35kV 双绕组无励磁调压电力变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
800 1000 1250 1600 2000 2500	35	±5	3.15 6.3 10.5	YNd11	1.39 1.65 1.96 2.37 2.90 3.50	1.54 1.80 2.20 2.65 3.40 4.00	11.00 13.50 16.30 19.50 21.50 23.00	1.05 1.00 0.90 0.85 0.75 0.75	1.5 1.4 1.3 1.2 1.1 1.1	6.5
3150 4000 5000 6300					4.30 5.15 6.10 7.30	4.75 5.65 6.75 8.20	27.00 32.00 36.70 41.00	0.70 0.70 0.60 0.60	1.0 1.0 0.9 0.9	
8000 10 000 12 500 16 000 20 000 25 000 31 500					10.00 11.80 14.00 17.00 20.10 23.90 28.50	11.50 13.60 16.00 19.00 22.50 26.60 31.60	45.00 53.00 63.00 77.00 93.00 110.00 132.00	0.55 0.55 0.50 0.50 0.50 0.40 0.40	0.8 0.8 0.7 0.7 0.7 0.6 0.6	

注 1. 6300kVA 及以下的变压器的高压分接范围可为±2×2.5%。  
2. 容量 3150kVA 及以上，-5%分接位置为最大电流分接。  
3. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-34 630~63 000kVA/66kV 双绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
630 800 1000 1250 1600 2000 2500	63 66 69	±5	6.3 6.6 10.5 11	Yd11	1.7 2.0 2.4 2.8 3.4 4.0 4.7	2.0 — 2.8 — 3.9 4.6 5.4	8.4 10.0 11.6 14.0 16.5 19.5 23.0	1.40 1.35 1.30 1.30 1.25 1.20 1.10	2.0 — 1.9 — 1.8 1.7 1.6	8
3150 4000 5000				YNd11	5.6 6.6 7.8	6.4 7.6 9.0	27.0 32.0 36.0	1.05 1.00 0.90	1.5 1.4 1.3	
6300 8000 10 000 12 500 16 000 20 000 25 000 31 500 40 000 50 000 63 000					10.0 12.0 14.2 16.7 20.1 23.8 28.1 33.4 40.0 47.2 56.1	11.6 14.0 16.5 19.5 23.5 27.5 32.5 38.5 46.0 55.0 65.0	40.0 47.5 56.0 66.5 81.7 99.0 117.0 141.0 165.5 205.0 247.0	0.85 0.75 0.75 0.70 0.70 0.65 0.65 0.55 0.55 0.50 0.50	1.2 1.1 1.1 1.0 1.0 0.9 0.9 0.8 0.8 0.7 0.7	

注 1. 容量 3150kVA 及以上，-5%分接位置为最大电流分接。  
2. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-35 6300~63 000kVA/66kV 双绕组有载调压变压器油浸式电力变压器技术参数										
额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载电流 (%)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
6300	63	±8×1.25	63 6.6 10.5 11	YNd11	11.00	12.50	40.00	0.90	1.30	9
8000					13.10	15.00	47.50	0.90	1.20	
10 000					15.40	17.80	56.00	0.75	1.10	
12 500					18.10	21.00	66.50	0.70	1.00	
16 000					21.70	25.30	81.70	0.70	1.00	
20 000					25.60	30.00	99.00	0.60	0.90	
25 000					30.10	35.50	117.00	0.60	0.90	
31 500					35.70	42.20	141.00	0.55	0.80	
40 000					42.50	50.50	165.50	0.55	0.80	
50 000					50.10	59.70	205.00	0.50	0.70	
63 000					59.20	71.00	247.00	0.50	0.70	

注 1. 除用户另有要求外，-10%分接位置为最大电流分接。  
2. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-36 6300~120 000kVA/110kV 双绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数										
额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
6300	110 121	±2×2.5	6.3 6.6 10.5 11	YNd11	10.0	11.6	41	0.90	1.1	10.5
8000					12.0	14.0	50	0.85	1.1	
10 000					14.0	16.5	59	0.80	1.0	
12 500					16.5	19.5	70	0.75	1.0	
16 000					20.0	23.5	86	0.70	0.9	
20 000					23.7	27.5	104	0.65	0.9	
25 000					28.0	32.5	123	0.60	0.8	
31 500					33.3	38.5	148	0.55	0.8	
40 000					39.8	46.0	174	0.50	0.7	
50 000					47.0	55.0	216	0.45	0.7	
63 000					55.8	65.0	260	0.40	0.6	
90 000					72.8	85.0	340	0.35	0.6	
120 000					90.2	105.0	422	0.35	0.5	

注 1. 最大电流分接为-5%。  
2. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-37 6300~63 000kVA/110kV 三绕组无励磁调压油浸式电力变压器技术参数											
额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)	
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	升压	降压
6300	110 (1±2×2.5%) 121 (1±2×2.5%)	35 38.5	6.3 6.6 10.5 11	YNyn0d11	12.0	14.0	53	1.00	1.30	高一中 17~18 高一低 10.5 中一低 6.5	高一中 10.5 高一低 17~18 中一低 6.5
8000					14.4	16.6	63	0.95	1.30		
10 000					17.0	19.8	74	0.90	1.20		
12 500					20.0	23.0	87	0.85	1.20		
16 000					24.1	28.0	106	0.80	1.10		
20 000					28.5	33.0	125	0.75	1.10		
25 000					33.7	38.5	148	0.70	1.00		
31 500					40.0	46.0	175	0.65	1.00		
40 000					47.8	54.5	210	0.55	0.90		
50 000					56.5	65.0	250	0.50	0.90		
63 000					67.0	77.0	300	0.50	0.90		

注 1. 高、中、低压绕组容量分配为(100/100/100)%。  
2. 根据需要，联结组标号可为 YNd11y10。  
3. 根据用户需要，中压可选用不同于表中的电压值或设分接头。  
4. 最大电流分接为-5%分接位置。  
5. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。



表 3.1-38 6300~63 000kVA/110kV 双绕组有载调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
6300	110	$\pm 8 \times 1.25$	6 6.6 10.5 11	YNd11	10.9	12.5	41	0.98	1.40	10.5
8000					13.0	15.0	50	0.98	1.40	
10 000					15.7	17.8	59	0.91	1.30	
12 500					18.3	21.0	70	0.91	1.30	
16 000					22.0	25.3	86	0.84	1.20	
20 000					26.0	30.0	104	0.84	1.20	
25 000					30.3	35.5	123	0.77	1.10	
31 500					36.6	42.2	148	0.77	1.10	
40 000					43.9	50.5	174	0.70	1.00	
50 000					51.9	59.7	216	0.70	1.00	
63 000					61.8	71.0	260	0.63	0.90	

- 注 1. 有载调压变压器, 暂提供降压结构产品。  
2. 根据使用部门与制造厂协商, 可提供其他电压组合的产品。  
3. 最大电流分接为-10%分接位置。  
4. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-39 6300~63 000kVA/110kV 三绕组有载调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
6300	110 ( $1 \pm 8 \times 1.25\%$ )	35 38.5	6.3 6.6 10.5 11	YNyn0d11	13.0	15.0	53	1.19	1.70	高一中 10.5 高一低 17~18 中一低 6.5
8000					15.7	18.0	63	1.19	1.70	
10 000					18.5	21.3	74	1.12	1.60	
12 500					21.3	25.2	87	1.12	1.60	
16 000					26.3	30.3	106	1.05	1.50	
20 000					31.1	35.8	125	1.05	1.50	
25 000					36.7	42.3	148	0.98	1.40	
31 500					43.7	50.3	175	0.98	1.40	
40 000					52.3	60.2	210	0.91	1.30	
50 000					61.9	71.2	250	0.91	1.30	
63 000					73.6	84.7	300	0.84	1.20	

- 注 1. 有载调压变压器, 暂提供降压结构产品。  
2. 高、中、低绕组容量分配为(100/100/100)%。  
3. 根据需要, 联结组标号可为 YNd11y10。  
4. 最大电流分接为-10%分接位置。  
5. 根据用户需要, 中压可选不同于表中的电压值或设分接头。  
6. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-40 6300~63 000kVA/110kV 双绕组低压为 35kV 级无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	空载损耗 (kW)		负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)		短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (kV)		组 I	组 II		组 I	组 II	
6300	110 121	$\pm 2 \times 2.5$	35 38.5	YNd11	10.8	12.5	44	1.05	1.50	10.5
8000					13.0	15.0	53	1.05	1.50	
10 000					15.2	17.5	62	0.98	1.40	
12 500					17.8	20.5	74	0.98	1.40	
16 000					21.3	24.5	91	0.91	1.30	
20 000					25.2	29.0	110	0.91	1.30	
25 000					29.6	34.2	129	0.84	1.20	
31 500					35.0	40.5	156	0.84	1.20	
40 000					41.6	48.3	183	0.77	1.10	
50 000					48.8	57.8	227	0.77	1.10	
63 000					57.8	68.3	273	0.70	1.00	

- 注 1. 最大电流分接为-5%分接位置。  
2. 表中所列组 II 数据为过渡标准值。

表 3.1-41 31 500~360 000kVA/220kV 双绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围		联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	低压 (kV)					
31 500	200(1±2× 2.5%) 242(1±2× 2.5%)	6.3	YNd11	37	150	0.77	12~14
40 000		6.6		44	175	0.77	
50 000		10.5		52	210	0.70	
63 000		11		62	245	0.70	
90 000		10.5		82	320	0.63	
120 000		13.8		100	385	0.63	
150 000		11		120	450	0.56	
180 000		13.8		137	510	0.56	
240 000		15.75		170	630	0.49	
300 000		15.75		200	750	0.42	
360 000		18		230	860	0.42	

注 1. 根据需要,也可提供额定容量小于 31 500kVA 的变压器及其他电压组合。  
2. 根据需要,也可提供低压为 35kV 及 38.5kV 的变压器。

表 3.1-42 31 500~240 000kVA/220kV 三绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗(%)	
	高压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)					升 压	降 压
31 500	220(1±2× 2.5%) 242(1±2× 2.5%)	69   121	6.3	YNyn0d11	43	180	0.77	高一中 22~24, 高一低 12~14, 中一低 7~9	高一中 12~14, 高一低 22~24, 中一低 7~9
40 000			6.6		51	210	0.70		
50 000			10.5		60	250	0.63		
63 000			11		71	290	0.63		
			35						
			38.5						
90 000			10.5		92	390	0.56		
120 000			11		113	480	0.56		
			13.8						
			35						
			38.5						
150 000			11		133	570	0.49		
180 000			13.8		152	650	0.49		
240 000			15.75		187	800	0.42		
			35						
			38.5						

注 1. 表中的负载损耗其容量分配为(100/100/100)%,升压结构者其容量分配可为(100/50/100)%,降压结构者其容量分配可为(100/100/50)%或(100/50/100)%。  
2. 根据需要,也可提供额定容量小于 31 500kVA 的变压器,及其他电压组合的变压器。

表 3.1-43 31 500~240 000kVA/220kV 低压为 63kV 级无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	高压分接范围 (%)	低 压 (%)					
31 500	220	±2×2.5		YNd11	41	168	0.98	12~14
40 000					48	196	0.98	
50 000					57	235	0.91	
63 000			63		67	275	0.91	
90 000			66		88	359	0.84	
120 000			69		110	431	0.84	
150 000					129	504	0.77	
180 000					147	571	0.77	
240 000					180	706	0.70	



表 3.1-44 31 500~240 000kVA/220kV 无励磁调压自耦变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组 标号	升压组合			降压组合			短路阻抗 (%)			
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)		空载损耗 (kW)	负载损耗 (kW)	空载电流 (%)	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	升 压	降 压		
31 500	220(1±2 ×2.5%) 242(1±2 ×2.5%)	121	6.6	YNa0d11	27	130	0.63	24	110	0.56	高一中 12~14, 高一低 8~12, 中一低 14~18	高一中 8~10, 高一低 28~34 中一低 18~24		
40 000			10.5		32	160	0.63	29	135	0.56				
50 000			11		37	189	0.56	33	160	0.49				
63 000			13.8		43	224	0.56	39	190	0.49				
90 000			35		54	307	0.49	49	260	0.42				
			38.5											
120 000					10.5		67	378	0.49	60			320	0.42
150 000					11		78	450	0.42	70			380	0.35
180 000					13.8		89	515	0.42	80			430	0.35
240 000					15.75		106	662	0.35	96			560	0.28
		18.35												
		38.5												

注 1. 容量分配: 升压组合为(100/50/100)%, 降压组合为(100/100/50)%。  
2. 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

表 3.1-45 31 500~180 000kVA/220kV 双绕组有载调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围		联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	低压 (kV)					
31 500	220(1±8× 1.25%)	6.3	YNd11	11	150	0.77	12~14
40 000		6.6		19	175	0.70	
50 000		10.5		57	210	0.63	
63 000		11		68	245	0.63	
		35					
		38.5					
90 000		10.5		88	320	0.56	
120 000		11		107	385	0.56	
150 000		35		124	450	0.49	
180 000		38.5		144	520	0.49	

注 低压也可为 66kV 级的产品, 其性能数据另定。

表 3.1-46 31 500~180 000kVA/220kV 三绕组有载调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	容量分配 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)						
31 500	220(1±8× 1.25%)	69	6.3	YNyn0d11	47	180	0.84	100/100/100 100/50/100 100/100/50	高一中 12~14, 高一低 22~24, 中一低 7~9
40 000			6.6		55	210	0.77		
50 000			10.5		66	250	0.70		
63 000			11		77	290	0.70		
			35						
			38.5						
90 000		120	10.5		100	390	0.63		
120 000			11		122	480	0.63		
150 000			35		143	570	0.56		
180 000			38.5		165	700	0.56		

注 1. 表中所列数据为降压结构产品, 也可提供升压结构产品。  
2. 表中的负载损耗其容量分配为(100/100/100)%。  
3. 不推荐采用低压为 6.3、6.6、10.5、11kV。

表 3.1-47                      31 500~240 000kVA/220kV 有载调压自耦变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	容量分配 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)						
31 500	220(1±8× 1.25%)	121	6.3	YNa0d11	28	121	0.63	100/100/50	高一中 8~10, 高一低 28~34, 中一低 18~24
40 000			6.6		33	147	0.63		
50 000			10.5		38	175	0.56		
63 000			11		45	210	0.56		
90 000			35		56	275	0.49		
			38.5						
120 000			10.5		70	343	0.49		
150 000			11		80	406	0.42		
180 000			35		92	466	0.42		
240 000			38.5		110	600	0.35		

注 表中列数据为降压结构产品。

表 3.1-48                      63 000~180 000kVA/220kV 有载调压自耦变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	容量分配 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)						
63 000	220(1±8× 1.25%)	121	6.3	YNa0d11				100/100/50	高一中 8~10, 高一低 28~34, 中一低 18~24
90 000			6.6		46	190	0.63		
120 000			10.5		56	260	0.56		
			11		71	320	0.56		
			35						
			38.5						
150 000			10.5		83	380	0.49		
180 000			11		94	435	0.42		
			35						
			38.5						

注 1. 表中所列数据为降压结构产品。  
2. 不推荐采用低压为 6.3、6.6、10.5、11kV。

表 3.1-49                      90 000~360 000kVA/330kV 双绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围		联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压(kV)	低压(kV)					
90 000	363(1±2× 2.5%) 345(1±2× 2.5%)	10.50	YNd11	90	303	0.60	14~15
120 000		13.80		112	375	0.60	
150 000		15.75		133	445	0.55	
180 000		18.00		153	510	0.55	
240 000		20.00		190	635	0.50	
360 000				260	890	0.50	

注 根据使用部门的需要, 低压可选择表中任一电压。

表 3.1-50                      90 000~240 000kVA/330kV 三绕组无励磁调压变压器油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)	容量分配 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)						
90 000	330(1±2× 2.5%) 345(1±2× 2.5%)	121		YNyn0d11	102	370	0.65	高一中 24~26, 高一低 14~15, 中一低 8~9	100/100/100
120 000			10.50		127	460	0.65		
150 000			13.80		156	545	0.60		
180 000			15.75		172	625	0.60		
240 000					213	775	0.55		

注 1. 表中所给参数为升压结构变压器用。  
2. 升压结构变压器其容量分配可为(100/50/100)%。  
3. 根据需要, 可提供降压结构的变压器, 短路阻抗: 高一低为 24%~26%; 高一中为 14%~15%; 中一低为 8%~9%。其容量分配可为 (100/100/50)%或(100/50/100)%。  
4. 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。



表 3.1-51 90 000~360 000kVA/330kV 无励磁调压自耦变压器（串联绕组调压）油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)	容量分配 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)						
90 000	330 (1±2× 2.5%)	121		YNa0d11	60	290	0.5	高一低	100/100/30
120 000			10.50		75	360	0.5	24~26,	
150 000			11		80	426	0.45	高一中	
180 000			35		102	489	0.45	10~11,	
240 000			38.5		127	607	0.40	中—低	
360 000					172	824	0.40	12~14	

注 1. 表中所给参数为降压结构用。  
 2. 根据需要，可提供升压结构变压器，短路阻抗：高一低为 10%~11%；高一中为 24%~26%；中—低为 12%~14%。  
 3. 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

表 3.1-52 90 000~360 000kVA/330kV 有载调压自耦变压器（串联绕组末端调压）油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)					
90 000	330 (1±8× 1.25%) 345 (1±8× 1.25%)	121		YNa0d11	63	290	0.55	高一中
120 000			10.50		78	360	0.55	10~11,
150 000			11		92	426	0.50	高一低
180 000			35		105	489	0.50	24~26,
240 000			38.5		130	607	0.45	中—低
360 000					176	824	0.45	12~14

注 1. 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。  
 2. 容量分配：(100/100/30)%。  
 3. 高压绕组中性点为有效接地。  
 4. 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

表 3.1-53 90 000~360 000kVA/330kV 有载调压自耦变压器（中压线端调压）油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)					
90 000	330	121 (1±8× 1.25%)		YNa0d11	65	310	0.55	高一中
120 000			10.50		81	385	0.55	10~11,
150 000			11		95	455	0.50	高一低
180 000			35		109	522	0.50	26~28,
240 000			38.5		135	648	0.45	中—低
360 000					183	878	0.45	16~17

注 1. 110kV 级线端有载调压，高压绕组中性点有效接地。  
 2. 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。  
 3. 容量分配为 (100/100/30)%。  
 4. 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

表 3.1-54 90 000~360 000kVA/330kV 无励磁调压自耦变压器（中压线端调压）油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)					
90 000	330	242 (1±2×2.5%)		YNa0d11	31	326	0.40	高一中
120 000			10.50		38	404	0.35	10~11,
150 000			11		45	478	0.30	高一低
180 000			35		52	548	0.30	135~140,
240 000			38.5		65	680	0.25	中—低
360 000					88	928	0.25	125~130

注 1. 高压绕组中性点为有效接地。  
 2. 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。  
 3. 容量分配：(100/100/30)%。  
 4. 表中短路阻抗为 100%额定容量时的数值。

表 3.1-55 90 000~360 000kVA/330kV 有载调压自耦变压器（中压线端调压）油浸式电力变压器技术参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (kW)	负载损耗 (75℃, kW)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高 压 (kV)	中 压 (kV)	低 压 (kV)					
90 000	330 345 363	242 (1±8×1.25%) 230 (1±8×1.25%) 242 (1±4×1.25%) 230 (1±4×1.25%)	10.50 11 35 38.5	YNa0d11	34	326	0.40	高一中
120 000					42	404	0.35	10~11,
150 000					49	478	0.30	高一低
180 000					56	548	0.30	135~140,
240 000					70	680	0.25	中—低
360 000					95	928	0.25	125~130

注 1. 220kV 级线端有载调压，高压绕组中性点为有效接地。  
2. 表中所列数据为降压结构产品，也可提供升压结构产品。  
3. 容量分配：(100/100/30)%。  
4. 表中短路阻抗为 100% 额定容量时的数值。

1.9 换流变压器

从 20 世纪 50 年代起，高压直流输电有了显著的发展。瑞典及苏联等国相继投入了电压为 100kV 和 200kV、输送容量为 10~20MW 的高压直流输电线路。此后，由于换流技术，特别是晶闸管换流装置技术的进步，从 20 世纪 60 年代起，国外在高压和超高压直流远距离输电方面，有了更大的发展。

在我国，直流输电的建设始于 20 世纪 70 年代，当时依靠国产设备建设了舟山群岛的跨海直流工程，其电压为 ±100kV，容量为 50MW。20 世纪 80 年代建设了 ±500kV 的葛洲坝—上海直流输电工程，其输送容量最大为 1200MW，主要设备全部依赖进口。到了 20 世纪 90 年代中期，随着三峡工程的建设以及“西电东送”的要求，我国又先后建设了天生桥—广州，三峡—常州，三峡—广东，贵州—广东以及河南灵宝的“背靠背”等直流输电工程。

换流变压器是直流输电系统中的关键设备之一，在整流侧换流变压器主要是提供特殊要求的电源，通过换流器将交流网路的电能转换为高压直流电能，通过高压直流输电线路传输，在逆变侧换流变压器则反过来将直流电能通过换流器转换为交流电能，并通过换流变压器转换为正常交流正弦电压，送到其他输电网路。

换流变压器的总体结构可以是三相三绕组式、三相双绕组式、单相双绕组式和单相三绕组式四种。不同结构型式换流变压器与阀桥的连接示意图见图 3.1-49。

采用何种结构型式的换流变压器，应根据换流变压器交流侧及直流侧的系统电压要求、变压器的容量、运输条件以及换流站布置要求等因素进行全面考虑决定。

对于中等额定容量和电压的换流变压器，一般选用三相变压器。其优点是减少材料用量、减少换流站中变压器总的占地空间及损耗，特别是空载损耗。对应于 12 脉动换流变压器的两个脉动换流桥，一般采用两台三相变压器，其阀侧输出电压彼此保持 30° 的相角差，网侧绕组为 Y 联结，而阀侧绕组，一台为 Y 联结，另一台 D 联结。

容量较大的换流变压器通常为单相结构，根据运输条件可采用双绕组或三绕组型式。在运输条件允许时采用单相三绕组变压器，这种型式的变压器带有一个交流网侧绕组和两个阀侧绕组，阀侧绕组经阀侧套管引出后分别用于三相 Y 联结和 D 联结。两个阀侧绕组具有相同的额定容量和运行参数（如阻抗），线电压之比为  $\sqrt{3}$ ，相角差为 30°。

高压大容量直流输电系统采用单相三绕组换流变压器组

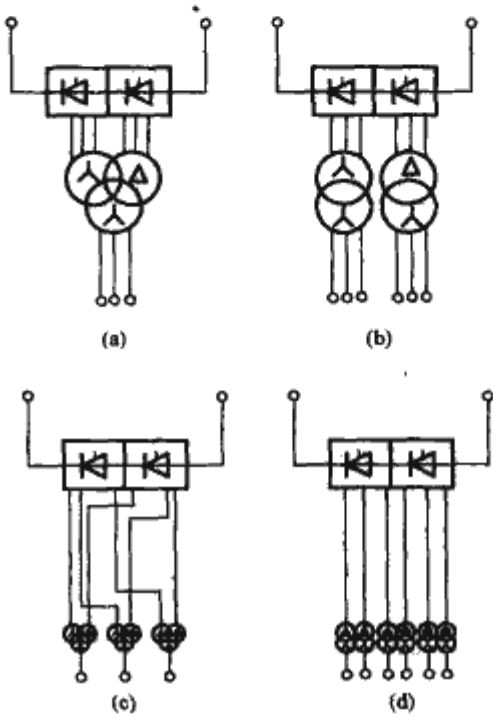


图 3.1-49 换流变压器结构型式示意图  
(a) 三相三绕组；(b) 三相双绕组；  
(c) 单相三绕组；(d) 单相双绕组

相对于采用单相双绕组来说具有少的铁心、油箱、套管及有载调压开关，因此原则上采用三相变压器绕组更经济、可靠。但三绕组变压器的运输质量约为单相双绕组的 1.6 倍。

图 3.1-50 为单相三绕组换流变压器外形图。

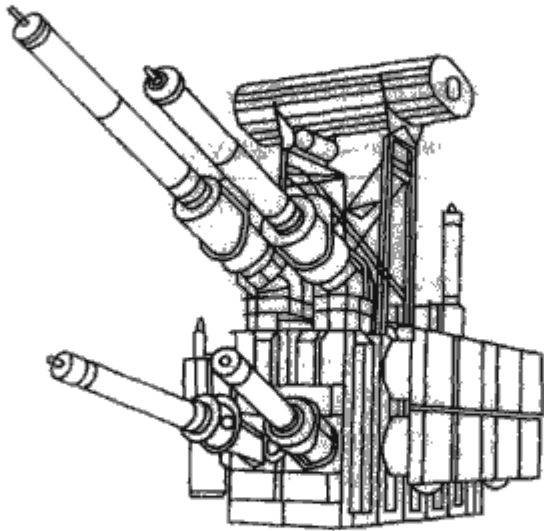


图 3.1-50 大型单相三绕组换流变压器外形图

虽然换流变压器和普通电力变压器的结构基本相同，但由于换流变压器阀侧绕组与换流器连接，阀侧绕组端子上的



电位取决于其任一时刻导通阀的组合情况,要同时承受交流电压和直流电压的作用。另外,换流变压器的工况与换流器换相所造成的非线性密切相关,所以换流变压器的设计、制造和运行应特别注意到其特点,例如:绝缘、短路阻抗、谐波、直流偏磁、有载调压和试验等。

1.10 组合式变压器

组合式变压器是将变压器器身、开关设备、熔断器、分接开关及相应辅助设备组合的变压器。其形状一般为“品”字形。前部为接线柜,高压面板上布置着高压端子、高压负荷开关、插入式熔断器、高压分接开关等高压件;低压面板上布置着低压端子、油位计、油温计、压力表、泄压阀等。后部为油箱及散热部分,变压器器身及高、低压部件等均放置在油箱内。由于高、低压元件等采用油绝缘,缩小了绝缘距离,使整体体积缩小。

组合式变压器的高、低压套管安装在侧面,由一个固定在变压器侧面的金属箱子封住。将高压负荷开关、熔断器安装在变压器油箱内,用橡胶电缆头将电缆插入高压出线端子上,在电缆头上另装避雷器。低压侧只安装 4 个端子,通过电缆引至另外一处低压配电室,该低压室装有低压开关保护。由于高压供电简化,无电压、电流互感器,低压屏另外设置,这样体积非常小。

由于低压无配电屏,组合式变压器在国内的使用受限,只能用于户外场地小、而又另有低压配电室的场所。组合式变压器均不设计量柜,计量柜设在用户处。

组合式变压器的结构:

(1) 组合式变压器绕组与熔断器的联结方式。为了适应我国 10kV 电网中性点不接地的要求,组合式变压器绕组与熔断器有两种联结方式。一种是采用将熔断器与变压器高压绕组串联构成一相,并以此为单元构成“D”结,即可解决故障相不干扰其他相供电的问题。但若健全相继续运行,如旁路内的磁通饱和,其波形会发生畸变,从而影响供电质量。另一种方法是将熔断器布置在“D”结的外边,当低压侧发生短路时会有两个熔断器熔断,低压侧的 3 个相都无电压,不存在单相运行问题,相当于三相同步断开。

(2) 负荷开关。油浸式高压负荷开关,具有弹簧操动机构,可完成负载的开断和闭合操作。

(3) 熔断器。组合式变压器采用后备限流熔断器和斜插式熔断器两级熔断保护。当组合式变压器本身发生故障时后备限流熔断器动作,对高压线路进行保护。而斜插式熔断器承担过载电流故障及变压器二次侧故障的保护作用,考虑更换熔丝方便,斜插式熔断器很容易从插座中取出。

选取熔丝要注意:空载合闸时,熔丝不熔断;而发生故障时,熔丝必须熔断。

(4) 套管。组合式变压器的高压进线由地下电缆通过肘形电缆头来完成,肘形电缆头由肘形连接头、负载插头及套管护套 3 部分组成。负载插头在 10kV 电压下具有开断和闭合 200A 负载电流的能力,也就是具有单相隔离开关及负荷开关的功能。其外表涂有半导体屏蔽层,能够可靠接地,使柜体不带电,保证了操作者的安全。该肘形电缆分为单通和双通两种,单通时直接与地下电缆相连,接入高压电网;双通时一头引入电压,另一头插入避雷器,起到防雷的作用。

(5) 避雷器。分为内置式和外置式两种。内置式避雷器是放在油箱内部高压进线处或调压绕组两端。

(6) 其他元件。组合式变压器中还要安装无励磁分接开关、油位计、压力表、温度表、泄压阀等元件。还可安装低

压空气断路器、二次侧计量、补偿等装置。一般油箱外另装低压出线仓,仓内有空间可按要求而加装保护装置与测量仪表。所有带电部位都在箱内,无裸露带电部分。

1.11 非晶合金铁心变压器

用来制造非晶合金铁心配电变压器的非晶合金是一种厚度极薄,仅 0.025mm 厚的非晶导磁材料,其磁滞损耗和涡流损耗都明显低于晶粒取向硅钢片。因此,非晶合金铁心配电变压器的空载损耗较 S11 型配电变压器的空载损耗降低 60% 以上(表 3.1-56 为 JB/T10318—2002 规定的 SH15 型油浸式非晶合金铁心配电变压器的性能参数)。非晶合金带材仅有 142、170、213mm 三种宽度,且比较脆,难以剪切,一般是以边缘剪切处加温而获得良好的剪切面。因此,非晶合金铁心均采用长方形截面、下铁轭部分有交错布置接缝的卷铁心结构。一般三相变压器的卷铁心采用四框五柱式结构(见表 3.1-2)。SH15 型 30~2500kVA 油浸式非晶合金铁心配电变压器的性能参数见表 3.1-56。

表 3.1-56 SH15 型 30~2500kVA 油浸式非晶合金铁心配电变压器的性能参数

额定容量 (kVA)	电压组合及分接范围			联结组标号	空载损耗 (W)	负载损耗 (75℃, W)	空载电流 (%)	短路阻抗 (%)
	高压 (kV)	高压分接范围 (%)	低压 (kV)					
30	6 6.3 10 10.5 11	±5 ±2×2.5	0.4	Dyn11	33	600	1.70	4.0
50					43	870	1.30	
63					50	1040	1.20	
80					60	1250	1.10	
100					75	1500	1.00	
125					85	1800	0.90	
160					100	2200	0.70	
200					120	2600	0.70	
250					140	3050	0.70	
315					170	3650	0.50	
400					200	4300	0.50	4.5
500					240	5150	0.50	
630					320	6200	0.30	
800					380	7500	0.30	
1000					450	10 300	0.30	
1250					530	12 000	0.20	5
1600					630	14 500	0.20	
2000					750	17 400	0.20	
2500					900	20 200	0.20	

三相非晶合金铁心配电变压器容量较大时,由于受到非晶合金带材宽度的限制,一般用 8 个卷铁心叠放在一起的结构,用这种叠放式结构,可使非晶合金铁心三相配电变压器单台容量达到 2500kVA。

在国内,对于三相四框五柱式非晶合金配电变压器的联结组应采用 Dyn 联结。当变压器一次绕组采用 D 联结时,三次谐波电流在一次绕组三角形内构成回路,并按同一方向流动。由于空载电流中有三次谐波分量,因此无论磁通的波形还是相应在一、二次绕组上的感应电动势都接近于正弦波。



高压绕组采用多层圆筒式结构，低压采用双层、四层圆筒式或箔式结构。高低压绕组均为长方形，长宽比的选择应使导线平均匝长与非晶合金重量为最优参数。

由于非晶合金的压力敏感性，非晶合金铁心在受压后空载损耗会增大，一般将绕组支撑在单独的绕组支撑系统上。

1.12 高燃点油变压器

1.12.1 高燃点油变压器的应用

近年来，随着经济的快速发展和城网改造的深入，人们对变压器可靠性要求越来越高。配电系统的进一步改造，使配电变压器深入居民用电中心。在城市住宅小区、机场、地铁、商业大厦等用电负荷高的场所，人们越来越关注防火安全问题。传统变压器油燃点低，防火性能差，不能适合这种需要，在许多地方干式变压器取代了油浸变压器。干式变压器虽然具备防火阻燃特性，能够起到防火作用，但它不能适应比较恶劣的环境，并且成本比较高。高燃点油变压器成本低于干式变压器，因其器身不外露，从运行安全角度来说高于干式变压器。高燃点油的最大特征就是燃点高，能将火灾降至最低点。其电气性能基本上不低于常规变压器油，比热和热传导性能比常规油低，对环境无污染，可再循环利用。但其黏度较高、流动性差，不利于变压器散热，并且价格较常规变压器油高。

1.12.2 高燃点油变压器特点

- (1) 因为耐高温，可以承受更高的负载而结构更为紧凑，成本较干式变压器低。与常规油浸式变压器相比，缩小了变压器与周围建筑物的安全距离，节省了占地空间。
- (2) 高燃点油与常规变压器油一样，可回收利用。
- (3) 高燃点油因其燃点高可保证过载运行时安全。
- (4) 高燃点油无毒，没有 SF<sub>6</sub> 可能泄漏产生的危害及处理报废 SF<sub>6</sub> 会产生的毒气。

1.12.3 高燃点油使用时应注意的问题

- (1) 设计变压器时应注意温升及散热的问题。由于高燃点油具有比较黏稠、流动速度缓慢的特性，所以在设计中要改善绕组及器身的散热条件，尽量减小油流阻力，提高散热能力。
- (2) 高燃点油混入普通变压器油后，燃点会下降。

1.13 地下式变压器

由于地下变压器安装在地坑中，适合人口密集的中心城市，适合街道、高速公路、桥梁、隧道、停车场、机场、港口、旅游景点等的照明和动力系统。高低压进出口线采用防水全密封、全绝缘、全屏蔽的接线方式和箱体外壳采用全密封、防腐不锈钢制作。地下式变压器的技术指标以国家标准为主，电压等级高压为 6kV/10kV，低压 0.4kV，额定频率为 50Hz，额定容量为 30~1600kVA。除应符合 GB 1094.1、GB 1094.5 和 GB/T 6451、JB/T 10217 标准的规定外，还应符合以下要求：

- (1) 地下式变压器油箱应密封良好，可采用电缆出线等方法，以满足产品浸水试验的要求。
- (2) 地下式变压器运行的环境温度一般允许比正常环境温度高 10℃，特殊的运行环境温度应由制造单位与用户协商确定。
- (3) 地下式变压器各部位的温升限值一般要求比常规产品的相应值低 5℃，特殊的温升限值应由制造单位和用户协商确定。
- (4) 地下式变压器油箱或箱体外部及所有裸露金属零部件因长期处于恶劣环境，故这些部件外部应涂有防腐剂或由

防腐材料制成，表面应平整光滑。

- (5) 地坑可根据地下式变压器额定容量的大小，其四周可留有适当空间设置排水设施，其盖可设置通风孔和入孔，以便于散热和监视运行情况。
- (6) 油箱机械强度：50kPa 不允许变形，98kPa 不允许开裂。

2 特种变压器

2.1 干式变压器

2.1.1 用途和特点

铁心和绕组不浸在绝缘液体中的变压器称为干式变压器。干式变压器主要用在防火要求较高的场所，例如高层建筑、地铁、机场、电厂、煤矿井下及交易大厅等。小容量、低电压的特种变压器，为了便于制造和维护，也做成干式。

干式变压器按绕组、外壳和绝缘材料的温度等级分类。

- (1) 按绕组分类。分为包封绕组的干式变压器和非包封绕组的干式变压器两类。有一个或几个绕组用固体绝缘包封起来的干式变压器称为包封绕组的干式变压器；任何绕组均没有用固体绝缘包封起来的干式变压器称为非包封绕组的干式变压器。

- (2) 按外壳分类。分为密封型、全封闭型、封闭型和非封闭型干式变压器。密封型干式变压器带有密封型保护外壳，壳内充以空气或某种气体，如六氟化硫（SF<sub>6</sub>），其外壳的密封性能使壳内外的气体不发生交换。全封闭型干式变压器，带有全封闭型外壳，壳内外的空气能发生交换，但外界空气不能以循环方式冷却铁心和绕组。封闭型干式变压器，带有封闭型外壳，外界空气能够以循环方式冷却铁心和绕组。非封闭型干式变压器，不带外壳，外界空气能够以循环方式冷却铁心和绕组。

- (3) 按绝缘材料的温度等级分类。分为 A 级、E 级、B 级、F 级、H 级和 C 级绝缘干式变压器六类。表 3.1-57 列出了各温度等级绝缘材料的最高允许温度。

表 3.1-57      各温度等级绝缘材料的最高允许温度

温度等级	A	E	B	F	H	C
最高允许温度（℃）	105	120	130	155	180	220

目前最常见的是 B 级、F 级和 H 级干式变压器。  
干式变压器的使用条件、绝缘介质均不同于油浸式变压器，用于一般配电网和工业系统的干式变压器，其耐压标准（气体绝缘式除外）见表 3.1-58。

表 3.1-58      干式变压器耐压试验值      kV

额定电压	设备最高工作电压	工频 1min 试验电压	额定雷电冲击耐受电压峰值	
			I	II
≤1	≤1.1	3	—	—
3	3.5	10	20	40
6	6.9	20	40	60
10	11.5	28	60	75
15	17.5	38	75	95
20	23	50	95	125
35	40.5	70	145	170

- 注    1. 系列 I 适用于不接到架空线路上的变压器，系列 II 适用于系列 I 以外的其余变压器。  
      2. 包封绕组式的工频试验电压持续时间为 5min。  
      3. 气体绝缘式的试验电压与油浸式变压器的相同。



不同绝缘耐热等级干式变压器在额定使用条件下各部分的温升限值见表 3. 1-59。

表 3. 1-59 干式变压器温升限值

变压器的部位		温 升 (K)	测量方法	性能参数的 参考温度 (℃)
绕组	A	60	电阻法	80
	E	75		95
	B	80		100
	F	100		120
	H	125		145
	C	150		170
铁心表面及 结构零件表面		不超过所接触绝缘材 料的允许限值	温度计法	

干式变压器若装上有载分接开关，也可以做成有载调压干式变压器。

根据 GB 20052—2006《三相配电变压器能效限定值及节能评价》给出了干式配电变压器能效限定值和目标能效限定值及节能评价，见表 3. 1-60 和表 3. 1-61。

表 3. 1-60 干式配电变压器能效限定值

额定容量 (kVA)	损 耗 (W)				短路阻抗 (%)
	空 载	负 载			
		B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)	
30	220	710	750	800	4
50	310	990	1060	1150	
80	420	1370	1460	1570	
100	450	1570	1670	1790	
125	530	1840	1960	2100	
160	610	2120	2250	2420	
200	700	2510	2680	2870	
250	810	2750	2920	3140	
315	990	3460	3670	3950	
400	1100	3970	4220	4530	
500	1310	4860	5170	5540	6
630	1510	5850	6220	6660	
630	1460	5940	6310	6770	
800	1710	6930	7360	7900	
1000	1990	8100	8610	9270	
1250	2350	9630	10 260	10 980	
1600	2760	11 700	12 420	13 320	
2000	3740	14 400	15 300	16 470	
2500	4500	17 100	18 180	19 530	

表 3. 1-61 干式配电变压器目标能效限定值和节能评价

額定容量 (kVA)	損 耗 (W)				短路阻抗 (%)
	空 載	負 載			
		B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)	
30	220	710	750	800	4
50	310	990	1060	1150	
80	420	1370	1460	1570	

续表

额定容量 (kVA)	损 耗 (W)				短路阻抗 (%)
	空 载	负 载			
		B (100℃)	F (120℃)	H (145℃)	
100	450	1570	1670	1790	4
125	530	1840	1960	2100	
160	610	2120	2250	2420	
200	700	2510	2680	2870	
250	810	2750	2920	3140	
315	990	3460	3670	3950	
400	1100	3970	4220	4530	
500	1310	4860	5170	5540	
630	1510	5850	6220	6660	6
630	1460	5940	6310	6770	
800	1710	6930	7360	7900	
1000	1990	8100	8610	9270	
1250	2350	9630	10 260	10 980	
1600	2760	11 700	12 420	13 320	
2000	3740	14 400	15 300	16 470	
2500	4500	17 100	18 180	19 530	

2. 1. 2 结构特征

干式电力变压器的铁心相对于油浸式变压器的铁心而言，属于中小型铁心结构型式范围，结构基本上与油浸式变压器相同。对于 A 级和 B 级绝缘的干式变压器，如果其铁心所采用的绝缘件也是 A 级和 B 级，那么铁心中通常要设置气道。F 级、H 级和 C 级干式变压器的铁心中可不设置气道。

干式变压器绕组的结构基本与油浸式变压器绕组的结构相同。小容量干式变压器的绕组通常采用圆筒式，较大容量干式变压器绕组通常采用饼式。绕组的压紧结构通常采用压钉和压板。

干式变压器引线的导电材料与油浸式变压器相同，低压引线通常采用铜母线，高压引线通常采用圆铜棒或电缆，引线用绝缘子固定在夹件上。无励磁调压干式变压器的分接线通常引到接线板上，接线板可以用弯板固定在上下夹件上，亦可用长垫块固定在高压绕组上。

2. 1. 3 试验

干式变压器的试验要求与油浸式变压器的相同。

包封绕组式变压器还要做局部放电测量。先预加 1. 5U<sub>m</sub>、持续时间 30min，继续加 1. 1U<sub>m</sub>、持续时间 3min，并测量局部放电量。对用于中性点接地系统的变压器，U<sub>m</sub>指设备最高工作线对地电压，测量时中性点接地；对用于中性点不接地系统的变压器，U<sub>m</sub>指设备最高工作线对线电压，测量时另一线接地。

干式变压器的温升试验可以取一台用直接负载法做，取两台（相同规格）用相互负载法做，也可以取一台用模拟负载法做。

用模拟负载法时，绕组温升用前后两次温升试验的结果进行换算：额定电压空载损耗下的绕组稳定温升 Δθ<sub>c</sub> 和额定电流短路损耗下的绕组稳定温升 Δθ<sub>c</sub>。额定工作条件下的绕组温升 Δθ<sub>c</sub> 为

$$\Delta\theta_c = \Delta\theta_c \left[ 1 + \left( \frac{\Delta\theta_c}{\Delta\theta_c} \right)^{1.25} \right]^{0.8} \quad (3. 1-33)$$

2.1.4    使用维护

干式变压器的安装场所应保持良好的通风，在使用中应保持清洁，外壳和铁心应接地良好。干式变压器应有过电压保护措施。非气体绝缘式的干式变压器应定期停电检查，用干布擦净外露部位，并用压缩空气（0.15~0.2MPa）吹净通风道。压缩空气的流动方向应与变压器运行时空气的流动方向相反。变压器绕组对地的绝缘电阻一般应不低于每千伏额定电压 2MΩ（25℃时）。气体绝缘的干式变压器应定期检查气体年泄漏率。

干式变压器（非气体绝缘）在应急情况下允许的最大短时过载时间可参考表 3.1-62。

表 3.1-62      最大短时过载时间参考值

过载（%）	20	30	40	50	60
允许时间（min）	60	45	32	18	5

2.2    整流变压器

2.2.1    用途与特点

变流是整流、逆变和变频三种工作方式的总称。整流是其中应用最为广泛的一种。工业用直流电源大部分是由交流电网经过整流而得到的，整流设备由整流变压器与硅整流器组成。就变压器而言，整流和逆变并无多大差异，本节主要介绍为硅整流器提供电源的整流变压器。

整流变压器的一次侧接交流电网，称为网侧；二次侧接硅整流器，称为阀侧。整流变压器不同于电力变压器之处在于：

（1）电流波形不是正弦波。由于整流器各臂在一个周期内轮流导通，流经整流臂的电流波形为断续的近似矩形波，所以整流变压器各相绕组中的电流波形也不是正弦波。图 3.1-51 所示为三相桥式 Yy 联结时的电流波形。用晶闸管整流时，延迟角越大，电流中谐波成分也越大，使涡流损耗增大。

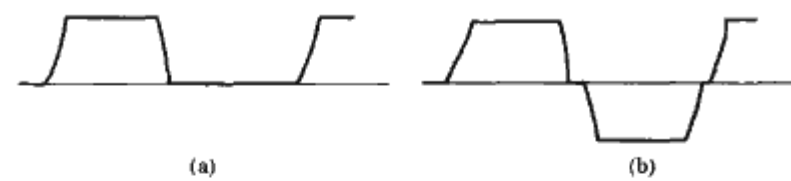


图 3.1-51    三相桥式 Yy 联结时的电流波形  
（a）桥臂中的电流；（b）网侧和阀侧绕组中电流

（2）根据整流装置的要求，整流变压器阀侧有多种特殊的联结法。各种不同整流变压器的用途和特点见表 3.1-63。

表 3.1-63      整流变压器的用途和特点

序号	用    途	特    点
1	电化学用（用于电解法制取铝、镁及其他金属；电解食盐水以制取氯、碱；电解水以制取氢等；也用于石墨化电炉）	（1）低电压、大电流，阀侧直流电流可达 100kA 以上，直流电压不超过 1200V （2）电解负载是连续而恒定的。为了保持电解槽电流恒定，可用有载调压、饱和电抗器调压和稳流或晶闸管调压。调压范围：食盐水电解时为 60%~105%，铝电解时为 10%~105%
2	牵引用  用于矿山、城市电机车的直流电网供电  用于电气化铁道的干线电机车	（1）采用无励磁调压，调压范围±5% （2）负载变化幅度大，存在经常性的短期过载，所以额定负载下的温升限值取得低 （3）阀侧接架空线，短路故障机会多，因此要求增大阻抗  （1）变压器为单相，用于单相整流电路 （2）用晶闸管调压 （3）变压器外形尺寸要适合于装在电机车上 （4）二次侧有两个以上绕组，分别供给电动机的电枢、励磁和其他用途
3	传动用（用于电力传动中的直流电动机供电）	（1）阀侧有时要求有两个绕组，分别供给正、反向传动或正向传动、反向制动 （2）用晶闸管调压
4	直流输电用	（1）电压高，容量大 （2）对地绝缘交直流高压叠加，需特别考虑
5	电镀用电加工用	（1）电压低，电流大，阀侧直流电压自数伏至数十伏 （2）一般为晶闸管调压
6	同步电机励磁用	（1）要求强励磁时能短期过载 （2）晶闸管调压
7	蓄电池充电、浮充电用	（1）小容量做成单相，此时在反电动势作用下，因导通角减小，绕组电流有效值加大 （2）由晶闸管或单独的调压器调压
8	用于绕线转子异步电动机的串级调速	经常在逆变方式下运行
9	静电除尘用	电压高，电流小，变压器的结构与高压试验变压器相仿

2.2.2    主要技术参数和要求

（1）联结法。整流变压器网侧绕组的联结法与电力变压器相同。阀侧绕组则根据整流电路的电联结方式而有许多特殊的联结法，表 3.1-64 所列为常用的整流电路联结方式和相应的阀侧绕组联结法。表中  $U_{di}$  为理想空载直流电压， $I_d$  为额定直流电流， $P_d$  为额定直流输出功率。

表 3.1-64      常用的整流电路电联结方式

序号	1	2	3	4	5
电联结方式	单相全波	单相桥式	双 Y 带平衡电抗器	三相桥式	Y/d 并联六相桥带平衡电抗器
网侧绕组相数	1	1	3	3	3
阀侧绕组相数	2	1	2×3	3	2×3
网侧绕组联结法	1	1	Y 或 d	Y 或 d	Y 或 d
阀侧绕组联结法					
整流元件联结方式					



续表

序号	1	2	3	4	5
网 侧	线电压 $U_V$	$\frac{U_{di}}{0.45}$	$\frac{U_{di}}{0.9}$	$\frac{U_{di}}{0.675}$	$\frac{U_{di}}{1.35}$
	线电流 $I_V$	$0.707I_d$	$I_d$	$0.289I_d$	$0.816I_d$
	容量 $S_V$	$1.57P_d$	$1.11P_d$	$1.48P_d$	$1.045P_d$
网 侧	线电压 $U_L$	$K \frac{U_{di}}{0.45}$	$K \frac{U_{di}}{0.9}$	$K \frac{U_{di}}{0.675}$	$K \frac{U_{di}}{1.35}$
	线电流 $I_L$	$0.5 \frac{I_d}{K}$	$\frac{I_d}{K}$	$0.408 \frac{I_d}{K}$	$0.816 \frac{I_d}{K}$
	容量 $S_L$	$1.11P_d$	$1.11P_d$	$1.045P_d$	$1.011P_d$
等值容量 $S_T$	$1.34P_d$	$1.11P_d$	$1.26P_d$	$1.045P_d$	$1.028P_d$
电抗压降折算 系数 $K_T$	0.707	0.707	0.5	0.5	0.26

(2) 换相电抗。由  $U_d$  确定  $U_{di}$  时, 换相电抗是一个主要因素, 换相电抗  $X_i = \omega L_i$ 。式中, 换相电感  $L_i$  是指换相不能在瞬时内完成的有效电感, 换相不能瞬时完成就形成了重叠角, 使输出的直流平均电压降低,  $U_d < U_{di}$ , 网侧功率因数也降低。由于整流电流在一个换相组的各相中是依次换相的, 由一相换到相邻相, 所以适用于各种不同电联结方式的测量换相电抗的方法是: 网侧三相短路, 阀侧取一个换相组 (同期换相的各组可归并作为一组来看待), 在其相邻两相间施加电压, 由此测得的电抗值除以 2, 即为每相的换相电抗值。换相电抗用百分值或标么值表示时, 均以网侧的额定数据为基值。对于表 3.1-64 所列几种常用的电联结方式, 换相电抗与交流短路电抗相同, 故可以用短路法测量, 如同电力变压器 (但当有并联工作的非同期换相组时, 只将同期换相的各组短路)。

(3) 移相。为提高功率因数、减小网侧的谐波电流, 要求提高大功率整流设备的脉波数。通常脉波数 12 及以上的整流设备由两个或多个脉波数为 6 (如电联结方式为双 Y 带平衡电抗器或桥式) 的整流单元并联构成, 它们相互间有一个相位移角。相位移可以通过改变联结法或在变压器网侧或在有载调压变压器一次侧设置移相绕组而得到。Y 联结法与 d 联结法相位移  $30^\circ$ , 用移相绕组则可以得到所要求的任意相位移。移相绕组设在另一相的铁心柱上, 与本相绕组串联, 联结法见图 3.1-52。

移相绕组电压  $U_{YX}$  由下式决定

$$\frac{U_{YX}}{U} = \frac{2\sin\theta}{\sqrt{3}} \quad (3.1-34)$$

本相绕组电压  $U_{BX}$  由下式决定

$$\frac{U_{BX}}{U} = \frac{2\sin(60^\circ - \theta)}{\sqrt{3}} \quad (3.1-35)$$

单台 6 脉波的整流变压器, 3 台并列, 分别经由  $+20^\circ$ 、 $0^\circ$ 、 $-20^\circ$  移相, 可以得到 18 相制供电 (脉波数 18); 单台脉波数 12 的整流变压器 (阀侧有两组桥, 一组为 Y 接法, 另一组为 d 接法) 四台并列, 分别经由  $+11.25^\circ$ 、 $+3.75^\circ$ 、 $-3.75^\circ$ 、 $-11.25^\circ$  移相, 可以得到 48 相制 (脉冲数 48) 供电; 同理, 可类推, 例如将 6 台整流变压器并联可得到 72 相制; 目前工程上最多做到 96 相。

### 2.2.3 结构特征

(1) 绕组排列。在大容量整流变压器中, 为了低压引出线方便, 将低压绕组安排在高压绕组外面。在任何情况下,

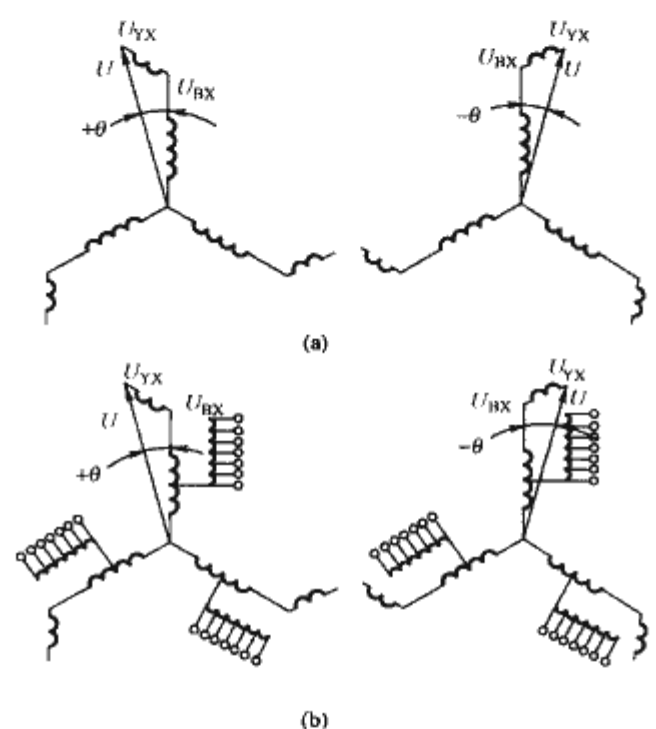


图 3.1-52 移相绕组的联结 (移相角度  $\pm\theta$ )

- (a) 移相绕组设在整流变压器网侧;  
(b) 移相绕组设在调压变压器一次侧

绕组的布置都应使并联工作的换相组中各相 (包括双 Y 带平衡电抗器电联结方式中的两个 Y) 的电压降相等, 否则电流分配将不均匀。对于大中型整流变压器来说, 电抗是影响电流分配的主要因素, 为保证电抗相同, 低压各并联绕组对高压绕组的布置应是对称的。为了限制短路电流, 大容量整流变压器可将高低压绕组分成几组。

(2) 引线布置。大电流引线, 若布置不当, 引线电抗引起的压降可能很大; 各分路引线电抗若不相等, 会使各并联工作组的电流分配不均匀; 引线的强交流磁场还将引起结构件的局部过热, 引线布置的原则是使导通相位相同, 通过的电流大小相同而方向相反的引线尽量靠近。

大电流的整流设备有时采用同相逆并联的联结方式就是依据上述原则。

(3) 装置种类和冷却方式。小容量整流变压器通常做成干式, 放在整流柜里, 不自带箱壳。中等容量整流变压器做成油浸自冷式, 户内装置。大容量整流变压器多数为户外装置, 也有采用半户外式的; 其冷却方式则可根据不同条件来选择。半户外式的整流变压器本体装在户外, 靠墙放置, 墙壁上开有低压进线孔, 所有低压引出线用一个密封罩一直罩

到墙壁开孔处，罩子与墙壁间也密封，这样，大电流引出部分相当于户内装置。

电解用整流变压器由单独的有载调压自耦变压器调压时，有时为节省安装面积，将有载调压变压器与整流变压器的器身装在同一油箱内。

(4) 调压方式。各种整流负载的工作特性常要求有载调压。整流设备的有载调压方式，按其工作原理可分成两大类：一类是由变压器来实现变磁通调压；另一类是由晶闸管（或饱和电抗器）来实现相位控制调压。变压器的变磁通调压由有载分接开关来实现，其调压速度比较慢，一般以秒计；直流输出电压波形不因调压而改变；网侧功率因数的变化也很小。相位控制调压速度快，一般以周波计；直流输出电压波形有畸变；网侧功率因数几乎随直流输出电压成正比的改变。两种调压方式各有其优缺点，应根据具体情况选用。有时也可将两者合用，各取其长。例如，用有载调压分接开关做大幅度粗调，用饱和电抗器做小范围的细调。

变压器的变磁通调压有下列几种方式：

1) 整流变压器一次侧分接头调压。代表性接线图见图 3.1-53，调压绕组通常是独立的绕组。

2) 由专设的调压变压器调压。有载调压自耦变压器接在交流电网与整流变压器之间（小容量也有用其他型式调压器，如感应调压器），其代表性接线图见图 3.1-54。

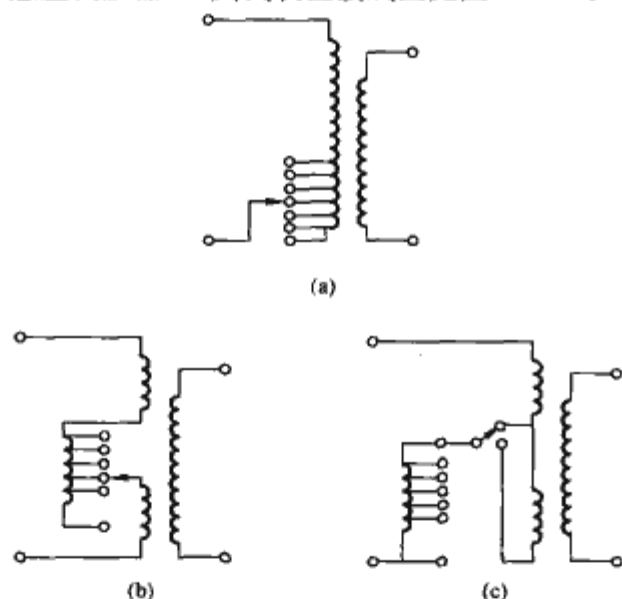


图 3.1-53 整流变压器一次侧分接头调压  
(a) 调压绕组接在一次绕组末端；(b) 调压绕组接在一次绕组中部；(c) 调压绕组接在一次绕组末端，分为粗调和细调两部分绕组

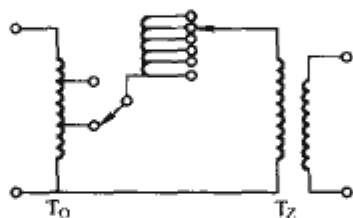


图 3.1-54 有载调压自耦变压器调压方式  
T<sub>0</sub>—有载调压自耦变压器；  
T<sub>z</sub>—整流变压器

3) 主变压器——串联变压器调压。代表性接线图见图 3.1-55。主变压器的第三绕组通常为“8”字形绕组，其中一部分套在主变压器铁心柱上，另一部分套在串联变压器铁心柱上。

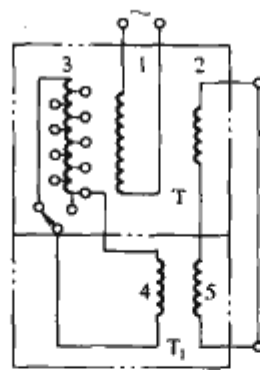


图 3.1-55 带串联变压器的调压方式

T—主变压器；T<sub>1</sub>—串联变压器

1—主变压器一次绕组；2—主变压器二次绕组；

3—主变压器第三绕组（调压绕组）；4—串联

变压器一次绕组；5—串联变压器二次绕组

以上三种调压方式的特点和适用范围见表 3.1-65。

表 3.1-65 几种变磁通调压方式的特点和适用范围

调压方式	特 点	适 用 范 围
一次侧分接头调压	(1) 分接匝数等分时，级电压不等；二次电压高时级差大 (2) 调压范围大时，开路端感应电压高 (3) 当调压下限电压低时，变压器的等值容量往往增加较多	(1) 一 次 电 压 35kV 及以下，中小容量 (2) 调压范围不超过 50%
有载调压自耦变压器调压	(1) 级电压相等 (2) 调压范围不受限制 (3) 当调压范围为 0~100% 时，调压变压器的等值容量约为主变压器一次容量的 50% (4) 可以在调压变压器中设移相绕组，对等值容量无甚影响 (5) 调压变压器阻抗很小，调压变压器与主变压器间不允许发生短路 (6) 当调压变压器在接近 100% 额定电压工作时，调压变压器的损耗很小	(1) 一 次 电 压 110kV 以下，大中容量 (2) 较大的调压范围 (3) 可用一台大容量调压变压器供给若干台整流变压器
串联变压器调压	(1) 级电压相等 (2) 调压范围不受限制 (3) 当调压范围为 0~100%，串联变压器的等值容量为主变压器一次容量的 50% (4) 主变压器和串联变压器只能合在一个油箱内，对于大容量变压器可能造成运输上困难	(1) 大中容量 (2) 较大的调压范围 (3) 不适用于一、二次绕组需要分组的场合

## 2.2.4 平衡电抗器

(1) 工作原理。两组（或多组）整流电路如要并联工作，其直流输出电压应相等。非同期的换相组直流平均电压虽然可以相等，但瞬时值不等，为使其能并联工作，必须在两组之间插入平衡电抗器。平衡电抗器的工作在于平衡非同期换相组之间的瞬时电位差，使输出的直流电压瞬时值取两组瞬时值的平均数。如果没有平衡电抗器，则在任一瞬间，两个换相组中只有瞬时电压最高[或最低，如图 3.1-57(a)右边的一个 Y]的一相导通，所以两个换相组交替工作，而不是同时工作，结果每个整流臂的导通时间减半，电流方均根值增加 $\sqrt{2}$ 倍，变压器的等值容量相应加大。平衡电抗器在整流回路中的位置见表 3.1-64。图 3.1-56 所示为并联两个非同期换相组的平衡电抗器本身接线原理图。电抗器绕组的中点 O 接到直流侧，两个端点 O1、O2 分别接到两个换相组各自的公共联结点。平衡电抗器的两个支路对于交变电位



差来说是串联的 (O 点电位为 O1、O2 电位的平均值), 对于直流电流来说则是并联的。图 3.1-57 所示为双 Y 带平衡电抗器联结方式的电压波形。图 3.1-57(b) 中细实线所示为 1-3-5 组的电压, 虚线所示为 2-4-6 组的电压, 粗实线所示为支流输出电压的波形。电抗器两端 O1、O2 间的电压为 1-3-5 组与 2-4-6 组电压之差, 其波形如图 3.1-57(c) 所示。

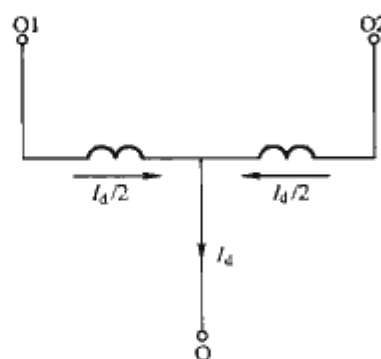


图 3.1-56 平衡电抗器接线原理图

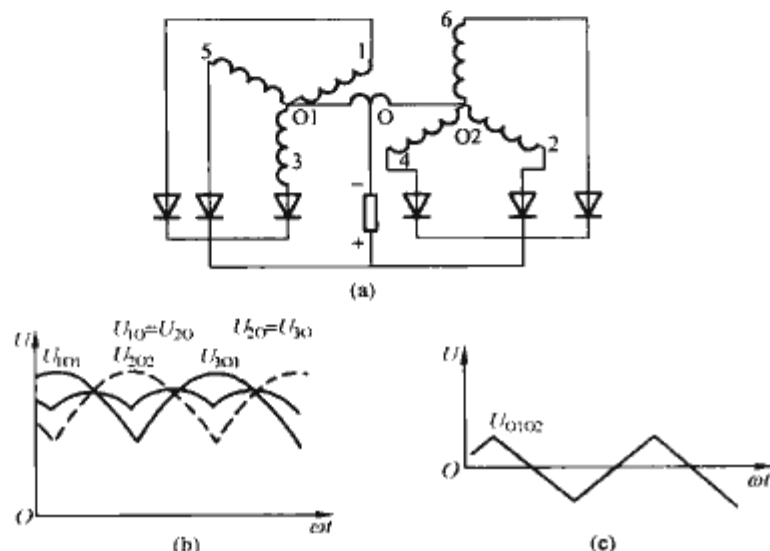


图 3.1-57 双 Y 带平衡电抗器联结方式的电压波形

(a) 接线方式; (b) 线端对中性点电压;  
(c) 平衡电抗器两端之间的电压

## (2) 结构特征。

1) 铁心。平衡电抗器铁心一般为单相双柱式, 磁路中无间隙, 磁通是交变的。双 Y 之间的平衡电抗器工作基本频率是  $3f$ , y/d 并联桥之间的平衡电抗器工作基本频率是  $6f$ ,  $f$  为电源基本频率。

2) 绕组。平衡电抗器两支路的绕组绕向应使支路中直流电流所产生的磁通势互相抵消。平衡电抗器的绕组型式根据电流大小可选用螺旋式、双饼式, 也可由铜 (铝) 排绕制。低压大电流的平衡电抗器可采用贯通式, 以简化结构。此时为使平衡电抗器两分支的铜 (铝) 排对称, 以便母线布置, 则可如图 3.1-58 所示, 两个 Y 的接法相同, 而将其中一个 Y 的整流器元件反接。这样, 变压器与平衡电抗器的工作条件都没有改变。

3) 装置种类和冷却方式。平衡电抗器通常与整流变压器放在同一油箱内。贯通式电抗器则是独立的部件, 不放在变压器油箱内, 而且通常是干式的。

(3) 计算要点。平衡电抗器的铁心计算按其工作基本频率 ( $3f$  或  $6f$ ) 来考虑。

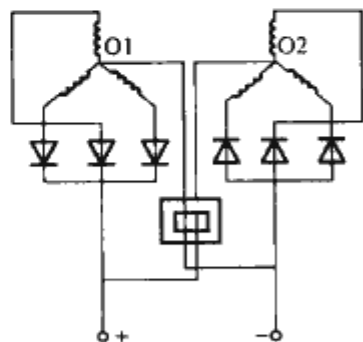


图 3.1-58 双 Y 带贯通式平衡电抗器的接线图

但是其电压波形并不是正弦波, 所以要用伏一秒积分来确定  $N\Phi$  值 ( $N$  为两支路的总匝数)。  $N\Phi$  值与变压器阀侧线电压  $U_l$  成正比, 且与滞后角  $\alpha$ 、换相电抗百分值  $X_h$  有关。对于双 Y 之间的平衡电抗器,  $\sqrt{3}N\Phi/U_l$  可由图 3.1-59 的曲线查得; 对于 Y-d 并联桥之间的平衡电抗器,  $\sqrt{3}N\Phi/U_l$  可由图 3.1-60 的曲线查得。

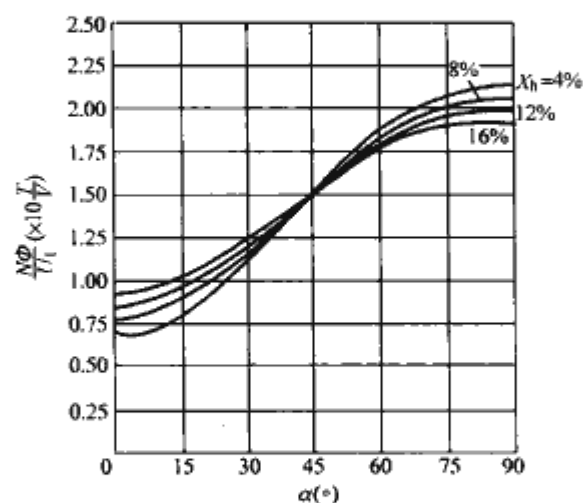


图 3.1-59 确定平衡电抗器  $N\Phi$  值的曲线 (双 Y 带平衡电抗器)

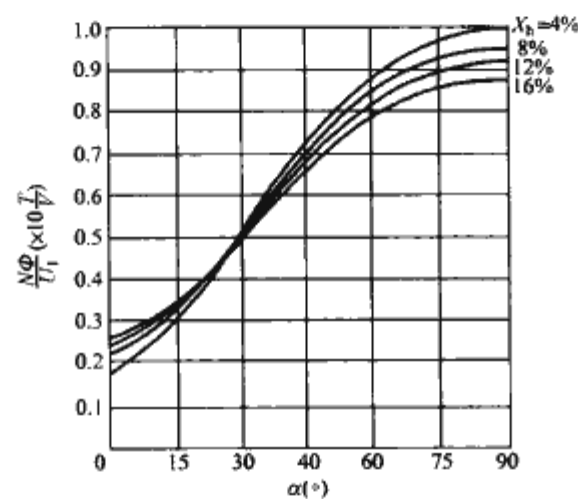


图 3.1-60 确定平衡电抗器  $N\Phi$  值的曲线 (Y/d 并联六相桥)

在图 3.1-59 和图 3.1-60 中, 滞后角  $\alpha$  由下式决定

$$1 - \cos \alpha = \frac{\Delta U}{U_{dio}} \quad (3.1-36)$$

式中:  $\Delta U$  为相位控制所造成的直流空载电压的降低值。

## 2.3 电炉变压器

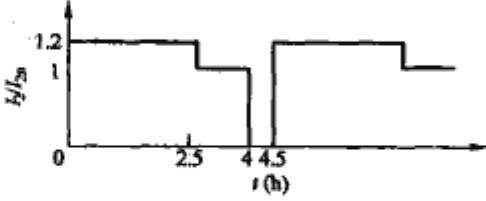
电炉是国民经济各个部门的重要工艺装备。在冶金工业中, 电炉用来熔炼优质合金钢、铁合金等; 在化学工业中, 电炉用来生产黄磷、电石、合成树脂等; 在机械工业中, 电炉用于铸钢和铸铁的熔炼等。而作为电炉电源的电炉变压器, 是各种电炉的心脏。

### 2.3.1 用途与特点

电炉变压器的特点是二次电压低, 数十伏至数百伏, 并要求能在较大范围内调节; 二次电流往往达数千至数万安。通常, 电炉变压器为户内装置。小容量、低电压的电阻炉变压器与盐浴炉均为干式、带箱壳、自然冷却; 中等容量的电炉变压器为油浸自冷式; 大容量的电炉变压器则为强迫油循环水冷式。

带电抗器的中小型电炉变压器, 其电抗器一般与变压器器身装在同一油箱内。电炉变压器的用途和特点见表 3.1-66。

表 3.1-66 电炉变压器的用途和特点

序号	用途	特点
1	三相炼钢电弧炉用	<p>(1) 在冶炼过程中, 熔化期需要功率大, 故变压器要有 20% 的短时过载能力。由于炉料倒塌时易造成电极间短路, 故在一次侧接入电抗器, 以限制短路电流, 使不超过额定电流的 3 倍 (中小型也可以不用电抗器, 而用改变磁势平衡组数目来增大电抗) 氧化期和还原期电抗器应切除。其简化负载曲线如下图</p>  <p>(2) 阻抗电压为 7%~12%</p> <p>(3) 冶炼过程中要调压</p> <p>(4) 绕组排列方式, 中小容量为交叠式, 大容量高电压为同心式</p> <p>(5) 因为在熔炼期频繁短路, 绕组结构应有足够耐受短路的能力</p>
2	三相矿热炉用 (用于制取电石、铁合金、硅化合物、纯硅等)	<p>(1) 矿热炉是一种电阻电弧炉, 添料出料都不停电。负载稳定, 不会发生电极间短路, 故不必接入电抗器, 变压器阻抗电压取 6%~10%</p> <p>(2) 由于炉料电阻有变化, 要求变压器能多级调压, 小型炉 5 级, 中型炉 8~15 级, 大型炉 27 级。大型密闭式电石炉要能分相有载调压</p>
3	单相电弧炉用 (用于熔炼铜、铜合金、熔化生铁)	<p>(1) 容量较小, 不带电抗器, 变压器阻抗电压为 20%~24%</p> <p>(2) 不需要调压</p>
4	电阻炉 (电阻元件加热) 用 (用于机械零件加热、热处理、粉末冶金烧结、有色金属熔炼)	<p>(1) 容量一般仅数百千伏安, 大功率的电阻炉由几台变压器分别供电, 便于分段控制炉温</p> <p>(2) 一次侧带分接头, 有 5~7 级无励磁调压</p>
5	盐浴炉用 (用于机械零件和工具的热处理)	<p>(1) 容量一般在 100kVA 以下, 二次电压 5.5~17.5V</p> <p>(2) 有 5~7 级无励磁调压</p>
6	单相石墨化炉用 (用于将电刷、电碳、金刚砂加热, 使之石墨化)	<p>(1) 负载为间断性, 也可以一台变压器轮流对几台电炉供电</p> <p>(2) 要求调压方便, 至少 13 级有载调压, 每级 2~3V</p> <p>(3) 工作稳定, 变压器阻抗电压<sup>①</sup>取 10% 以下</p>
7	工频感应炉用 (用于熔化黑色和有色金属)	<p>(1) 电炉的感应圈为单相, 变压器为三相, 为使单相感应圈负载成为三相对称负载, 其他两相应分别接电感和电容</p> <p>(2) 要求变压器有较多的调压级数</p>
8	电渣重熔炉用 (用于将小钢锭熔化成大钢锭)	<p>(1) 多数为单相</p> <p>(2) 低压为数十伏至一百多伏, 有 5~17 级调压</p>
9	直流电弧炉用	性能参数与整流变压器类似

① 阻抗电压是指额定分接下 (一般是二次最高电压) 的数值。

### 2.3.2 调压方式

电炉变压器二次电压调压范围大, 有时由最高值一直调节到最高值的 25%~50%, 这就使得电炉变压器的电压调

节与电力变压器有实质的区别。电炉变压器的电压调节通常是在一次电压不变的情况下, 改变二次电压。由于二次电压低, 绕组匝数少, 所以无法在二次侧设置调压分接头来进行恒磁通调压。电炉变压器二次电压的调节主要有三种方式:

(1) 变磁通调压。在一次绕组上设置调压分接头, 或者设置单独的调压绕组, 在一次电压不变的情况下利用改变一次侧绕组接入电路中的线匝数来改变每匝电压, 引起铁心磁通改变, 从而改变二次绕组的电压。

(2) 串联变压器调压。在主变压器的油箱里增加一台串联变压器。主、串变压器低压绕组串联在一起, 利用设置在主变压器的单独调压绕组给串联变压器高压供电。通过改变主变压器调压绕组的分接来改变施加在串联变压器高压绕组的电压, 致使串联变压器低压绕组的电压改变, 从而改变主、串变压器低压绕组的合成电压。在调压过程中, 由于串联变压器高压绕组匝数固定不变, 而施加串联变压器高压绕组的电压是变化的, 所以对串联变压器来说, 它仍属于变磁通调压, 但主变压器铁心磁通是恒定不变的。

(3) 自耦调压器调压。自耦调压器调压的原理接线如图 3.1-61 所示。它是由自耦调压器和固定变比的电炉变压器组成的。这种产品的绝缘水平最高为 35kV。

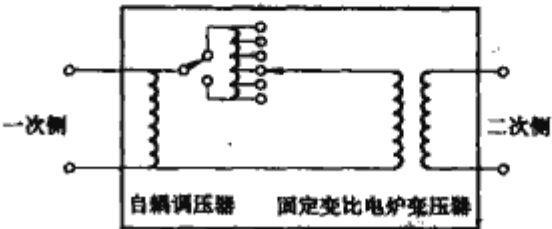


图 3.1-61 自耦调压器调压的原理接线图

### 2.3.3 结构特征

(1) 绕组型式和排列方式。

1) 交替式排列。适用于高压侧电压为 35kV 及以下的大、中型电炉变压器。其优点是高压分接头和低压大电流的引出以及铜排焊接方便, 短路稳定性好。

高压绕组为双饼式或连续式; 低压为螺旋式, 不换位。高、低压绕组可分别绕制后套装, 用 U 形垫块固定线饼, 撑条放在绕组外侧, 高、低压间的纸圈夹在两个 U 形垫块之间, 一直伸到绝缘筒外表面, 见图 3.1-62。高压侧电压为 10kV 及以下时, 也可用直绕式, 即用普通的撑条和垫块, 高、低压绕组根据不同的交叠情况, 组成不同数目的磁通势平衡组, 见图 3.1-63。在每个磁通势平衡组内, 高压磁通势与低压磁通势相互平衡。

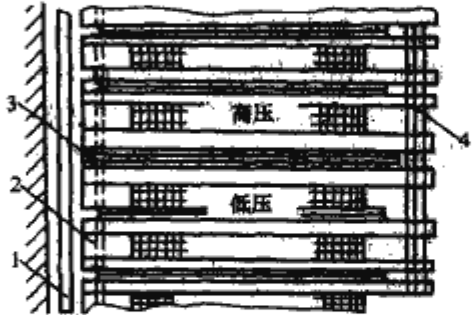


图 3.1-62 套装式交叠排列绕组的绝缘结构  
1—绝缘筒; 2—U 形垫块; 3—纸圈; 4—撑条

2) 同心式排列。适用于中、小型或高压为 110kV 的大、中型以及带串联变压器调压的各种电炉变压器。为便于低压大电流出头的引出, 通常把高压绕组放在里面, 低压绕组放在外面。



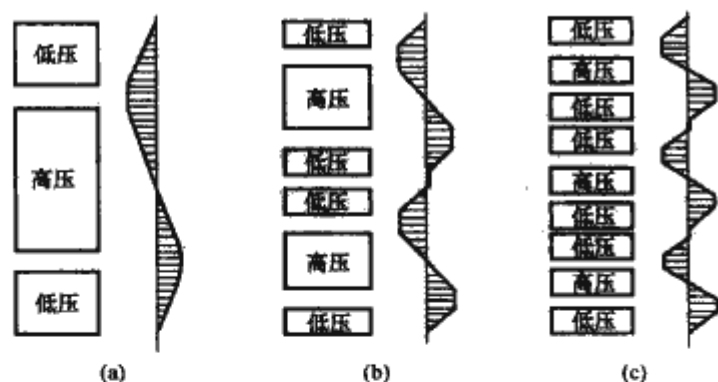


图 3.1-63 交叠式排列绕组及其磁通势图  
(a) 两个磁通势平衡组；(b) 四个磁通势平衡组；  
(c) 六个磁通势平衡组

高压绕组为连续式或纠结连续式(110kV)；低压绕组为双饼式或螺旋式，整个绕组分成若干组，沿高度方向，各组并联。调压绕组系用多根导线一起并绕成螺旋式或单层圆筒式，每根导线首末端分别包扎绝缘引出，通过外部连接后，这些并绕导线是互相串联的，在连接处引出分接头。采用螺旋式时，各并绕导线的排列及次序见图 3.1-64(a)；采用单层圆筒式时，为了减少相邻导线间的电位差，导线排列次序见图 3.1-64(b)；并绕导线的外部联结法见图 3.1-64(c)。

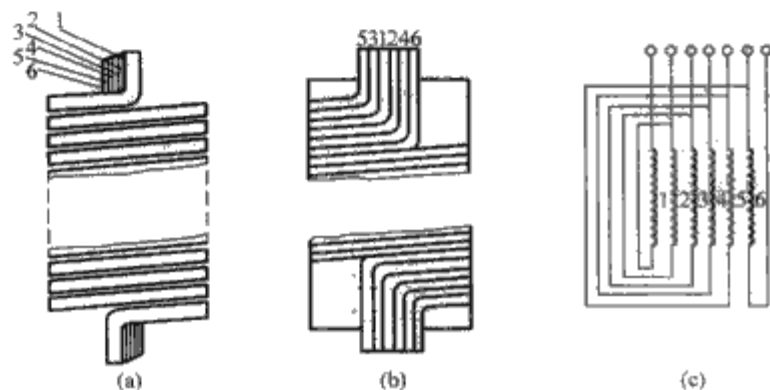


图 3.1-64 调压绕组结构及其联结图  
(a) 螺旋式绕组并联导线排列；(b) 单层圆筒式绕组  
并联导线排列；(c) 并联导线外部联结法

利用串联变压器进行有载调压的电炉变压器，串联变压器的器身与电炉变压器的器身放在同一油箱内，两者的低压绕组共同做成“8”字形，整个绕组由若干对“8”字形线饼组成。双饼式“8”字形绕组中，电炉变压器绕组和串联变压器绕组之间的连接线可以是平行的，如图 3.1-65 所示；也可以是交叉的，此时两者的绕向应相反。当匝数只有 1~2 匝时，整个低压绕组可以用铜板或铝板卷制。

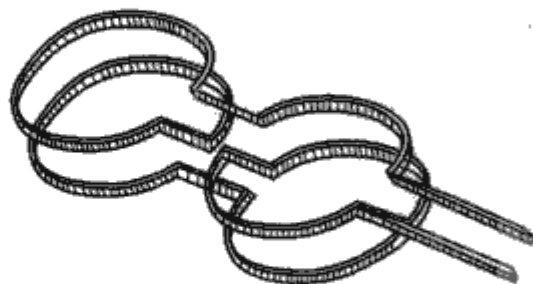


图 3.1-65 “8”字形绕组示意图

(2) 低压引线结构。低压大电流引线一般采用裸铜排。为了降低由于引线的漏磁场所引起的附加损耗和电抗，电流方向相反的引线应该交错排列，如图 3.1-66 所示。铜排应以窄面对准箱壁。铜排与箱壁间距离应不小于铜排宽度。

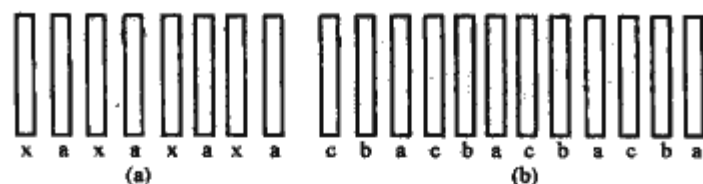


图 3.1-66 低压引线排列  
(a) 首末端都引出的单相或三相变压器(图示一相)；  
(b) 仅首端引出的三相变压器

缩小上述交叉排列引线间距离也有助于减弱漏磁场，所以交叠式排列绕组相邻两引出线铜排间距离一般用 10mm。距离缩小后，相邻引线间的电磁力增大，故每隔 400mm 左右要用绝缘隔板将铜排紧固。当绕组为同心式排列，低压为双饼式时，由于焊接工艺的需要，引线间距离至少要保持 60~70mm。

(3) 低压出线座。电炉变压器的二次电流很大时，通常采用铜排出线座(见图 3.1-67)。现在也用铜管与环氧树脂浇注在一起的铜管出线座，但其空气端接线头也可以是平板。图 3.1-68 所示为水冷铜管出线座，用于大电流低压出线从油箱侧壁引出的场合。

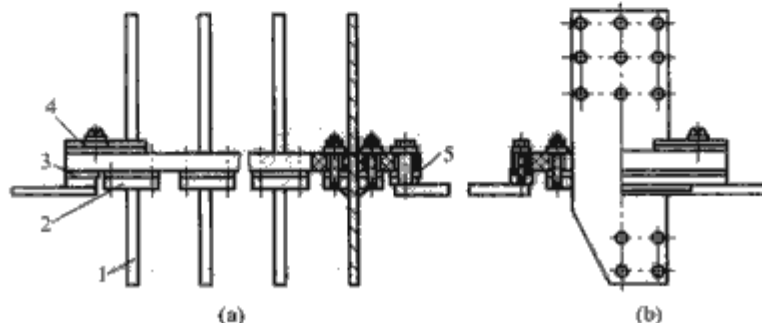


图 3.1-67 铜排出线座  
(a) 主视图；(b) 侧视图  
1—铜排；2—黄铜座(与铜排焊在一起)；3—层压板；  
4—三角形钢压板(上有放气孔)；5—密封垫

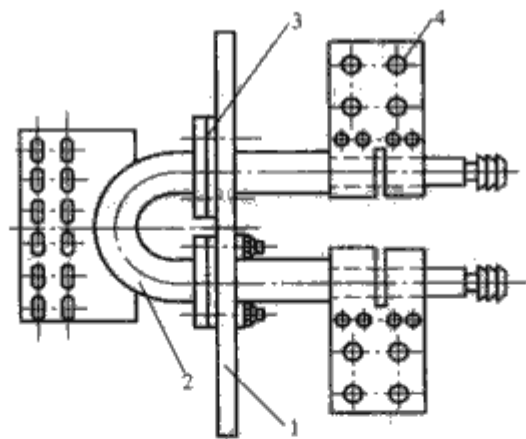


图 3.1-68 水冷铜管出线座  
1—层压板；2—铜管；3—密封垫；4—接线头

(4) 调压方式。电炉的热惯性大，暂时停电并不影响其正常工作，所以中小型电炉变压器常采用分接抽头无励磁调压。但对于调压频繁和控制室操作的情况，常要求能电动操作，且与断路器之间有电气连锁。大型电炉变压器因二次电压级数多，调压频繁，为提高生产率，常用有载调压。某些特殊用途的电炉，需要严格控制其温度变化，一般用晶闸管作闭环自动控制进行调压，也有用调压器或饱和电抗器进行调压的。

图 3.1-69 中分接开关除完成二级分接变换外，还能作 D/Y 变换，可得 2×2 级电压，并能接入、切除电抗器或改变磁通势平衡组数目。图 3.1-70 中分接开关除完成 9 级分接变换外，还能作 D/Y 变换，可得 2×9 级电压。D/Y 变换

是一种经济的调压方式，不需要增加一次绕组匝数，而能将二次电压降低到原来的  $1/\sqrt{3}$ 。

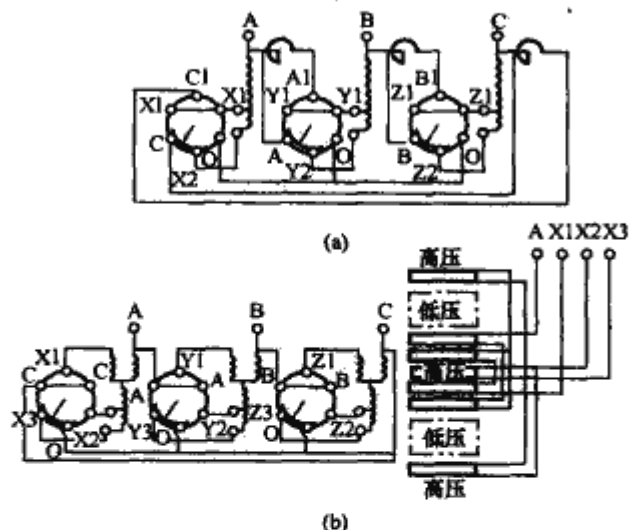


图 3.1-69 中、小容量炼钢炉变压器的调压接线图

(a) 带串联电抗器；(b) 改变磁通势平衡组  
(由四组变为二组，以增加电抗)

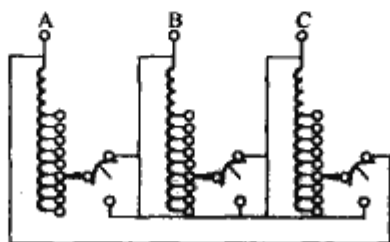


图 3.1-70 感应电炉变压器的调压接线图

电炉变压器的有载调压方式参见本章整流变压器调压方式。用串联变压器调压而主变压器第三绕组又引出端子接电容器或其他负载时，第三绕组应串入限流电抗器。限流电抗器可装在变压器油箱内。

#### 2.3.4 计算要点

(1) 电抗电压计算。

1) 交叠式排列时电抗电压计算。当交叠排列时，磁通势平衡组的数目  $n_p$  对电抗电压影响大，一般可按表 3.1-67 选择组数。

表 3.1-67 交叠排列时磁通势平衡组数

电抗电压 $u_x$ (kV)		磁通势平衡组数 $n_p$ (组)
高压 10kV 时	高压 35kV 时	
26~18	30~20	2
12~7	14~9	4
7~5	9~6	6
<5	<6	8

交叠式排列的每一磁通势平衡组，都可看成是由一对同心式绕组横过来放置的情况，故其电抗电压也可采用同心式排列的方法来计算。图 3.1-71 所示一个磁通势平衡组的电抗电压  $u_x$  (%) 为

$$u_x = \frac{49.6 f I_1 N_{1k} (\Sigma D) R_{av} K_{Rk} K_{fk}}{E_z b \times 10^6} \quad (3.1-37)$$

式中： $N_{1k}$  为所计算的第  $k$  个磁通势平衡组内高压绕组匝数； $R_{av}$  为绕组平均半径，cm； $b$  为绕组辐向平均厚度，cm； $K_{fk}$  为附加电抗系数，一般  $K_{fk} \approx 1.08$ ，如引线电抗分别计算时  $K_{fk} = 1$ ； $K_{Rk}$  为纵向洛氏系数，由图 3.1-72 的曲线查出，其中  $u = \frac{b}{\lambda}$ ， $v = \frac{b_0}{\lambda}$ ， $b_0 = r - 0.94 R_z$ ， $r$ 、 $R_z$  见图 3.1-71。 $\Sigma D$  (cm) 表达式为

$$\Sigma D = \frac{n_{B1} h_{B1}}{3} + \frac{n_{B2} h_{B2}}{3} + h_{12} + b_{dk1} + b_{dk2} \quad (3.1-38)$$

式中： $n_{B1}$ 、 $n_{B2}$  为所计算的磁通势平衡组内高、低压绕组的线饼数； $h_{B1}$ 、 $h_{B2}$  为高、低压线饼裸导线的轴向尺寸，cm； $b_{dk1}$ 、 $b_{dk2}$  为高、低压绕组等值油道宽度，cm。

绕组内各线饼的匝数相等，线饼间油道宽度相同时

$$b_{dk1} = K_{dk1} (b_{t1} + \delta_1) \quad (3.1-39)$$

$$b_{dk2} = K_{dk2} (b_{t2} + \delta_2) \quad (3.1-40)$$

式中： $b_{t1}$ 、 $b_{t2}$  为高、低压绕组线饼间油道宽度，cm； $\delta_1$ 、 $\delta_2$  为高、低压绕组匝间绝缘厚度，cm； $K_{dk1}$ 、 $K_{dk2}$  为高、低压绕组等值油道折算系数，cm。

$$K_{dk1} = \frac{(n_{B1} - 1)(2n_{B1} - 1)}{6n_{B1}} \quad (3.1-41)$$

$$K_{dk2} = \frac{(n_{B2} - 1)(2n_{B2} - 1)}{6n_{B2}} \quad (3.1-42)$$

如交叠式排列各个磁通势平衡组的电抗相等，则每个磁通势平衡组的电抗电压即为绕组的电抗电压。如各个磁通势平衡组的电抗不相等，则绕组的电抗电压按下式计算

$$u_x = \frac{1}{N_1} (N_{11} u_{x1} + N_{12} u_{x2} + \dots + N_{1k} u_{xk} + \dots) \quad (3.1-43)$$

式中： $N_1$  为高压绕组总匝数； $N_{11}$ 、 $N_{12}$ 、 $\dots$ 、 $N_{1k}$ 、 $\dots$  为第 1、2、 $\dots$ 、 $k$ 、 $\dots$  各磁通势平衡组内高压绕组匝数； $u_{x1}$ 、 $u_{x2}$ 、 $\dots$ 、 $u_{xk}$ 、 $\dots$  为第 1、2、 $\dots$ 、 $k$ 、 $\dots$  各磁通势平衡组的电抗电压。

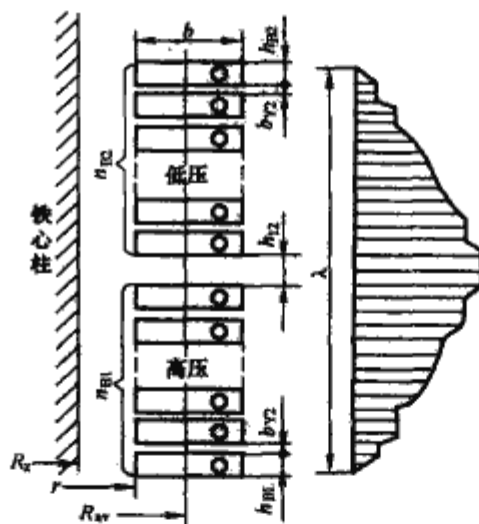


图 3.1-71 交叠式排列时一个磁通势平衡组的磁通势图

2) 带串联变压器调压时的电抗电压计算。当要求的调压范围很广，或一次电压较高（如 110kV）时，往往采用带串联变压器调压。此时绕组排列为同心式，整个变压器组的电抗电压按下式计算

$$u_x = \left( \frac{N_2 N_4}{N_2 N_4 + N_3 N_5} \right) u_{x12} + \left( \frac{N_3 N_5}{N_2 N_4 + N_3 N_5} \right) u_{x13} + \left( \frac{N_2 N_4}{N_2 N_4 + N_3 N_5} \right) \left( \frac{N_3 N_5}{N_2 N_4 + N_3 N_5} \right) u_{x23} + \left( \frac{N_4 N_5}{N_2 N_4 + N_3 N_5} \right) u_{x45} (\%) \quad (3.1-44)$$

式中：下角标 1、2、3、4、5 为绕组号； $u_{x12}$ 、 $\dots$ 、 $u_{x45}$  为以主变压器一次绕组（绕组 1）的容量为基准（%），计算时用一次绕组的安匝数和每匝电动势； $N_1$ 、 $\dots$ 、 $N_5$  为绕组 1、 $\dots$ 、5 的匝数。

应当指出，调压绕组 3 的匝数  $N_3$ ，对于有换向开关的



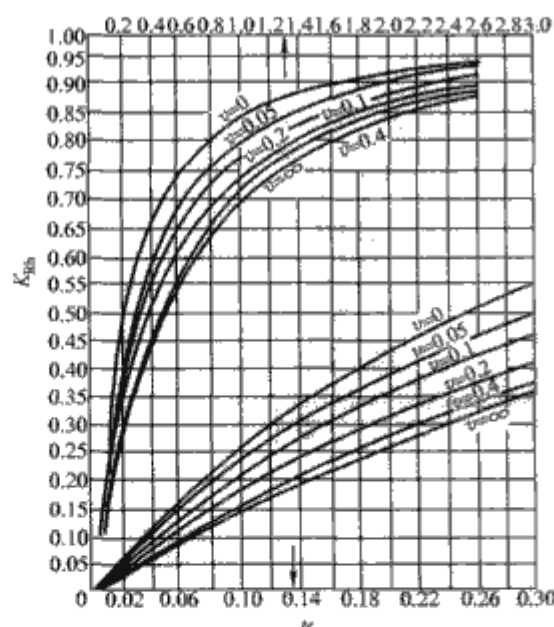


图 3.1-72 横向洛氏系数曲线

结构，正接时  $N_3$  取正值，反接时  $N_3$  取负值。

3) 引线电抗电压计算。按图 3.1-66(a) 交错排列的引线电抗电压  $u_x(\%)$  计算如下

$$u_x = \frac{7.9 f I_{\varphi m} \left( \frac{\delta}{3} + d \right) L K_{Rh}}{6 U_{\varphi m} \times 10^6} \left( \frac{n_{YX} + 1}{2 n_{YX}^2} \right) \quad (3.1-45)$$

式中： $I_{\varphi m}$  为每相总电流，即绕组额定相电流，A； $U_{\varphi m}$  为绕组额定相电压，V； $L$  为每根引线长度，cm； $n_{YX}$  为交错排列的引线组数。对于图 3.1-73， $n_{YX}=4$ ； $K_{Rh}$  为横向洛氏系数，可以从图 3.1-72 中查出，其中  $u = \frac{b}{\lambda}$ ， $v = \frac{b_0}{\lambda}$ ， $\lambda = d + \delta$ 。

$\delta$ 、 $d$ 、 $b$ 、 $b_0$ 、 $\lambda$  的意义见图 3.1-73，单位均为 cm。

在上述引线结构中，当  $d=1.1\text{cm}$ ， $b_0 \geq b$  时，引线电抗电压一般不太大，不需另行计算，只要在绕组电抗电压计算中考虑附加电抗系数  $K_{Rk} \approx 1.08$  即可。

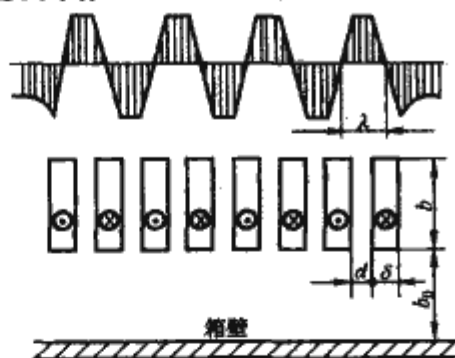


图 3.1-73 引线磁通势图

(2) 附加损耗计算。

1) 交叠式排列绕组导线中的涡流损。高压或低压绕组中涡流损耗占电阻损耗的百分数  $K_{W1}(\%)$  按下式计算

$$K_{W1} = \frac{k_0}{10^7} (n_d^2 - 0.2) \left( \frac{f n_d h_B A_d K_{Rh}}{b_k} \right)^2 \quad (3.1-46)$$

式中： $n_d$  为每线饼中导线根数； $A_d$  为每根导线截面， $\text{mm}^2$ ； $k_0$  为与温度有关的系数，75℃ 时，铜导线  $K_0=3.8$ ，铝导线  $K_0=1.4$ 。

其他代号意义见式 (3.1-37)，但  $h_B$ 、 $b_k$  单位为 mm。

2) 引线中的涡流损耗。交错排列引线中的涡流损耗占其电阻损耗的百分数  $K_{W1}(\%)$  按下式计算

$$K_{W1} = 0.8 \frac{k_0}{10^7} (f K_{Rh})^2 \left( \frac{\delta}{2} \right)^4 \quad (3.1-47)$$

式中代号意义见式 (3.1-45) 及式 (3.1-46)，但  $\delta$  的单位是 mm。

(3) 温升计算。炼钢电弧炉变压器由于有周期性过载的要求，额定容量下绕组温升不应超过 55K，油面温升不应超过 45K。

(4) 短路电磁力计算。交叠式排列的漏磁场是横向的，高、低压绕组间将产生相互排斥的轴向力。此轴向力  $F_{zx}$  (N) 可按式计算

$$F_{zx} = 9.8 \times \frac{12.8 (K_s I_{1s} N_{1k})^2 \times 2\pi R_{sv} K_{Rh} \times 10^{-8}}{b_k} \quad (3.1-48)$$

$$K_s = 1 + e^{-\frac{\pi}{x_s}} \quad (3.1-49)$$

式中： $K_s$  为短路电流峰值为稳定值的倍数； $r_s$ 、 $x_s$  为回路的电阻和电抗， $\Omega$ ； $I_{1s}$  为一次绕组短路电流稳定值，A。

其他代号意义见式 (3.1-37)。

在轴向力作用下，导线中会产生应力。应力大小与作用到线饼上的轴向力大小、导线断面模数以及相邻垫块间的跨距有关。作用到各个线饼上的轴向力是不同的，靠近高、低压间主空道的线饼最大，等于  $F_{zx}$  的  $\frac{2n_B-1}{n_B^2}$  倍，所以这个线饼的导线应力也最大。

轴向力除使导线受弯曲应力外，也使垫块受到压缩应力。此压缩力是逐个线饼累计相加的，距高、低压绕组间主空道最远的线饼外的垫块受力最大。

### 2.3.5 壳式电炉变压器

国产电炉变压器以心式为主，但国外某些厂家一直在生产壳式变压器。壳式变压器能够最大限度地满足用户需要，并具有阻抗低、损耗小、重量轻等优点。

壳式变压器铁心通常是水平放置，绕组被铁心所包围。壳式铁心中套有绕组的心柱截面均为矩形，其心柱截面通常比同容量心式铁心的心柱截面大一倍左右，矩形截面的边长比为 1:2~3。壳式电炉变压器的中柱绕组与二边柱绕组的绕向相反。

壳式电炉变压器的绕组为与心柱截面形状相同的矩形。低压绕组是用铜板制成的，出头为焊接结构。一般低压绕组出头的数目与出线端子的数目相同，每个绕组的出头分别接到低压出线端子上。高压绕组为大表面饼式结构，部分高压线饼带有分接头，以备电压变换之用。壳式电炉变压器一律采用交错式绕组，每相可选用若干个漏磁组，变压器额定容量及二次电流越大，其组数也越多，以维持每组磁通势不超过某一预定值。

壳式结构的优点只有 5MVA 以上的电炉变压器才显露出来，所以壳式电炉变压器的冷却形式一律采用强迫油导向循环、强迫水冷或强迫油导向循环、强迫风冷。

壳式电炉变压器力学强度高，绕组耐冲击性能强，阻抗低，绕组最热点温度低，分相调压对磁路没有影响，引线短且易于平衡。

## 2.4 试验变压器

### 2.4.1 用途与特点

供各种电气设备和绝缘材料做工频耐压试验用的变压器，称为试验变压器。

试验变压器的特点是：

(1) 电压高、电流小。其二次额定电压根据被试品所要求的试验电压而定。单台试验变压器的电压等级可达 750kV 及以上；电压超过 750kV 的试验变压器，通常采用多台串级式结构。试验变压器的二次电流根据通过被试品（有时还包括测量和补偿装置）的电流来确定，一般为 0.1~1A；但



用于电缆、大电机绝缘试验以及绝缘子污秽试验的试验变压器，二次电流可达数安。

(2) 一般为单相、户内装置、油浸自冷式，高压绕组通常一端接地（也有少数户外装置）。

(3) 除用于外绝缘污秽试验、线路电晕试验以及电缆试验外，一般为 0.5h 或 5min 短时工作制。

(4) 由于工作电压高，绝缘结构对试验变压器的整体尺寸有决定性的影响。

试验变压器的基本型号为 YD 和 YDT。YD 表示铁壳式油箱单相试验变压器，YDT 表示绝缘筒式油箱单相试验变压器。

试验变压器的基本功能是产生工频高电压，它的应用不仅限于对绝缘进行工频耐压试验，它的主要用途有以下几种：

(1) 进行工频耐压试验，用以考核被试品在工作电压、瞬间过电压下是否能可靠工作。此外，还用以进行高电压研究：气体间隙、液体间隙、电场、电晕、闪络、污秽、静电和生物影响等。

(2) 进行局部放电测量。

(3) 产生操作冲击波。

(4) 产生直流高压。

#### 2.4.2 主要技术参数

(1) 输出电压波形。试验变压器输出电压波形应尽量接近正弦波。为了减少由于空载电流的谐波分量通过调压器和变压器的阻抗后，产生谐波电压而使电压波形畸变，额定工作磁通密度应选在铁心磁化曲线的线性段；同时要选用波形畸变小调压设备。

(2) 阻抗电压。试验变压器的二次电流一般为电容性电流，当二次电流流经调压器和试验变压器的阻抗时，将导致输出电压超过由电压比所确定的数值，所以试验变压器的阻抗电压不宜太大，否则可能影响测试结果的准确性，同时还会降低试验设备的短路容量。但如阻抗电压太小，被试品击穿或闪络时，短路电流可能过大。单台变压器的阻抗电压一般为 4%~12%，多台串联时，则可达 40% 左右。

(3) 绝缘要求。由于试验变压器不受大气过电压的影响，操作过电压也受到限制，而且是短时工作制，所以，试验变压器的出厂工频试验电压超过其额定电压不多，见表 3.1-68。试验按感应法进行。

表 3.1-68 试验变压器的感应试验电压 kV

额定电压	试验电压
30~50	额定电压+15, 1min
100~250	额定电压+25, 1min
300~750	1.1×额定电压, 5min

在额定电压下不应产生刷状放电并尽量避免有电晕，内绝缘局部放电量应尽可能低。用于对互感器、电容器、套管等高压电器作局部放电量试验的高压试验变压器要求能做到基本上无局部放电。

#### 2.4.3 结构型式

试验变压器按照油箱的结构型式主要分成两大类，一类是铁壳式油箱，包括单套管式和双套管式；一类是绝缘筒式油箱。采用铁壳式油箱时，二次侧的引出需要采用高压套管，而采用绝缘筒式油箱时，二次侧的引出则不需要采用高压套管。

(1) 单套管式。如图 3.1-74，这种结构二次绕组一端用高压套管引出，另一端接地或经低压套管引出。铁心为单相

单柱带旁轭式。

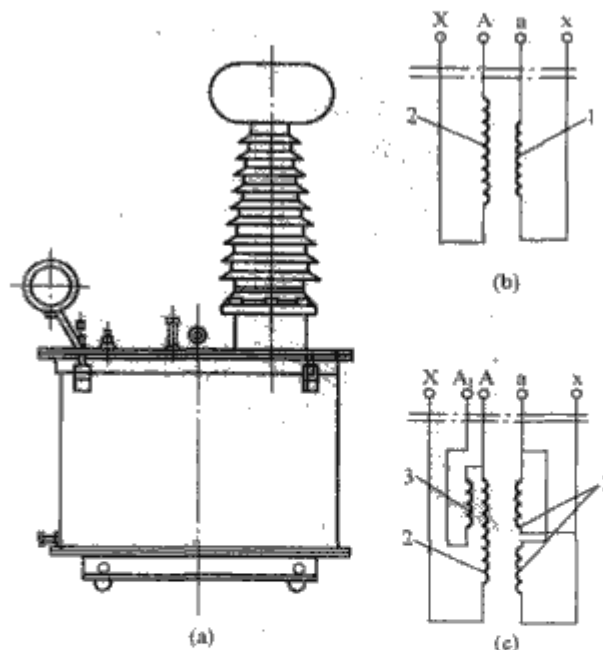


图 3.1-74 单套管式变压器

(a) 外形；(b) 无串级励磁绕组式的接线原理图；

(c) 有串级励磁绕组式的接线原理图

1—低压绕组；2—高压绕组；3—串级励磁绕组

高压绕组通常为分段圆筒式。低压绕组为圆筒式。有时在它们之间还设有专供测量高压电压的测量绕组。测量绕组的外面设有接地的电屏，以保证人身和仪表的安全。有串级励磁绕组时，该绕组靠近高压绕组的高压端放置，高压绕组的高压端 A 与串级绕组的另一端 A<sub>1</sub> 从同一个高压套管中引出；当高压绕组为分段式时，为了便于安匝平衡，低压绕组分为上下两个并联绕组。

(2) 双套管式。图 3.1-75 所示为两台双套管式高压试验变压器串联联结。这种结构高压绕组两端都用高压套管引出，铁心为单相双柱式。绕组在左铁心柱上的位置，由内向外依次为：平衡绕组、高压绕组、低压绕组；在右铁心柱上则为：平衡绕组、高压绕组、串级励磁绕组（根据需要）。左右两柱的高压绕组互相串联，联结点（中点）接铁心。左右两柱的平衡绕组以同极性互相并联，其一个联结点也接铁心。铁心与油箱同电位，所以高压 A、X 端之间为全电压，而 A、X 对铁心（油箱）则均只按全电压的一半设计。因 X 端接地，所以油箱对地也带有一半电压，要用支柱绝缘子支撑起来。

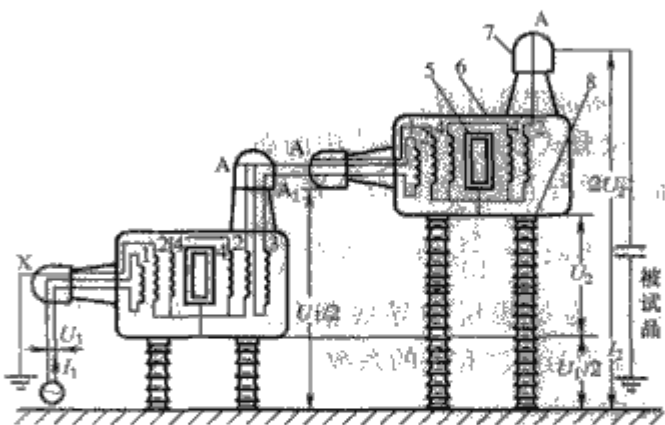


图 3.1-75 两台双套管式高压试验变压器串级

1—低压绕组；2—高压绕组；3—串级励磁绕组；

4—平衡绕组；5—铁心；6—油箱；7—套管；

8—支柱绝缘子

绕组一般都是圆筒式，高压绕组绕成宝塔形（图 3.1-76），其与铁心间电位差愈大的部位对铁轭的绝缘距离也愈大。



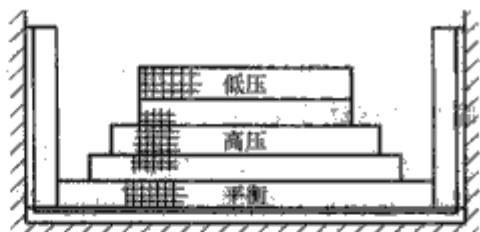


图 3.1-76 宝塔形绕组示意图

双套管式试验变压器各绕组容量按表 3.1-69 确定。

表 3.1-69 双套管式或绝缘筒式  
变压器组的绕组容量（每柱）系数

绕组类别	单台 (二柱)	二台串级 (四柱)		三台串级 (六柱)		
		第一台	第二台	第一台	第二台	第三台
高压绕组	1/2	1/4	1/4	1/6	1/6	1/6
平衡绕组	1/2	3/4	1/4	5/6	3/6	1/6
低压绕组	1	1	1/2	1	2/3	1/3
串级励磁绕组		1/2		2/3	1/3	
各绕组容量之和	3	5		7		

(3) 绝缘筒式。这种结构以绝缘筒（通常为酚醛纸筒或环氧玻璃布筒）代替油箱和两个套管，见图 3.1-77。它省去了高压套管，使得试验变压器的局放水平不受其限制。此外，它的外形美观，体轻，运输方便。采用串级组合时，只需将它们积木式地叠在一起即可，不但安装接线简便，而且节省了宝贵的高压大厅占地面积。其缺点是绝缘筒表面易污染和受潮，散热条件也较差，因此，限制它的极限容量。近年来，为了提高绝缘筒式试验变压器的容量，采用并联电抗器来补偿被试品的电容电流。此时，需在试验变压器中增设给并联电抗器供电的第三绕组。

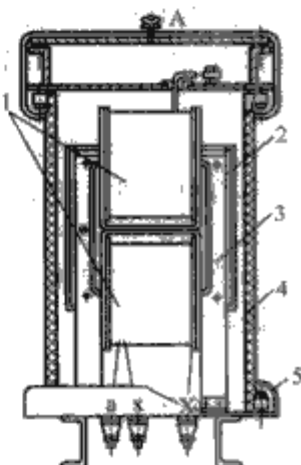


图 3.1-77 绝缘筒式  
高压试验变压器  
1—绕组；2—铁心；  
3—绝缘件；4—绝缘筒；  
5—屏蔽罩

#### 2.4.4 使用要点

试验变压器是一种十分重要而又昂贵的设备。当电压等级较高时，其配套设备的价格也很昂贵，放置试验变压器的高压大厅的造价也很高。为避免试验变压器不应有的损坏，应合理地使用试验变压器。在使用中最重要两点是接地和静止时间。

(1) 接地试验变压器必须可靠接地，接地不良，不仅会损坏设备，还可能危及人身安全。局部放电量大也往往是因接地不良造成的。现代高压大厅的接地电阻均小于 0.5Ω，因此，高压大厅的接地是不成问题的。但要注意接地回路的母排应有足够的截面。回路母排除一点与地网联结外，其余部分应与地绝缘。这样主放电电流都由回路母排流回设备。接地网只起固定电位的作用，而不流过放电电流，从而避免放电大电流流入地网所引起的电位变化。

(2) 静止时间。试验变压器内部最危险的也是最普遍的一种放电就是油中沿面放电，即爬电。而油中沿面放电分为油本身沿面放电和油中气体沿面放电。这两种放电的特征并不完全相同。影响试验变压器内部绝缘强度的主要放电是油中气体沿面放电。而油中气体沿面放电与油中气体产生和吸收的速度有关。当试验变压器经过搬运或负载闪络击穿时，试验变压器内部都可能产生气泡。在这种情况下，试验变压器应适当地

静止休息，以减少和除去可能产生的气泡。试验变压器内部所经受的这种考验越严重，静止休息的时间就越长。

#### 2.4.5 计算要点

(1) 绕组和绝缘。高压绕组导线可选用高强度漆包线、单丝漆包线或纸包线。导线直径不宜太小：对于电压低、容量小的产品，最细为 φ0.15mm；中等电压、中等容量产品，最细为 φ0.25mm；高电压、大容量产品，最细为 φ1.0mm。绕组引出线为避免折断，用多股绞铜线引出。与引出线相连接的导线直径不小于 φ0.7mm。对于宝塔形绕组，绕组端部至铁轭的垂直距离可以根据各部位的具体试验电压按 1.2~1.4MV/m 选取。当采用 0.08mm 电缆纸作层间绝缘时，层间绝缘厚度可根据层间的具体试验电压按 8~10MV/m 选取。

(2) 电抗电压计算。对于双套管或绝缘筒式，其电抗电压为

$$u_k = \frac{1}{2}(u_{x12} + 0.9u_{x14}) \quad (3.1-50)$$

式中： $u_{x12}$  为同一铁心柱上的低压和高压绕组之间的电抗电压百分数； $u_{x14}$  为同一铁心柱上的低压和平衡绕组之间的电抗电压百分数。

以上  $u_{x12}$ 、 $u_{x14}$  计算时均以低压绕组的容量为基准。

(3) 温升计算。短时间工作的试验变压器，其油平均温升  $\theta_{Y-K}$  (K) 按下式计算

$$\theta_{Y-K} = \theta_{Y-K} (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \quad (3.1-51)$$

式中： $\theta_{Y-K}$  为油平均温升稳定值，K； $t$  为工作时间，h； $\tau$  为时间常数。

#### 2.4.6 试验变压器的串级

(1) 串级的作用。串级就是将二台或多台试验变压器的高压绕组彼此首尾串联，串级后的高压输出电压为各台试验变压器输出电压之和。后一台的低压绕组由前一台高压端的串级励磁绕组供电，因此后一台的低压绕组、铁心和油箱的对地电位均相应提高，油箱对地应相应加以绝缘。图 3.1-75 所示为两台双套管式高压实验变压器的串级连接示意图，每台变压器的高压额定电压相同，绝缘也均按  $U_2$  考虑，输出电压为  $2U_2$ 。单套管式或绝缘筒式高压试验变压器也同样可以串级。

串级变压器组的总安装容量比单台大。由于高压试验变压器的尺寸与材料消耗随电压等级的提高而迅速增加，电压过高时绝缘结构复杂，所以高电压的试验变压器作成几台串级是合理的，例如  $2 \times 500\text{kV}$ ， $3 \times 750\text{kV}$ 。但串级变压器组的阻抗电压随串级台数的增加而迅速增加，所以一般不宜超过三级。

(2) 串级后的电抗电压计算。当各级高压绕组电压相同时，串级变压器的电抗电压按表 3.1-70 的公式计算，式中所有  $u_k$  均以第一台低压绕组容量为基准（接电源一端的变压器为第一台）。

表 3.1-70 串级变压器组的电抗电压计算

串级台数	计 算 公 式
单台	$u_{x12}$
二台	$[2u_{x12(1)} + 2u_{x13(1)} - u_{x23(1)} + u_{x12(2)}] / 4$
三台	$[3u_{x12(1)} + 6u_{x13(1)} - 2u_{x23(1)} + 2u_{x12(2)} + 2u_{x13(2)} - u_{x23(2)} + u_{x12(3)}] / 9$

注  $u_{x12(1)}$  为第一台变压器高、低压间的电抗电压； $u_{x12(2)}$  为第二台变压器高、低压间的电抗电压； $u_{x13(3)}$  为第三台变压器高、低压间的电抗电压； $u_{x13(1)}$  为第一台变压器低压和串级励磁绕组间的电抗电压； $u_{x13(2)}$  为第二台变压器低压和串级励磁绕组间的电抗电压； $u_{x23(1)}$  为第一台变压器高压和串级励磁绕组间的电抗电压； $u_{x23(2)}$  为第二台变压器高压和串级励磁绕组间的电抗电压。



## 2.5 矿用变压器

矿用变压器用在煤矿井下，为各种动力设备和各种用电装置提供电源。

矿用变压器有以下几种：

(1) 按冷却介质可分为矿用油浸与矿用干式变压器。

(2) 按外壳防护等级可分为矿用一般型变压器与矿用隔爆型变压器。

(3) 按组合装置可分为矿用隔爆型干式变压器与矿用隔爆型移动变电站。

### 2.5.1 矿用一般型变压器

矿用一般型变压器使用于通风良好的煤矿矿井井口或其他无爆炸危险的矿区。矿用油浸式变压器充有矿物油作绝缘介质与冷却介质。为了防止在矿井中碰撞，也为了降低高度，变压器不设储油柜，油箱内油面以上留有适当的空间，以防箱盖上的通气孔堵塞时，箱内产生过大的压力。油箱的机械强度能承受 0.1MPa 的压力而不发生永久变形。箱盖内侧要采取防止水汽冷凝的措施。散热器用管式，箱底支架做成便于用撬棒移动的形式。高低压进出线用电缆，侧出，箱壁两侧焊有电缆盒。

矿用干式变压器绕组类型取决于煤矿井下特殊的工作环境，所以绕组必须具备耐潮、阻燃和自熄性能。浸渍式绕组由于有防潮性能较差的弱点，显然不适合矿用干式变压器。树脂浇注式绕组或薄层树脂浇注式绕组以及缠绕式树脂包封等绕组都具有良好的耐潮、阻燃和自熄性能，可作为矿用干式变压器绕组。矿用干式变压器箱壳除满足矿用油浸变压器箱壳一些基本要求外，还应满足煤矿井下箱壳防护等级要求。

矿用一般型变压器额定容量为 50~400kVA，高压额定电压可以为 6 或 10kV，有  $\pm 5\%$  无励磁调压抽头。低压额定电压可以为 690/400V 或 1200/690V，低压出线盒内引出六个端子，可便于 y/d 的改接。

### 2.5.2 矿用隔爆型干式变压器

矿用隔爆型干式变压器使用于有甲烷混合气体和煤尘、有爆炸危险的矿井中，作为煤矿井下综合机械化采掘设备的配电设备。

矿用隔爆型干式变压器可以是 B 级或 F 级绝缘，更多情况下是 H 级，绕组为浸渍式。绕组和隔爆外壳的冷却介质都是空气，是自然冷却方式。壳内热量是靠对流和辐射传递给外壳，散热条件差，铁心、绕组和外壳温升较高，温升计算较为复杂。铁心和绕组散热面积包括两部分，其一是外露散热面积，即有效散热面。它是与自然冷却空气相接触的表面，该表面同时具有对流和辐射散热两种功能。其二是内散热面积，即不是完全有效散热面。它是与风道相接触的表面，由于内散热面受到其他物体的遮盖，因此，主要靠对流散热。并且由于空气流动受阻产生摩擦阻力，使对流散热效果有所降低。所以应把内散热面乘以散热系数折算成有效散热面。

矿用隔爆型干式变压器箱壳为密封型，内外空气隔绝。箱壳应能承受 0.8MPa 的内部压力而不被破坏，箱壳密封接合面应符合隔爆标准。出线套内设置橡胶垫圈，电缆穿过垫圈，旋紧出线套后，垫圈即压紧电缆，以确保密封。产品应按规定进行隔爆试验。箱壳侧面做成瓦楞形以增加散热面，箱底设有带滚轮的拖撬。为适合在坑道内搬运，变压器做成狭长形，总高度不超过 1 个人的高度。

矿用隔爆型变压器的额定容量为 50~1000kVA。高压

电压为 6kV，有三个抽头， $\pm 5\%$  或  $-4\%$ 、 $-8\%$ 。低压电压根据容量大小可以是 690/400V、1200/690V 或 1200V。

### 2.5.3 矿用隔爆型移动变电站

图 3.1-78 所示为矿用隔爆型移动变电站（简称移动变电站）的外形图。它由矿用隔爆型高压负荷开关箱、矿用隔爆型干式变压器和矿用隔爆型低压馈电开关箱组成。装在高轮缘、宽轮面的小车上，在轨道上可以自由移动。因为移动变电站是隔爆型结构，所以可安装在靠近采煤面附近的地方，为井下综合机械化采煤设备提供电源。

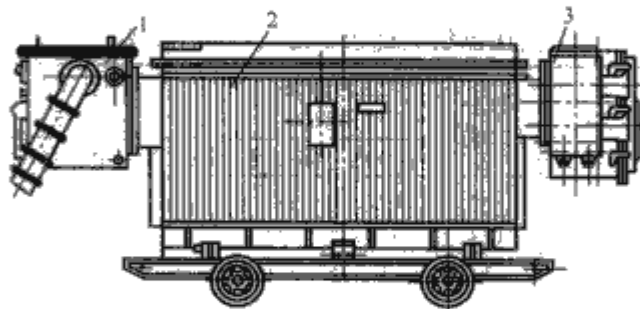


图 3.1-78 隔爆型移动变电站

1—高压负荷开关；2—矿用隔爆型变压器；

3—低压馈电开关

煤矿井下 6kV 电压通过高压断路器、高压屏蔽电缆和电缆连接器进入移动变电站，把 6kV 电压变成 1.2kV，经低压屏蔽电缆和磁力启动器，为采煤机和皮带运输机等电气设备供电。它可以一台单独运行，也可以两台并联运行。移动变电站有以下特点：

(1) 由于移动变电站具有防爆和防潮性能，因此，它适用于环境潮湿和含有瓦斯、煤尘并具有爆炸危险的场所。

(2) 移动变电站可安装在距采煤面 50~300m 的地方，低压 1.2kV 供电电缆长度大大缩短，可大幅度减少电压损失，提高供电质量。

(3) 移动变电站整体装在小车上，输入和输出电缆的连接通过电缆连接器来实现，在井下拆除、移动和安装方便。

(4) 移动变电站具有较完善的过载、短路和漏电保护。高、低压开关之间，高压开关与上一级断路器之间具有电气连锁或机械连锁装置。

(5) 移动变电站的隔爆型干式变压器采用 H 级绝缘，绕组温升允许达到 125K。变压器体积小，经济耐用，运行可靠。

移动变电站是防爆电气设备之一，它除了满足国家标准《矿用隔爆型移动变电站》外，还应满足国家标准《爆炸性气体环境用防爆电气设备》的要求，以下简述有关防爆电气设备的一般知识。

(1) 防爆电气设备的类型。电气设备在正常运行或事故状态时，可能产生火花、电弧和表面发热等现象，它们具有一定的能量，这就成为爆炸性气体环境中点燃易爆气体混合物的火源。一定的气体 and 足够的火花能量，是爆炸性气体混合物爆炸的必备条件。防爆电气设备采取一系列安全措施，其目的就是使这两个条件不能同时存在。依照采取的不同安全措施，把防爆电气设备类型分为：隔爆型 (d)、增安型 (e)、本质安全型 (i)、正压型 (p)、充油型 (o)、充沙型 (s) 和无火花型 (n)。

(2) 防爆电气设备的类别、级别和组别。防爆电气设备分为两大类：第 I 类是煤矿用防爆电气设备，第 II 类是工厂用防爆电气设备。根据最大试验安全间隙和最小点燃电流比，II 类防爆电气设备又分为 A、B、C 三个级别，如表 3.1-71 所示。I 类防爆电气设备除符合 I 类防爆电气设备



的防爆规定外，还应满足Ⅱ类防爆电气设备的有关防爆规定。各种爆炸性气体混合物按其自然温度可分为六个温度组别，如表 3.1-72 所示。防爆电气设备允许的表面温度不得高于各组规定的温度限值。

表 3.1-71 Ⅱ类防爆电气设备间隙和电流比

级 别	最大试验安全间隙 (mm)	最小点燃电流比
	$\delta_{\text{max}}$	MICR
A	$\delta_{\text{max}} \geq 0.9$	$MICR > 0.8$
B	$0.9 > \delta_{\text{max}} > 0.5$	$0.8 \geq MICR \geq 0.45$
C	$0.5 \geq \delta_{\text{max}}$	$0.45 > MICR$

表 3.1-72 防爆电气设备温度组别

组 别	爆炸气体自然温度 $t$ (℃)	设备允许表面温度 (℃)
$T_1$	$t \geq 450$	450
$T_2$	$450 > t \geq 300$	300
$T_3$	$300 > t \geq 200$	200
$T_4$	$200 > t \geq 135$	135
$T_5$	$135 > t \geq 100$	100
$T_6$	$100 > t \geq 85$	85

(3) 矿用隔爆型移动变电站的防爆标志。所谓隔爆型电气设备，即具有隔爆外壳的电气设备。该隔爆外壳既能承受其内部爆炸性气体混合物引爆产生的爆炸压力，又能防止爆炸产物穿击隔爆点燃外壳周围的爆炸性气体混合物。移动变电站是具有隔爆外壳的防爆电气设备，其防爆标志为“Ex”。同样它还属于隔爆类型(d)、矿用类别Ⅰ、Ⅱ类C级(最大试验安全间隙等于或小于0.5mm)和 $T_5$ 温度组别(设备允许表面温度100℃)。因此，构成移动变电站防爆总标志为“ExdⅠ”，并且命名为“矿用隔爆型移动变电站”。

## 2.6 牵引变压器

### 2.6.1 牵引变电站供电变压器

现代电气化铁路机车功率大、运行速度高，因此，多采用交流供电。给铁路牵引线路供电的变压器称为牵引变压器。牵引变压器的负载特性与普通电力变压器有很大区别，主要表现在：

- (1) 单相负载。
- (2) 变动负载。
- (3) 轨道回路。
- (4) 会有高次谐波的负载。

其中(1)、(2)两项使三相电源系统失去平衡并导致电压波动；(3)、(4)两项对邻近通信线路有电磁干扰。因此，铁路牵引线路供电方式的采用必须考虑这些问题，并力争将其控制在最小程度。

牵引变压器是将三相电力系统的电能传输给两个各自带负载的单相牵引线路。两个单相牵引线路分别给上下行机车供电。在理想情况下，两个单相负载相同。所以牵引变压器就是用做三相变两相的变压器。

目前我国，牵引线路对轨道的电压一律为27.5kV。而给牵引线路供电的三相电力系统的线电压通常为110kV。牵引变压器将电能从110kV三相电力系统传输给两条27.5kV的单相牵引线路。铁路机车利用沿牵引线路滑动的受电弓将电流导入机车变压器的一次绕组。该电流经过轨道和大地返回到牵引变压器的二次绕组中去。流过轨道和

大地的电流将在附近空间产生交变磁场，它在邻近的通信线路中将产生电磁噪声，使通信质量下降。

(1) 牵引变压器的供电方式。为了减小流经轨道和大地的电流所产生的磁场对通信线路的干扰，通常采取两种供电方式，一是吸流变压器(Booster Transformer)式供电方式；二是自耦变压器(Auto-Transformer)式供电方式。

1) 吸流变压器式(BT)供电方式。如图3.1-79所示，这种供电方式是在两个牵引变电站之间装设数十台变比为1:1的单相吸流变压器。它的一次侧串入牵引线(架空线)中，它的二次侧串入负馈线(回流线)中。吸流变压器二次侧的两端分别与轨道相连接并接地。回流线通常就架设在铁路沿线架空线支柱外的横担上。

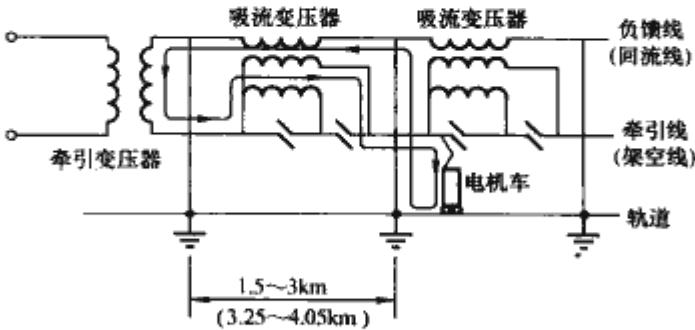


图 3.1-79 BT 供电方式

这种供电方式的基本原理是利用吸流变压器的一、二次绕组之间的安匝平衡原理将流过轨道的牵引电流吸入负馈线中。吸流变压器的作用在于把本来尺寸很大的架空线、轨道、负馈线回路变的尺寸很小。这样一来，牵引电流主要流过架空线和负馈线，仅流过很小一段轨道，而且不流入大地。这就极大地减弱了轨道周围的磁场，从而使该磁场对邻近通信线路的干扰大大减弱。

BT供电方式具有体积小，负馈线绝缘水平要求低等优点。其缺点是，为了使吸流变压器的一次侧串入架空线中，架空线必须设置断口。当电机车的受电弓滑过断口时，使吸流变压器暂时短路，然后又恢复到开路状态，因此，要产生强烈的电弧，架空线易被烧蚀。如果电流很大，自动熄弧是很困难的。这样就需要对复杂的区段采用灭弧电阻。尽管如此，也不能完全防止架空线烧蚀，从而增大了维修费用。

2) 自耦变压器式(AT)供电方式。如图3.1-80所示，这种供电方式是在两个牵引变电站之间装设数台变比为2:1的单相自耦变压器。在这种情况下，牵引变压器的二次电压应为2U(即55kV)。自耦变压器一次侧跨接在牵引线与正馈线之间，其正中抽头与轨道相连接并接地。机车变压器的一次侧接在牵引线与轨道之间。提供给机车的电压仍是U(即27.5kV)。由图可以看出，机车是由多台并联连接的自耦变压器供电的。

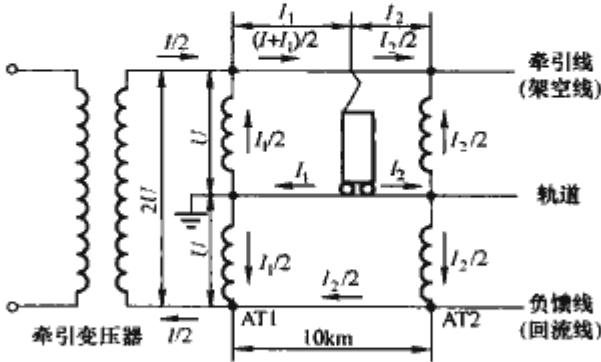


图 3.1-80 AT 供电方式

显然，像BT供电方式中的断口没有了。牵引变压器仅提供机车牵引电流的1/2，这样就可以使站距变大，减小



变电站数量,而且相邻两台自耦变压器之间的距离也相应加大了。通常每10km安装一台自耦变压器。牵引变电站的站距也可由BT供电方式的50km增加到80km。

这种供电方式的基本原理,是利用自耦变压器公共绕组与串联绕组之间的安匝平衡原理将流过轨道的牵引电流吸入正馈线中。正馈线的作用相当于BT供电方式中的负馈线,故亦称回流线。由于相邻两台自耦变压器之间的距离较大,所以它们之间的架空线和正馈线的阻抗也较大。如果与这些阻抗相比,自耦变压器的阻抗非常低的话,那么电机车的牵引电流便主要由与其最接近的自耦变压器提供。

架空线没有断口,这是AT供电方式的最大优点,其次,实际供电电压为BT供电方式的两倍,所以回路的电压降减小,从而使站距变大。

(2) 牵引变压器的工作原理。牵引变电站变压器可以是三相、单相或三相变两相。三相变压器仅两相接到牵引变电站的两个供电臂,另外一相负荷很轻,但采用三相变压器简化了变电站的辅助电源供电。

单相变压器一般用两台接成V接法,分别供给两个供电臂。

三相变两相的变压器可以有多种接线方式,现多数用斯科特(Scott)接线,又称T接线,也有用伍德(Wood)桥接线和勒布兰克(Le Blanc)接线的,如图3.1-81所示。

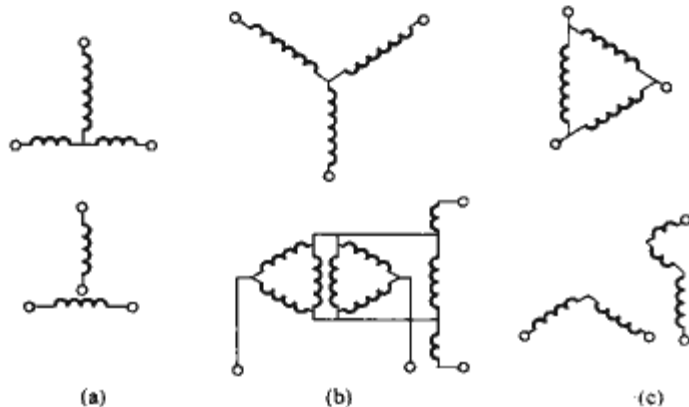


图 3.1-81 三相变两相变压器的接线图

(a) 斯科特接线; (b) 伍德桥接线; (c) 勒布兰克接线

斯科特接线变压器可以是一台三相三柱变压器,也可以是两台单相变压器,这两台单相变压器可以共用一个油箱。用三相三柱变压器时,只在两个边柱上套有绕组,中柱空着,但中柱截面要比边柱大 $\sqrt{2}$ 倍。应注意两个边柱上的高压绕组匝数不等,相差 $\sqrt{3}/2$ 倍。斯科特接线变压器低压侧两相无电的联系,因此无环流;其结构简单,便于制造。

斯科特接线变压器的高压侧不具备中性点,因此只能用于110kV及以下中性点不接地系统。伍德桥接线多一台自耦变压器,自耦变压器的电压比为 $1:\sqrt{3}$ ,以使两个低压绕组输出电压相等,因此结构比较复杂,制造成本大,其优点是高压侧Y形联结,可以有一个中性点接地,绕组可以按分级绝缘设计制造,可用于110kV及以上系统。勒布兰克接线存在着斯科特接线同样的问题。

三相变两相转换还可以有其他接线方式,如图3.1-82所示,其中图3.1-82(a)所示为用于AT供电的十字交叉接线,图3.1-82(b)所示为用于BT供电的坎勃勒(Küblerson)接线。

不论何种接线方式,只有当二次侧电压对称且两个供电臂负载相等时,一次侧三相负载才对称,否则一次电流中仍有负序分量,但不同接线方式,一次电流不对称程度不一样。接线方式的选取要从技术经济指标方面综合考虑。

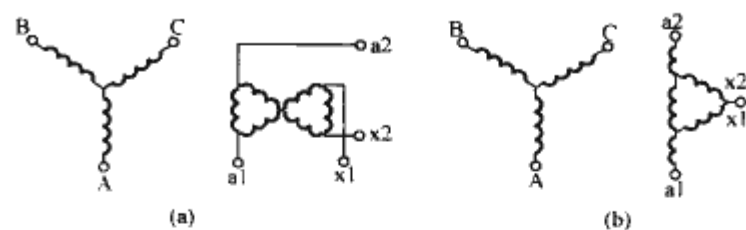


图 3.1-82 十字交叉接线和坎勃勒接线

(a) 十字交叉接线; (b) 坎勃勒接线

三相变两相接线的变压器,其一、二次绕组分别串入馈线中,吸流变压器的一次通电流后,在二次绕组感应电动势,此电动势将原来要流经铁轨的电流吸入馈线中。

## 2.6.2 机车牵引变压器

机车牵引变压器装在干线电力机车上,主要用于对牵引电动机供电,其辅助绕组则对机车辅助设备供电。因为电力机车单相供电,故机车牵引变压器为单相变压器。当电力机车由直流电动机拖动时,机车牵引变压器实质上是一台单相整流变压器(现在的趋势是交流变频传动,但仍经整流、逆变环节)。

机车牵引变压器的网侧电压为电气化铁道接触网电压,通常为25kV,直流电动机的供电电压通常为750V,牵引变压器的额定容量为几千千伏安。由于牵引电动机的负荷特性,牵引变压器实质上是短时工作制。变压器装在车厢内或悬挂在车厢下,装在车厢内时,应考虑到车厢内最高气温可达45℃。牵引变压器的内部结构和外部安装应能承受机车上下、横向和纵向的振动,振动频率1~50Hz,正常情况下振动加速度不大于 $3\text{m/s}^2$ ,短时间不大于 $10\text{m/s}^2$ ,但机车连挂时应考虑纵向最大可能超过 $20\text{m/s}^2$ 。

机车牵引变压器通常为矿物油浸式,在对防火有较高要求的情况下用不燃性液体介质,例如硅油。为减少重量,冷却方式采用强迫油循环风冷。随着机车的高速化,牵引变压器的容量在提高,但要求其重量尽可能轻,因此硅油冷却、F级绝缘的牵引变压器已得到应用。

## 2.7 其他特种变压器

### 2.7.1 船用变压器

船用变压器用于船舶照明和配电。要求船用变压器能防潮、防霉、防盐雾并能耐受强烈的冲击和振动。容量较小的船用变压器多采用环氧树脂浇注式,容量较大的船用变压器则采用干式开启式。用浇注式结构时,单相变压器多采用卷铁心和矩形绕组;三相则采用叠积式铁心和圆形绕组。绕组绕好套装后,用环氧树脂浇注,其出线端子也一起浇注;然后在其表面按要求涂规定的防护漆。容量较大的船用变压器,为了便于冷却,外表面可做成瓦楞形。

### 2.7.2 中频变压器

指频率为1000~8000Hz的变压器。这个频率范围主要用于中频淬火和对金属感应加热。中频电源(发电机或逆变电源)所产生的电压不能完全适应感应圈的要求,故用变压器降压。为适合不同用途的需要,变压器为多匝比的,电压比变化范围约1:3.5。变压器为间断工作制,负载持续率50%。

中频变压器为单相,高低压绕组交叠放置。高低压绕组均用空心铜管绕制,铜管内部通水冷却,进水压力不低于0.2MPa,铜管应能承受0.5MPa的压力试验而无漏水现象。铁心叠片间放有焊有铜管的铜板,铜管内也通水冷却。在停止运行期间,应将水源切断,并放去管内残留的水,以免因



温度变化而结露。

### 2.7.3 接地变压器

接地变压器用在中性点绝缘的三相电力系统中,用来为这种系统提供一个人工的中性点。该中性点可以直接接地,也可以经过电抗器、电阻器或消弧线圈接地。

对接地变压器的要求如下:

(1)具备一个可以接地的中性点,以便通过它将系统中性点接地。

(2)当系统发生单相对地短路时,流过故障点的对地电流能够顺利通过接地变压器绕组而返回到线路中去,以便给自动保护装置提供足够大的故障电流信息。

接地变压器可以采用联结方式为 YNd 的三相变压器,也可以采用 ZN 联结方式的三相变压器,如图 3.1-83 所示。前者三角形二次绕组可以流过环流,用以平衡一次绕组的电流。后者由于曲折形绕组自身联结方式,使故障电流在两个串联绕组中互相平衡。这两种联结方式都能使故障电流顺利通过接地变压器绕组。

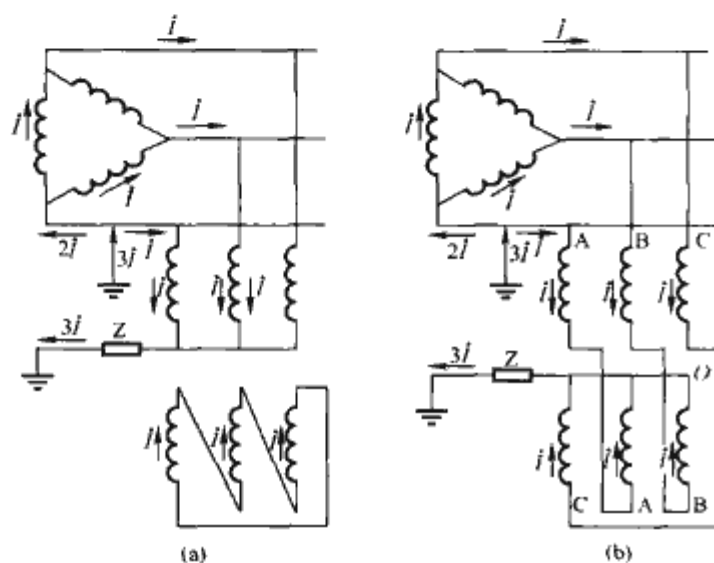


图 3.1-83 接地变压器的绕组联结方式  
(a) YNd 联结; (b) ZN 联结

图 3.1-83 中,限流阻抗  $Z$  接在中性点与地之间,也可将限流阻抗接在线端。ZN 联结的接地变压器,也可以设置一个低压绕组,作为变电站的辅助电源。YNd 联结的变压器也可将二次绕组端子引出,作为变电站的辅助电源。

在结构上,接地变压器与普通三相心式电力变压器相同。

零序阻抗对接地变压器来说是一个极重要的参数,它决定着故障电流的大小,在中性点经阻抗接地的情况下,还决定着接地变压器各相对地电压的分布。通常接地变压器的零序阻抗以欧姆计。接地变压器的零序阻抗的物理意义是,当故障电流同时流过接地变压器的三相绕组时,在一相绕组中产生的电压降与该故障电流之比。零序阻抗可按普通双绕组电力变压器阻抗计算公式。

接地变压器有两种运行状态,即系统正常运行和系统发生单相对地短路。

在系统正常运行情况下,接地变压器绕组中仅流过很小的励磁电流。接地变压器所产生的损耗为铁心损耗和很小的绕组损耗。在这种情况下,仅铁损使油温升高,绕组对油的温升几乎等于零。在大多数情况下,绕组对周围空气的平均温升不会超过 35K。当周围空气温度达到标准规定的最高值 40℃时,绕组的平均温度不会超过 75℃。在设计接地变压器时,只要按铁损计算油的温升,使其不超过 35K 即可。在大多数情况下,选择光滑表面的油箱即可满足要求。仅在

较大的接地变压器中,才需另外增大冷却表面。

在系统发生单相对地短路时,接地变压器绕组中流过的电流等于总短路电流的 1/3。短路电流的持续时间为 10s。在这样短的时间内,短路电流在绕组中所产生的热量几乎全部用来使绕组的温度升高。中性点接地变压器的绕组即按上述假定设计。短路前绕组的平均温度为 75℃,短路后绕组所允许达到的最高平均温度,铜绕组是 250℃,铝绕组是 200℃;铜绕组的最大短路电流密度是 47.2 A/mm<sup>2</sup>,铝绕组是 27.6 A/mm<sup>2</sup>。

有时变电站内需要低压电源,可在 ZN 联结的接地变压器中配备一个二次绕组,亦可在 YNd 联结的接地变压器中,从 d 接绕组中引出端子来实现。

## 3 绝缘油

### 3.1 变压器油

变压器油是天然石油在炼油过程中的一个馏分经精制和添加适当的稳定剂调制而成的。它的主要成分是环烷烃、烷烃和芳香烃。变压器油在变压器油箱中充满整个空间,起着绝缘和传导热量的双重作用。

对于变压器油,应有化学特性、物理特性和电气特性的要求。

#### 3.1.1 化学特性

变压器油的化学特性包括氧化稳定性、腐蚀性硫、含水量和酸值等。

(1)氧化稳定性。变压器油是由碳元素和氢元素按不同的分子结构组成的,主要有石蜡结构、环烷结构和芳族结构。石蜡结构在寒冷气候中使用,其自由流动会受阻止,这类分子对水及氧化产物的溶解度也很低,在变压器油道中沉积的残渣会影响绕组的散热;环烷结构具有极佳的低温特性,且溶解能力较石蜡结构高;芳族结构中的单芳族具有良好的电气性能和吸水特性,且在氧化过程中比较稳定,芳族结构中的聚芳族化合物的抑制氧化的特性良好,吸气能力比单芳族化合物更高。

变压器油在储存和使用过程中,会溶解一定的氧气。氧气在热和金属的催化作用下,油会被逐渐氧化成各种含氧化合物,深度氧化的油会出现胶质和油泥。氧化物使变压器油的界面张力下降,酸值和介质损耗系数升高,电阻率和击穿电压下降,散热性能降低。为了提高变压器油的氧化安全性,炼油厂通常在油中添加少量的抗氧化剂。

(2)腐蚀性硫。腐蚀性硫是指油中所含的具有腐蚀性的活性硫或硫化合物。这些物质中的大多数是石油的天然成分,但其中的二氧化硫是用硫酸精制及再蒸馏时残留的硫酸酯分解生成的,它对金属和非金属都有很强的腐蚀作用,对变压器的危害很大。

(3)含水量。油的吸水能力取决于温度和极性分子的含量。油中含水量和温度的关系如图 3.1-84 所示。在油的氧化过程中,水分是氧化的产物之一,这种情况对具有高溶解度的油是很有利的,这是不会有游离水的存在。

在变压器的标准中没有规定变压器油中的含水量,但从图 3.1-84 中得出的不同温度下油中的含水量,可以推断炼油厂出厂的变压器油中的含水量在  $(20 \sim 50) \times 10^{-6}$  的范围内。GB/T 7595—2000《运行中变压器油质量标准》规定:投入运行前,不同电压等级变压器油中允许的含水量和含气量见表 3.1-15。

为了降低油中的含水量,可以采用真空滤油机进行处



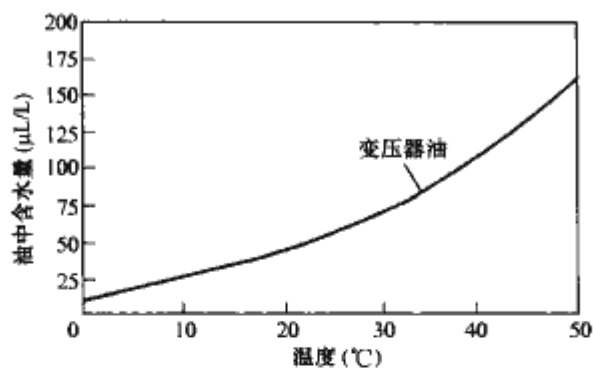


图 3.1-84 温度和油中含水量的关系

理，以达到标准的要求。

(4) 酸值。酸值是中和 1g 油中的酸性组分所消耗的 KOH 的毫克数，新变压器油中的酸值一般都很小，随着油的保管和运行时间的增长，油的酸值也会增加。

### 3.1.2 物理特性

包括黏度和闪点、密度、界面张力等。

(1) 黏度和闪点。变压器油的黏度越低，冷却效果越好。在 40℃ 条件下，环烷基和石蜡基的黏度都是 8mm<sup>2</sup>/s；但在 70℃ 时，环烷基的黏度是 3.4mm<sup>2</sup>/s，石蜡基的黏度是 4.2mm<sup>2</sup>/s。它表明环烷基油在变压器的工作温度下比石蜡基的冷却效果要好。变压器油的黏度随温度的升高而降低，降低的比例决定于油的化学性质。变压器油的黏度与温度的关系如图 3.1-85 所示。

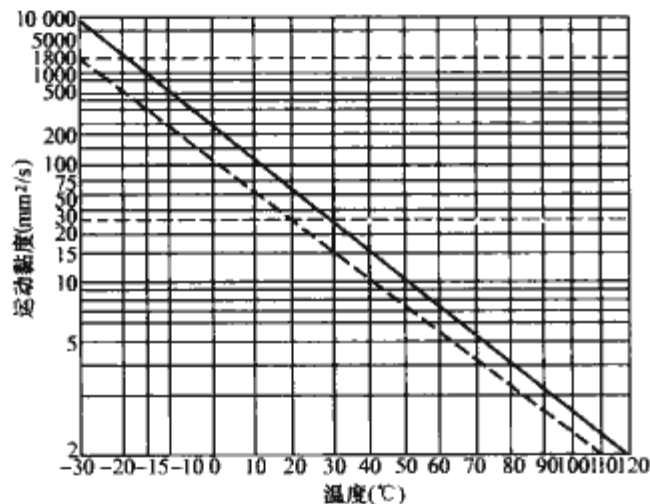


图 3.1-85 变压器油的黏度与温度的关系

图 3.1-85 中实线表示符合英国标准 BS148 规定在 20℃ 时黏度不高于 40mm<sup>2</sup>/s 的油黏度和温度的关系，虚线表示符合 IEC276 标准的油的黏度和温度的关系。我国标准 GB2536 规定：25 号油在 40℃ 时的黏度不高于 13mm<sup>2</sup>/s，基本和 IEC276 标准的油的黏度接近。由图 3.1-85 中可以看到在变压器的工作温度，例如 80℃ 时，油的黏度不大于 4mm<sup>2</sup>/s，有的黏度降低，流动性变好，有利于绕组和铁心的散热。

标准对变压器油的黏度没有数值上的规定，但对变压器油的闪点的最低限值做了规定。这是因为变压器油是许多不同分子的混合物，它的沸腾温度有一个范围，油的沸腾范围越低，则其黏度和闪点也越低。环烷基油的沸腾范围比石蜡基油低，因此，它的黏度和闪点也低。

(2) 密度。在寒冷的环境下，变压器油中的游离水分子凝结成冰，若油的密度大于冰的密度，则在变压器油面上出现浮动的冰，冰本身一般对变压器的绝缘没有什么影响。但当油温上升时，冰溶化成水进入油中电场高的区域会引起绝缘强度明显降低，进而导致绝缘的击穿，因此，要使油的密度不大于冰的密度，以避免这种危险状态的出现。

0℃ 时的冰，其密度可在相当大的范围内变化（880～920kg/m<sup>3</sup>）。GB 2536—1990《变压器油》规定：变压器油在 20℃ 的密度不大于 895kg/m<sup>3</sup>，它基本上满足在寒冷条件下运行的要求。

(3) 界面张力。界面张力表示油和水之间界面的强度。界面张力取决于油中所含极性物质的数量的多少，变压器油中极性物质越少，处于界面上油分子和水分子之间的作用力越小，界面张力就越高。运行中的变压器油随着老化产物（有极性的亲水物质）的不断增长，界面张力指标是从极性物质多少的角度来反映油的优劣和老化程度的。

### 3.1.3 电气特性

包括击穿电压和介质损耗等。

(1) 击穿电压。变压器油在实验室条件下经过十分仔细的净化处理后得到的特别纯净的油，其击穿电压可以高达 4 000kV/cm。但这种油不可能在工业生产中得到和使用。在工业生产中考虑到实际情况，经过充分过滤的油一般可以达到 60kV/2.5mm 以上。这个差别表明：变压器油中混有少量的杂质，这些杂质将极大地影响它的电气性能。

变压器油中的杂质主要是指混合在油中的水分、气体和纤维。当油中含有带水分的纤维杂质时，将引起油中的电场发生畸变，造成局部电场强度增大，引起油中放电和击穿。因此，变压器油必须经过过滤和干燥处理，才可能被应用到生产上。杂质（水分）、温度、电场情况和电压作用时间等条件对油都有不同程度的影响。

1) 水分的影响。变压器油能溶解一定量的水分。油中含水量的增加将极大地降低油的耐电强度，其规律如图 3.1-86 所示。

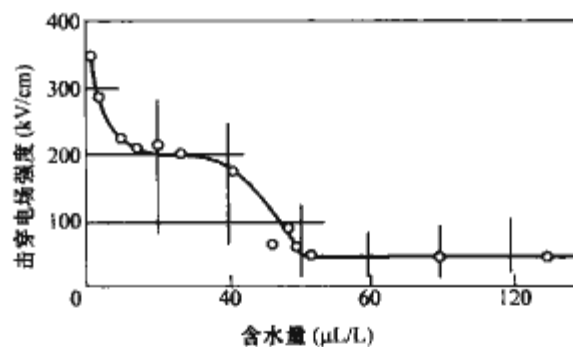


图 3.1-86 变压器油耐电强度和含水量的关系

当含水量大于 60μL/L 时，其耐电强度几乎不变。此情况表明：变压器油只能溶解一定量的水分，超过这个量，水分将从油中析出沉淀，因此，对变压器油的耐电强度进一步下降没有什么影响。

2) 温度的影响。如图 3.1-87 所示，温度对受潮的变压器油的影响比较复杂。工频电压下，在比较均匀电场中，油的耐电强度在 60～80℃ 有极大值，而在 0℃ 附近有极小值。在 60℃ 左右，水分从乳胶状态转变为溶解状态，而在 0℃ 附近水分开始凝固。干燥的油无此现象。在极不均匀电场的作用下，温度对击穿电压的影响较小，这是因为在极不均匀的电场下，水分等杂质对击穿所起的“小桥”作用变弱所致。

在冲击电压的作用下，温度变化对击穿的影响亦较小，这是由于电压作用时间很短，杂质来不及形成“小桥”。冲击电压强度在较均匀电场时，分散性较大；而在极不均匀电场时，分散性较小。

当温度在 60～80℃ 以上时，工频或冲击击穿电压均缓慢下降，这是在此温度以上水将开始汽化所致。

3) 电场均匀度对变压器油击穿电压的影响。如图



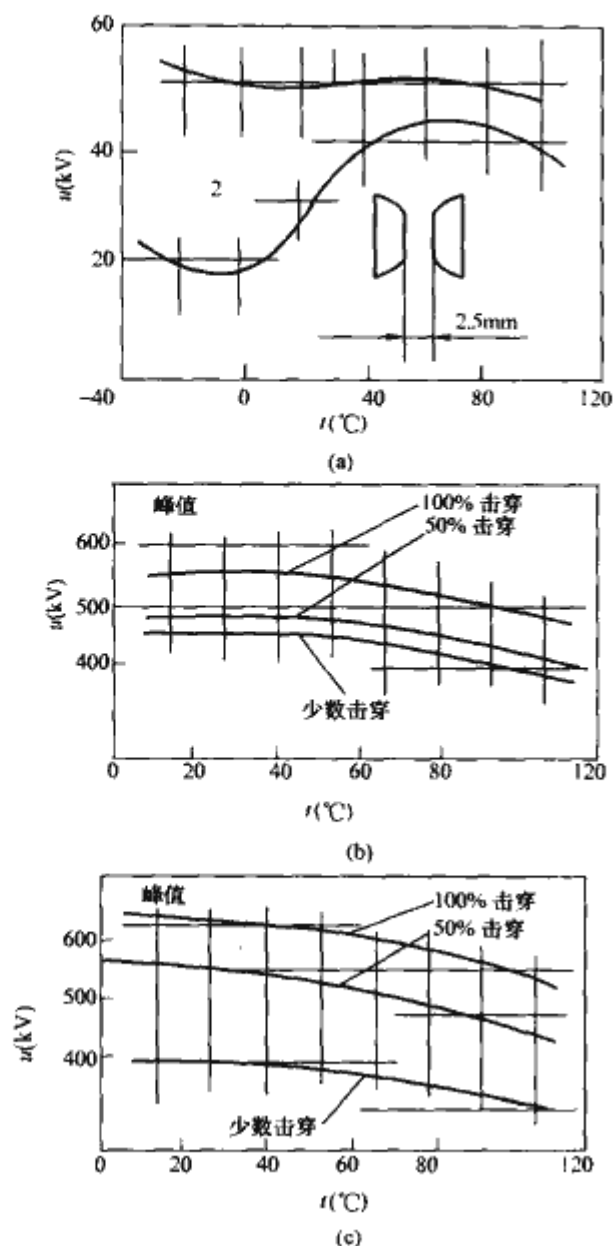


图 3.1-87 温度变化对变压器油耐电强度的影响  
(a) 50Hz, 1min; (b) 波长  $20\mu s$  冲击针对板距离为 25.0cm;  
(c) 波长  $20\mu s$  冲击  $\phi 25$  球对板距离为 25.0cm  
1—干燥的油; 2—受潮的油

3.1-88所示。

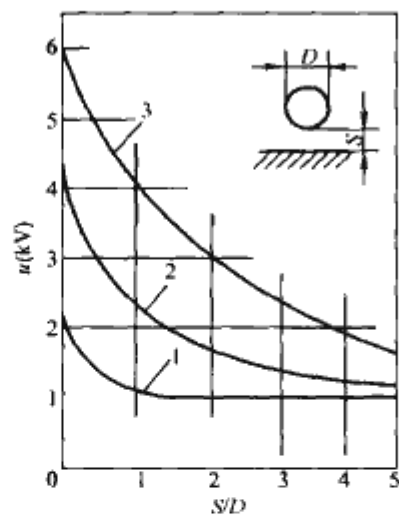


图 3.1-88 电场均匀度对变压器油击穿电压的影响  $S=15.0cm$   
曲线 1—50Hz 1min, 油品质差; 曲线 2—50Hz, 1min  
油品质好; 曲线 3—波长  $40\mu s$  冲击

由图 3.1-88 可以看出, 当变压器油的品质较好时, 改善电场的均匀度, 能使击穿电压提高许多, 特别对于工频电压的作用更显著。变压器油的品质较差时, 由于油中杂质的存在, 使原来比较均匀的电场变得不均匀了, 所以在工频电压作用下, 用改善电场的均匀度来大幅度地提高击穿电压的

作用就不是很大了。在冲击电压的作用下, 由于杂质的影响不大, 故电场的改善能比较有效地提高击穿电压。

由上述规律可以得到: 变压器运行中一定要保持变压器油的干净, 一方面要保证变压器器身在制造过程中和现场处理过程中的干净程度; 另一方面要使变压器油在运行中不与大气接触, 不受潮。在这种条件下, 变压器内部充分考虑改善电场的均匀度有极其重大的现实意义。

4) 电压作用时间的影响。油间隙的击穿电压, 随着电压作用时间的增加而降低, 其规律可由变压器油的平均伏秒特性曲线来表示 (见图 3.1-89)。击穿电压与电压作用时间的关系曲线很复杂, 在不同作用时间范围内有不同的规律。在时间极短时, 显然属于电击穿。电压作用时间越短, 其击穿电压值越高。曲线的第二个下降部分则和杂质聚集、介质发热等需较长时间才能完成的过程有关。时间超过 1min 以上, 击穿电压与时间的关系已不很显著, 长期加电压的击穿电压随时间增加而缓慢下降的原因是油的逐渐老化。

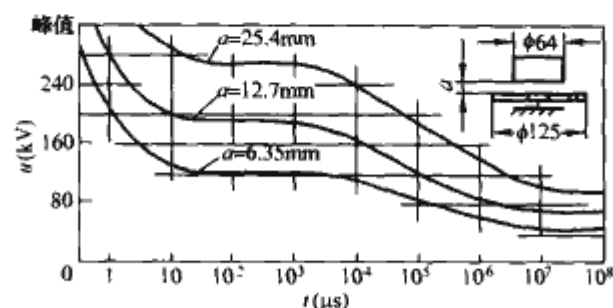


图 3.1-89 变压器油平均伏秒特性曲线

电压作用时间的影响和油的清洁度有关, 油越清洁, 则影响越小。

5) 变压器油击穿场强和油隙体积的关系。变压器油的击穿特性还和间隙的距离和间隙中油体积的大小有关。油间隙的距离越小, 其击穿场强增大; 油体积减小, 其击穿场强也增大。其规律如图 3.1-90 所示。

变压器油的技术要求见表 3.1-73。

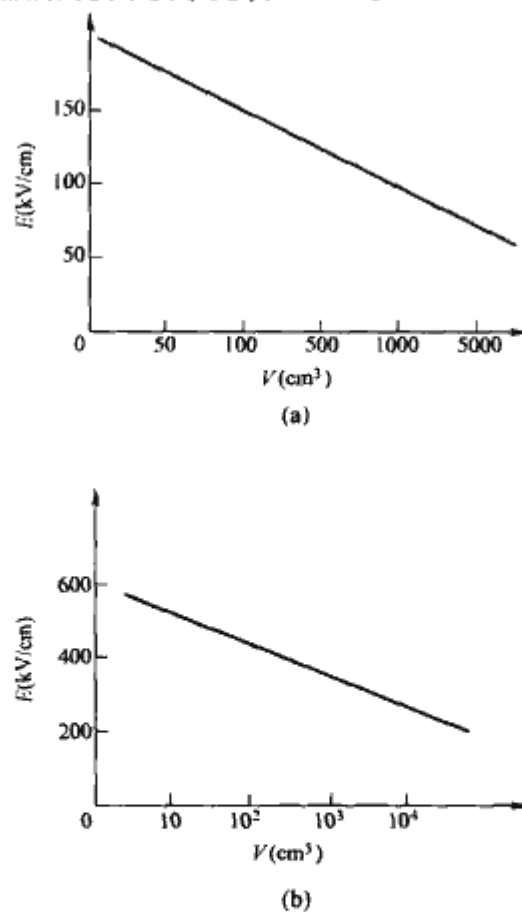


图 3.1-90 均匀电场中变压器油击穿  
电场强度与油体积的关系  
(a) 在工频电压下; (b) 在冲击电压下

表 3.1-73 GB 2536—1990 变压器油主要技术要求

项 目	质量指标			试验方法
牌 号	10	25	45	
外 观	透明，无悬浮物和机械杂质			目测 <sup>①</sup>
密度(20℃)/(kg/m <sup>3</sup> )	不大于 895			GB 1884 GB 1885
运动黏度/(mm <sup>2</sup> /s)				GB 265
40℃	不大于 13	13	10	
-10℃	不大于 —	200	—	
-30℃	不大于 —	—	1800	
倾点(℃)	不高于 -7	-22	报告	GB 3625 <sup>②</sup>
凝点(℃)	不高于 —	—	-45	GB 510
闪点(闭口)(℃)	不低于 140	135		GB 261
酸值(mgKOH/g)	不大于 0.03			GB 264
腐蚀性硫	非腐蚀性			SY 2689
氧化安定性 <sup>③</sup>				ZB E38 003
氧化后酸值(mgKOH/g)	不大于 0.2			
氧化后沉淀(%)	不大于 0.05			
水溶性酸或碱	无			GB 529
击穿电压(间距 2.5mm 交货时) <sup>④</sup> (kV)	35			GB 507 <sup>⑤</sup>
介质损耗角正切(90℃)	不大于 0.005			GB 5654
界面张力(mN/m)	40	38		GB 6541
水分/(mg/kg)	报告			ZB E38 004

- ① 把产品注入 100mL 量筒中，在±20℃下目测，如有争议时，按 GB 511 测定机械杂质含量为无。
- ② 以新疆原油和大港原油生产的变压器油测定倾点时，允许用定性滤纸过滤。倾点指标，根据生产和使用实际，经与用户协商，可不受本标准限制。
- ③ 氧化安定性为保证项目，每年至少测定一次。
- ④ 击穿电压为保证项目，每年至少测定一次。用户使用前，必须进行过滤并重新测定。
- ⑤ 测定击穿电压允许用定性滤纸过滤。

(2) 介质损耗角正切值 (tanδ)。介质损耗角正切值是变压器有的一个重要参数，它取决于油中的离子含量。普通精炼的变压器油，这一指标可以达到。但它对污染物非常敏感，只有一点点，就可以使介质损耗角正切值增加很多。

水本身并不影响这个特征，在氧化过程开始时，就会发现介质损耗角正切值增加。但过了一段时间数值会下降。这可能是由于氧化过程开始时，过氧化物是与金属络合物一起形成的化合物具有强烈的极性和高含量的离子，它会使变压器油的介质损耗角正切值增加，过氧化物已分解为新的自由基，形成介质损耗角正切值较低的氧化物。经过初始分解阶段之后，形成如酸和酯等的氧化产物，使介质损耗角正切值再次增加。

(3) 油流带电。当油在变压器中循环流动时，油中带的负电荷的粒子可以被油路导管的材料吸附。这表示油离开油路时已经带有正电荷，当这种油通过绕组进行冷却时，将会使绝缘材料表面聚集大量的电荷，形成高电位，达到一定程度时，便会发生放电。油的流速越高，油流带电的现象越严重。

对不同种类的油和氧化程度不同的油进行了油流带电的试验，结果表明，精炼度高的抑制的油的油流带电低，如图

3.1-91~图 3.1-92 所示。

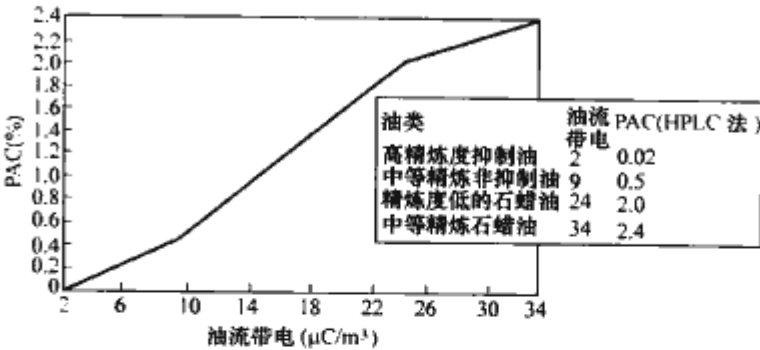


图 3.1-91 不同种类油的油流带电

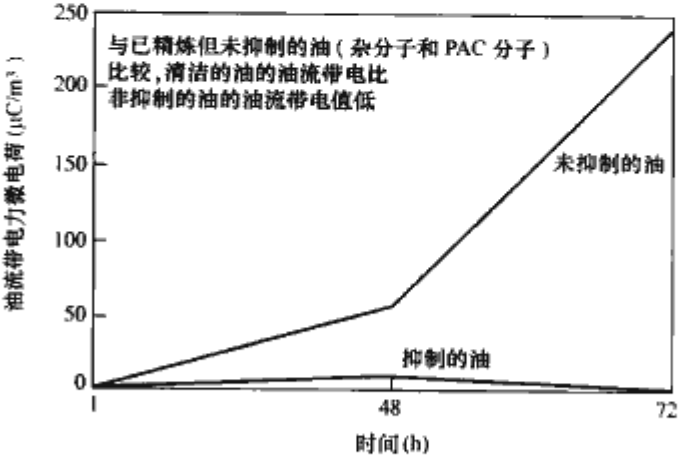


图 3.1-92 不同油在 48h 和 72h 氧化后的油流带电结果

### 3.2 α油、β油

- (1) α油是以合成碳氢化合物（86% C、14% H）为基础，主要特点如下：
- 1) 以合成碳氢化合物为基础，它的低温流动性好，传热能力好；
  - 2) 它是饱和的碳氢化合物，易于生物降解；
  - 3) 与变压器所用的绝缘材料都相容；
  - 4) 膨胀系数是变压器油的 1.1 倍，所以储油柜要比用变压器油时大一些；
  - 5) 闪点和燃点比较高，几乎是变压器油的两倍，充 α 油的变压器的耐热等级取决于所用的绝缘材料的耐热等级。
- (2) β油是从 100% 的碳氢化合物石油中提炼出来的，性能与 α 油相似，只是低温流动性差，散热能力比变压器油低 10%，其膨胀系数与变压器油相同。

### 3.3 硅油

- 硅油是指分子中含—Si—O—骨架的线性低分子量聚硅氧烷液体化合物，主要特点如下：
- 1) 耐热性能好，闪点高达 250~300℃，长期工作温度可达 200℃。
  - 2) 对酸碱盐的作用稳定，不腐蚀金属。
  - 3) 硅油能耐电弧、耐电晕，在很宽的频率范围（103~108Hz）和温度范围（-40~+140℃），其相对介电系数和介质损耗因数 tanδ 几乎不变。
  - 4) 硅油还具有挥发性小、凝固点低、导热性好和无毒疏水等特点。
  - 5) 硅油与纤维性绝缘纸板有很好的相容性。由于硅油的介电系数比矿物油高 25%，故以纤维绝缘性绝缘纸板作隔板时，对在硅油中的电压分布有利。



### 3.4 植物油

植物油的主要成分是脂肪酸甘油酯，其主要特点如下：

1) 植物油是一种高介电系数的绝缘油，与矿物油相比介电系数（约是矿物油的1.3倍）接近绝缘纸，根据介电系数匹配绝缘效应，绝缘击穿电压约提高15%。

2) 黏度也比矿物油低（约是矿物油的0.7倍），有利于变压器的散热。

3) 植物油是一种环保型绝缘油，其生物降解率几乎为100%，大大高于其他液体绝缘油。

4) 着火点在200℃以上，防火性能好。

5) 植物油的介质损耗因数比较大。

6) 分解时会产生大量的二氧化碳和一氧化碳。

7) 植物油对湿气吸附性强，所以采用植物油绝缘的变压器必须要密封得相当好，防止空气和湿气进入变压器内部。

植物油在黏度、闪点、着火点、比热容、热传导、膨胀系数等参数方面都优于矿物油，并且其最大的优点是生物降解率很高，符合环保的要求，具有很好的应用前景。

## 第2章 电 抗 器

### 1 概述

电抗器是在电路中用于限流、稳流、无功补偿、移相等的一种电感元件。电抗器有三种基本类型：空心式、铁心式和饱和式。

#### 1.1 空心式电抗器

空心式电抗器只有绕组，没有铁心，实质上就是一个空心的电感绕组。磁路的磁导小，电感值也小，不存在饱和现象，电感值是个常数，不随通过电抗器电流的大小而改变。空心式电抗器大多是干式，当电感值较高时，也做成油浸式，此时可在油箱内部设置磁屏蔽或电磁屏蔽，以防止磁通进入油箱而引起损耗增大和局部过热。干式空心电抗器的绕组可以是浸渍式或包封式（见本篇第2章第1节），也有用电缆绕制后用水泥浇注的水泥电抗器（见图3.2-1）。包封绕组的干式空心电抗器若选用能耐户外气候条件的绝缘材料，就可用于户外。

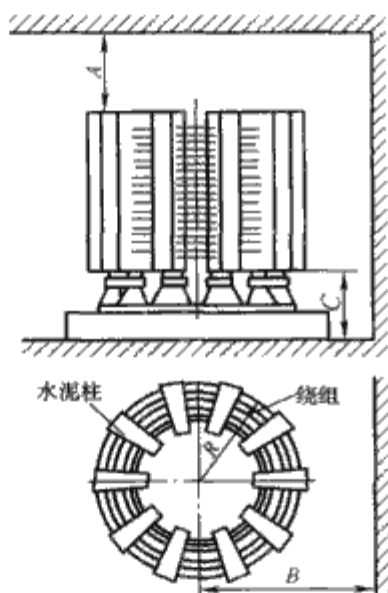


图 3.2-1 空心水泥电抗器

干式空心电抗器都做成单相。三相组合时可以垂直排列或水平排列，见图3.2-2。

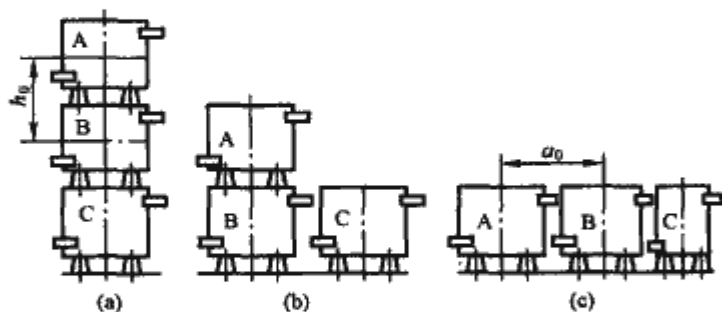


图 3.2-2 空心电抗器三相排列方式

(a) 垂直排列；(b) 两相重叠一相并列；(c) 水平排列

#### 1.2 铁心式电抗器

铁心式电抗器的磁路是一个心柱带间隙的铁心，铁心柱外面套有绕组。由于磁性材料的磁导率比空气大得多，所以

在其他参数相同的情况下，铁心式电抗器的电感值比空心式大，但超过一定电流以后，电感值由于铁心饱和而逐渐减小。相同容量的铁心式电抗器体积比空心式的小。

铁心式电抗器的结构与变压器十分相似，但电抗器每相只有一个绕组，结构上的主要差别在于铁心。铁心式电抗器的铁心柱由若干个铁心饼叠装而成，铁心饼间用非磁性绝缘板隔开，形成间隙。铁心饼与铁轭由压紧装置通过非磁性材料制成的螺杆拉紧，形成一个整体，见图3.2-3。铁轭和所有铁心饼均应接地。

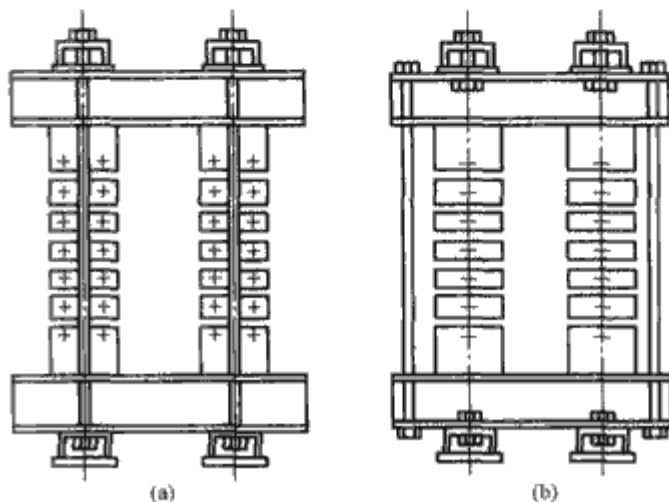


图 3.2-3 铁心式电抗器的铁心

(a) 拉紧螺杆穿过铁心柱与绕组之间；  
(b) 拉紧螺杆位于绕组外面

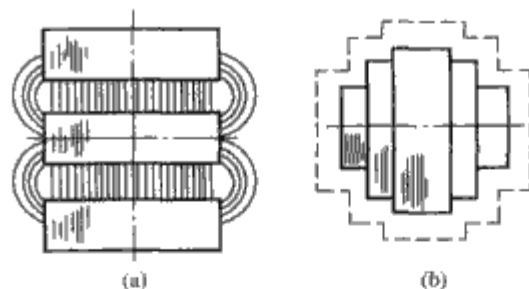
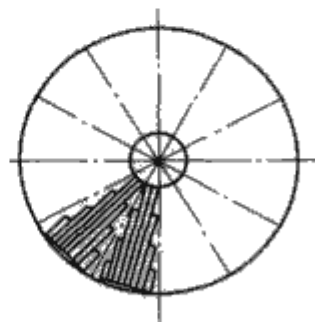


图 3.2-4 间隙中磁通的扩散

(a) 磁通的扩散图；(b) 多级铁心截面图

铁心饼间的交变磁通所产生的强大电磁吸力会导致振动和噪声。运行一段时间后间隙材料的收缩可使铁心松弛，振动加剧。为防止此种现象，大型并联电抗器在螺杆下放有弹簧。

铁心式电抗器的铁心柱叠积方式有其特点。主磁通通过铁心柱中的间隙时，由于边缘效应而向外扩散，从而造成附加损耗，见图3.2-4。为此，应采取适当的叠积方式，以减少这种损耗。小容量以及间隙不大或短时工作的中等容量的电抗器的铁心饼和一般变压器的一样，用硅钢片平行叠积而成；叠片中有冲孔，用螺杆夹紧。大容量并联电抗器采用辐射形铁心饼，叠积方式为辐射形，见图3.2-5。



由于上述结构上的原因，图 3.2-5 辐射形铁心



铁心式电抗器的噪声和箱壁振动都比容量相当的变压器大。

带铁心的电抗器也有做成空心壳式，绕组内部无铁心，外部则由铁轭包围，因此也可把这种结构归之为空心带磁屏蔽式。心式电抗器和空心壳式电抗器的饱和特性对比见图 3.2-6。

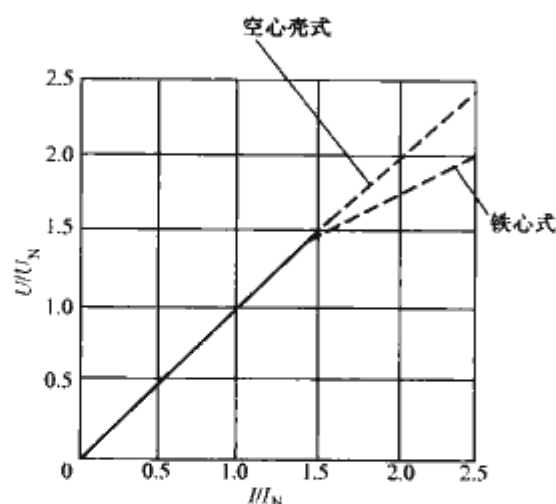


图 3.2-6 并联电抗器的饱和特性

### 1.3 饱和式电抗器

饱和式电抗器包括饱和电抗器与自饱和电抗器，它们的磁路是一个闭合的铁心，无间隙，除交流工作绕组外，还有直流控制绕组。它利用磁性材料非线性特点工作。改变直流控制电流，可以改变铁心的饱和特性，从而改变交流侧的等效电感。

饱和电抗器的铁心结构如同单相电力变压器，自饱和电抗器的铁心结构则类似于电流互感器。

静止补偿用自饱和电抗器也利用磁性材料的非线性而工作，但无直流控制。无论从结构型式或工作原理来说，均与直流控制的饱和电抗器有所不同。

## 2 限流电抗器

限流电抗器一般为空心式，装于出线端或母线间（见图 3.2-7），当线路或母线发生故障时，限流电抗器可将短路电流限制在其他电气设备的动、热稳定或断路器开断能力容许限度之内，并使母线电压不致过低。

10kV 以下、150~3000A 的空心式电抗器通常都是混凝土结构，绕组用电缆绕好后，用混凝土浇注支柱，使电缆、支柱形成牢固的整体，故又称水泥电抗器（见图 3.2-1）。它的结构简单，成本低，运行可靠，维护方便。水泥电抗器属户内装置。

400A 以上的水泥电抗器，其绕组均用两根以上电缆并绕。为使并联支路中电流分配均匀，各并联支路应进行换位。换位方法见图 3.2-8。

水泥电抗器一般用 DKL 型铝电缆绕制，电缆绝缘为每边包电缆纸 0.72mm，再绕包棉纱编织带或玻璃布带作护套。1000A 以上大电流电抗器用的电缆，为减少涡流损耗，每股绞线也应包纸，互相绝缘。

包封绝缘空心干式限流电抗器现已发展成户外型，并已得到应用。

带中间抽头的限流电抗器，称为分裂电抗器。使用分裂电抗器时，中间端子接电源，首、末端子接负载，见图 3.2-9。正常工作时，分裂电抗器的两臂（即两支路）电流方向相

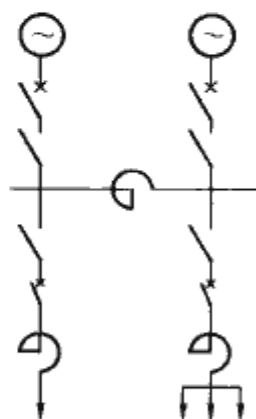


图 3.2-7 空心式限流电抗器接线图

反，而两臂绕组绕向相同。由于互感的影响，每臂的有效电

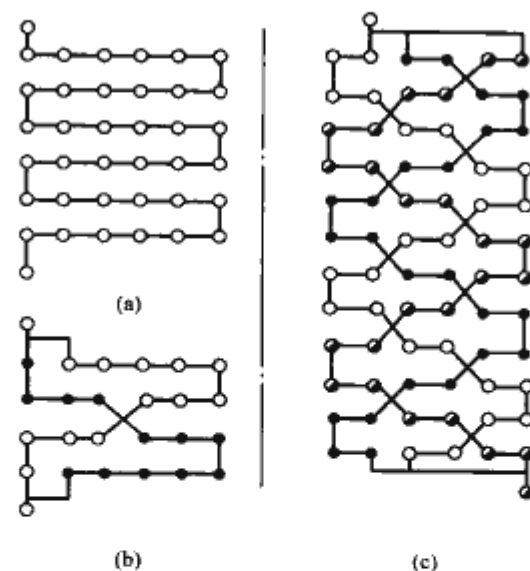


图 3.2-8 绕组各并联支路的换位  
(a) 单根绕；(b) 二根并绕；(c) 三根并绕

感很小，压降不大。当其中一臂所接线路发生短路故障时，电流将急剧增大，而另一臂的电流却不大，对短路臂的互感影响可以忽略，短路臂的有效电感增大，限流作用显著。

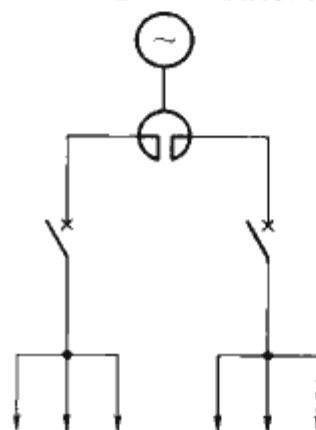


图 3.2-9 分裂电抗器接线图

限流电抗器的磁通在空气中成回路，安装场所的屋顶、墙壁和地面如有钢、铁等导磁材料存在，会在其中引起发热。所以，安装限流电抗器时，与屋顶、四壁和地面应保持一定的距离（见图 3.2-1）；距屋顶  $A > R$ ；距四壁  $B > 2R$ ；距地面  $C > R$ 。

## 3 并联电抗器

在超高压远距离输电系统中，并联电抗器用于补偿线路的电感性充电电流，抑制轻负荷线路末端电压的升高，并抑制操作过电压，从而降低系统的绝缘水平，保证线路的可靠运行。近年来，为了补偿大城市地下输电电缆的充电容量，亦普遍采用了低电压并联电抗器的补偿方式。

并联电抗器的结构型式从大类来分，主要分为心式和壳式两种。一般认为心式的励磁特性只宜做到在 1.5 倍额定电压下保持线性，而壳式则允许在更高的电压下仍为线性。

并联电抗器按冷却方式可分为油浸式和干式两种。油浸式适应于各种容量，各种电压等级的并联电抗器，对于安装场地周围没有特殊要求，安装方便，在户外式并联电抗器上得到了广泛应用。目前干式并联电抗器仅局限于 66kV 及以下容量较小的产品，干式产品对户外绝缘材料的材质、处理工艺要求较高，处理不当易发生过热和放电击穿故障。同时，对安装场地周围铁磁物质的防漏磁产生损耗引起过热有安全距离要求。干式并联电抗器的最大优点是防火性能比油浸式好些，没有渗漏油的问题，运行维护工作量小。

超高压并联电抗器都是油浸式，一般为铁心式结构，见图 3.2-10(a)；有时也做成空心壳式结构，见图 3.2-10(b)。

这两种结构具有不同的饱和特性：心式电抗器在 0~150% 额定电压时，伏安特性为线性。当电抗器由正弦波电压励磁时，150% 额定电压下电抗器的相电流与 150% 的额定电流相差应不超过 3%，磁路完全饱和时，电抗器的最终饱和电感量为不小于额定电压下电感的 33%；空心壳式结

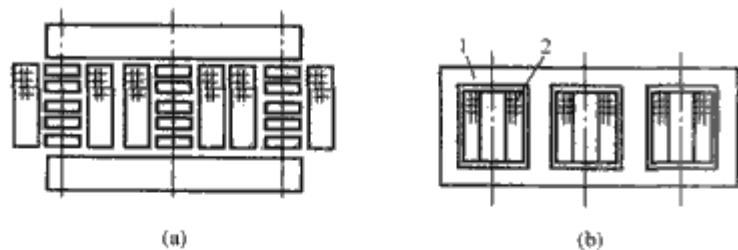


图 3.2-10 电抗器结构示意图  
(a)三相铁心式; (b)三相空心壳式  
1—铁轭; 2—绕组

构的线性范围和饱和以后的增量电感值可以做得更大。图 3.2-6 所示为两种结构的饱和特性曲线。

并联电抗器为连续工作制，加上额定电压就加上了额定负荷。当系统电压超过并联电抗器的额定电压时，并联电抗器处在过负荷状态。电抗器容量与电压平方成正比，当考虑线路长期过电压 1.05 倍额定电压时，并联电抗器设计容量按 1.1 倍额定容量来考虑，温升要留有足够的裕度。电抗器铁心柱是由多个铁心饼和间隙交替组成的，势必产生较大的漏磁，由此所引起振动、噪声、涡耗和杂耗，以至造成局部过热等问题，尤其是振动、噪声、局部过热等是并联电抗器研究的关键技术问题。

起高压并联电抗器一般做成单相。如图 3.2-11 所示。

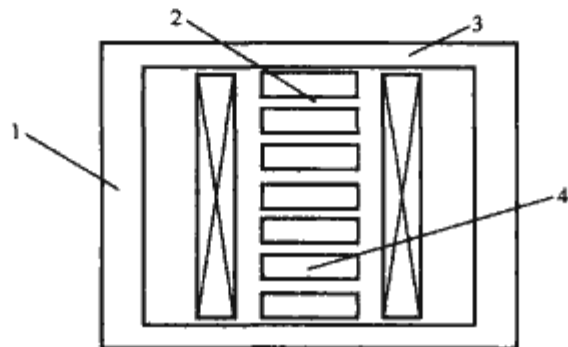


图 3.2-11 单相并联电抗器的典型结构  
1—旁柱; 2—气隙; 3—铁轭; 4—铁心饼

高压并联电抗器一般做成三相(见图 3.2-12)或单相。

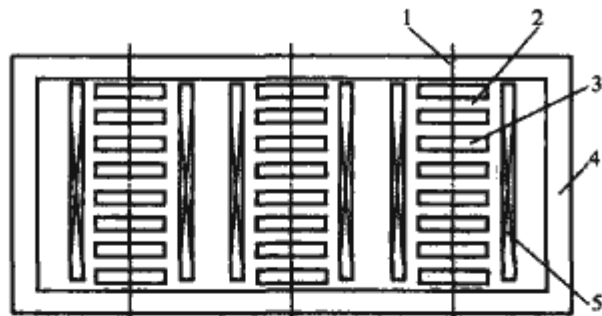


图 3.2-12 三相并联电抗器的典型结构  
1—铁轭; 2—气隙; 3—铁心饼; 4—旁柱; 5—绕组

电压等级较低的并联电抗器可以是油浸铁心式、空心干式和铁心干式结构。油浸铁心式通常做成三相，有两种典型铁心结构，如图 3.2-13 所示。空心干式通常做成单相，铁心干式产品容量大小，可做成单相或三相式。并联电抗器可做成户外式或户内式，户内式一般在对噪声要求较高的情况下或特殊需要时采用。

大容量并联电抗器的损耗只占其额定容量很小的一部分，功率因数很低，用常规的功率表法测量损耗会带来较大误差，建议采用电桥测量。

并联电抗器除其他试验外，一般还要做声级测量、振动测量和伏安特性测量。三相并联电抗器有时还要求测零序电抗测量。

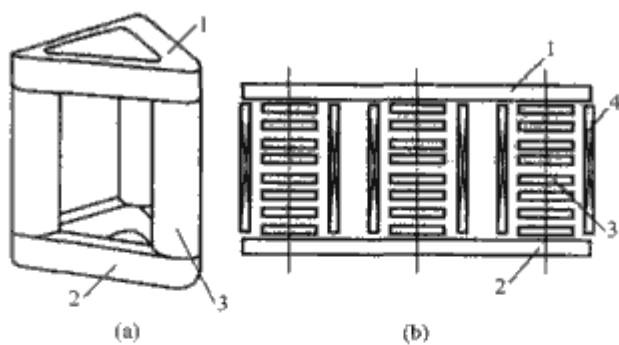


图 3.2-13 三相并联电抗器的典型结构  
(a)立体铁心; (b)平面铁心  
1—上铁轭; 2—下铁轭; 3—心柱; 4—绕组

#### 4 消弧线圈

在中性点不接地系统中，变压器的中性点常通过消弧线圈接地。它的作用是：当三相线路的一相发生弧光接地故障时，产生电感电流，抵消由线路对地电容引起的电容电流，从而消除因电容电流存在而引起故障点的电弧持续，避免故障范围扩大，提高电力系统供电的可靠性。大容量发电机定子绕组对地电容很大，也经常在中性点接消弧线圈。

图 3.2-14 中在 d 点发生单相弧光接地后，A、B 两相线对地电位即上升为线电压，对地电容中流经的电容电流为  $I_{CA} = I_{CB} = \sqrt{3} \times 2\pi fCU_{\phi}$ ，故障点 d 的电容电流  $I_C = I_{CA} + I_{CB}$ ， $I_C = 3 \times 2\pi fCU_{\phi}$ 。通常，通过消弧线圈的电流  $I_L$  稍大于  $I_C$ ，消弧线圈的容抗稍小于  $1/3 \times 2\pi fC$ (过补偿)。单相接地以后，变压器中性点的电压上升为  $U_{\phi}$ ，故消弧线圈的容量  $S(kvar)$  为

$$S = U_{\phi} I_L \times 10^{-3}$$

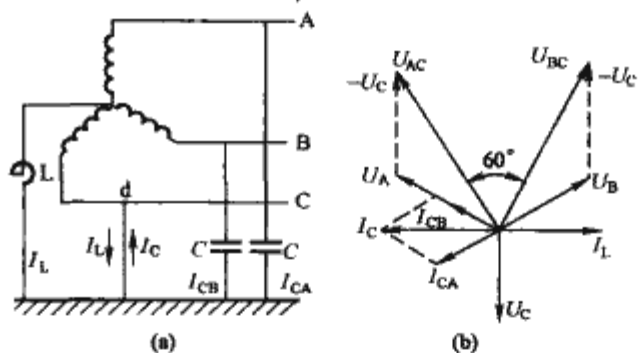


图 3.2-14 单相接地故障时的电流分布  
(a)接线图; (b)相量图

对地电容随线路长短而变化，故消弧线圈通常都带有无励磁调换的分接头，35kV 级及以下有 5 个分接头，最大电抗与最小电抗之比为 2:1。

消弧线圈的试验电压与相同电压等级的电力变压器一样。线圈为全绝缘，但接地端对地只要求 25kV、1min 工频耐压试验。

35kV 及以下消弧线圈在各分接位置下允许连续工作的时间见表 3.2-1。

表 3.2-1 35kV 级及以下消弧线圈允许连续工作的时间

分接位置①	1	2	3	4	5
允许连续工作时间(h)	长期	长期	8	4	2

① 第一分接电抗最大，电流最小，其余各分接电流按等差(或等比)级数增加。

消弧线圈一般带有一个 100V 左右的辅助绕组，供信号和控制用，另外在接地端串接有电流互感器。

60kV 级消弧线圈还带有一个二次绕组，接到一个可以



短时工作的电阻，接通电阻可以增加接地故障中的有功分量，便于经由继电保护查找故障点。

因为消弧线圈实际上只在系统接地故障时短时工作，因此对温升的规定如下：

- (1) 长期工作的分接位置下为 80K；
- (2) 2h 连续工作的分接位置下为 100K；
- (3) 30min 工作的二次绕组为 120K。

## 5 直流控制的饱和电抗器与自饱和电抗器

饱和电抗器和自饱和电抗器都是利用铁磁材料的饱和特性，以较小的直流功率来控制较大的交流负载的一种电器。

现在，由于效率、成本等原因，很多情况下饱和电抗器已被晶闸管所取代。自饱和电抗器现主要用于二极管整流装置中作小范围调压（与整流变压器的有载开关调压相配合）和稳流用。

饱和电抗器与负载串联，其输出特性（电压—电流）曲线具有陡降的下坠特性[见图 3.2-15(a)]，因此，可以作为电流调节器。本节主要叙述电阻负载下的特点。

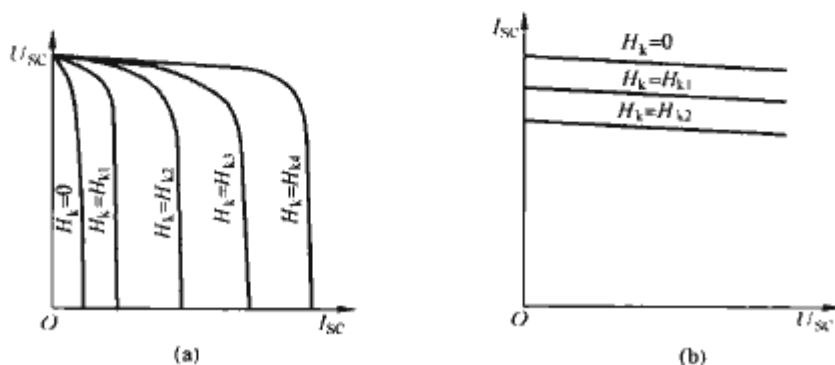


图 3.2-15 饱和电抗器与自饱和电抗器的输出特性  
(a) 饱和电抗器；(b) 自饱和电抗器

自饱和电抗器是自饱和磁放大器的基本组成部分，接在整流臂中与整流元件串联，其输出特性曲线是平缓下降的[见图 3.2-15(b)]，因此，可以作为电压调节器。当无直流控制电流时，这种电抗器在单方向导通的负载电流作用下，始终处于饱和状态。自饱和磁放大器有很多种，本节着重叙述半波型自饱和磁放大器。

必须指出，用饱和电抗器与自饱和电抗器调节负载功率时，就像用晶闸管调节时一样，电压和电流波形有畸变。

饱和电抗器与自饱和电抗器的工作与所用磁性材料的特性有关。在分析过程中，为了简化起见，通常使用简化的特性曲线，见图 3.2-16。

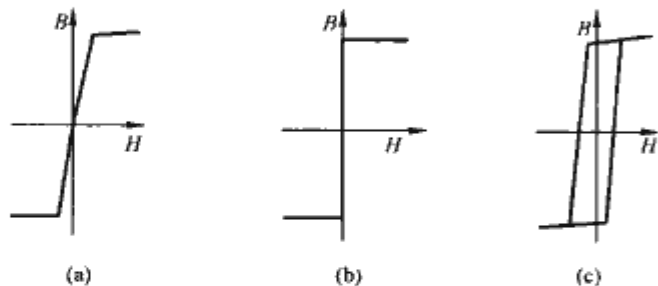


图 3.2-16 几种简化的磁特性曲线  
(a) 磁化曲线，考虑了饱和以前及饱和以后的斜率；(b) 理想磁化曲线，不考虑斜率；  
(c) 动态磁滞回线，考虑了斜率

### 5.1 饱和电抗器

#### 5.1.1 工作原理和特性

简略地说，饱和电抗器是利用磁性材料的交流有效磁导

率随直流控制电流的磁化作用而变化的原理来改变交流有效电抗值，从而改变交流回路中的电流。直流电流加大，交流有效磁导率降低，有效电抗值减小。

三相饱和电抗器现今很少用，本节只叙述单相饱和电抗器。

实际采用的单相饱和电抗器由两个相同的铁心组成。每个铁心上均绕有交流工作绕组和直流控制绕组，两个铁心的交流绕组反向串联或并联，直流绕组顺向串联。

分析时采用图 3.2-16(b)的理想磁化曲线。

根据图 3.2-17 交直流绕组连接方式的反对称性质，可以推断：两个铁心的工作状态在正、负半周内交替变换着，铁心 A 在正半周内的工作过程和铁心 B 在负半周内的工作过程一样。反之亦同。

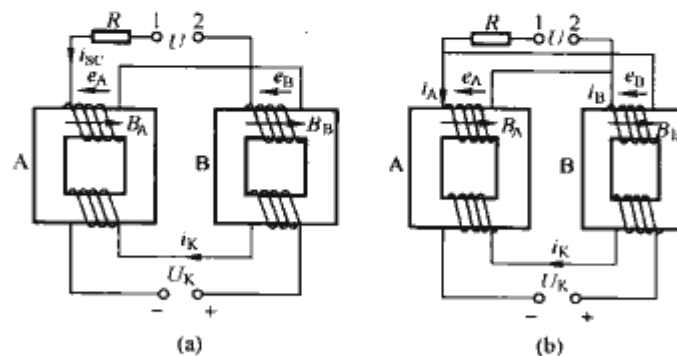


图 3.2-17 双铁心饱和电抗器

(a) 两交流绕组串联；(b) 两交流绕组并联

注：图中箭头并不表示实际方向，实际方向是交变的；箭头只是人为地规定了正方向。

(1) 交流绕组串联接法的单相饱和电抗器[见图 3.2-17(a)]。若  $i_K=0$ ，则饱和电抗器相当于两个空载变压器串联；在交流电压  $U$  的作用下，磁通密度  $B_A$ 、 $B_B$  将按余弦曲线变化，见图 3.2-18(a)所示虚线。加上  $i_K$  以后，由于直流磁化的作用， $B_A$  变化的起点由  $-B_m$  提高到  $B_{min}$ [见图 3.2-18(b)]，但波形仍接近余弦状， $\omega t=\alpha$  时， $B_A$  已达到饱和值  $B_{bh}$ ，直至  $\omega t=\pi$ ， $B_A=B_{bh}$  不变， $B_B$  的变化起点相应地也由  $B_m$  提高到  $B_{bh}$ [见图 2-18(c)]，仍按余弦曲线下降；但至  $\omega t=\alpha$  后，变化速度降低，因为此时铁心 B 的交、直流绕组相当于一个电流互感器；电流互感器的负载为已经饱和了的铁心 A 的直流绕组及控制回路的阻抗，一般来说它是不大的，所以电流互感器一次侧（即铁心 B 的交流绕组）压降也不大。由此可见， $\omega t$  之积在  $\alpha\sim\pi$  的间隔内，电压  $U$  几乎全部加在负载  $R$  上，负载上的电压  $u_{sc}$  和电流  $i_{sc}$  的波形如图 3.2-18(f)所示；而在  $B$  达到  $B_{bh}$  以前，电压  $u$  按  $e=-Nd\phi/dt$  的原理，全部加在两个交流绕组上， $e_A$ 、 $e_B$  的波形见图 3.2-18(d)和图 3.2-18(e)。

$\omega t=\pi$  以后，铁心 A、B 的作用交替。

控制回路感应电动势  $e_K=K(e_A+e_B)$ 。由于直流绕组的串联方式与交流绕组相反，所以两个直流绕组的基波感应电动势互相抵消，只剩下偶次谐波， $i_K$  中除直流分量外还有偶次谐波分量，如图 3.2-18(g)所示。

改变  $i_K$  即改变了  $B_{min}$  和  $\alpha$ ，由此改变输出电流  $i_{sc}$ ，实现控制。

(2) 交流绕组并联接法的单相饱和电抗器[见图 3.2-17(b)]。磁通密度、输出电压和电流的波形与串联接法一样，但  $e_A\approx-e_B$ ， $\omega t$  之值由  $\alpha\approx\pi$ ， $e_B\approx 0$ 。不同的是两个并联的交流绕组形成串联的闭合回路，所以偶次谐波电流可以在交流绕组中流通，控制回路感应电动势  $e_K=K(e_A+e_B)\approx 0$ ，控制电流  $i_K$  接近于理想的直流。交流绕组中的电流为  $\omega t$  之

积由  $0 \sim \alpha$ , 两个铁心都不饱和, 根据理想磁化曲线可知,  $\Sigma H = 0$ , 所以  $i_A \approx -Ki_K$ ,  $i_B \approx Ki_K$ ,  $i_{SC} = i_A + i_B \approx 0$ ;  $\omega t$  之值由  $\alpha \sim \pi$ 。铁心 A 饱和, 铁心 B 不饱和, 故  $i_B \approx Ki_K$ ,  $i_A = i_{SC} - i_B$ 。在一个周期内, 波形见图 3.2-19。

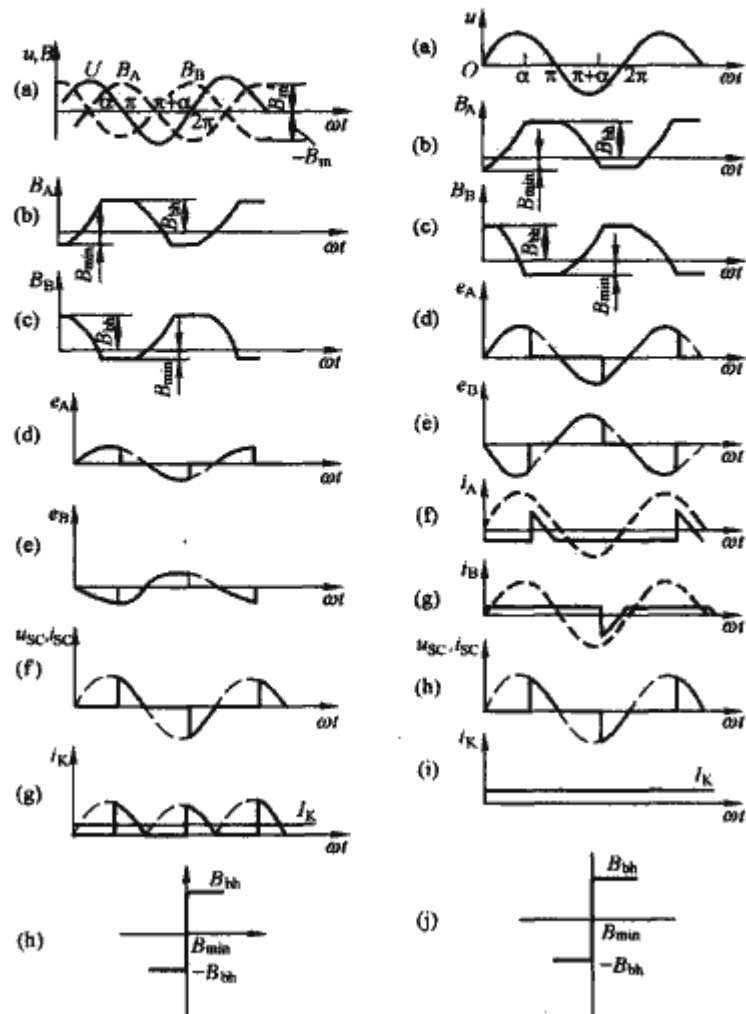


图 3.2-18 串联接法饱和电抗器的磁通密度、电压和电流波形

图 3.2-19 并联接法饱和电抗器的磁通密度、电压和电流波形

### 5.1.2 结构特性

单相饱和电抗器的两个铁心和绕组的排列方式见图 3.2-20, 其中图 3.2-20(a)和图 3.2-20(b)用公共的直流绕组来代替每个铁心上各自的直流绕组。

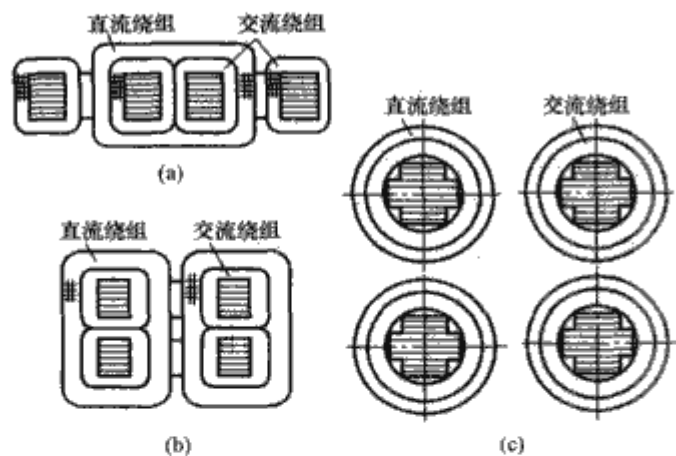


图 3.2-20 单相双铁心饱和电抗器的铁心和绕组布置

### 5.2 自饱和电抗器

自饱和电抗器的交流工作绕组串接在整流装置的整流臂中, 直流控制绕组接控制电源。直流控制绕组的绕向应使控制电流在铁心中所造成的磁通势方向与交流负载电流的磁通势方向相反。由于整流元件的反向阻断作用, 在负半周中交流绕组电流为零, 铁心只处在直流控制电流的磁通势作用

下, 所以只要很小的磁通势就足以使铁心去磁; 因此, 去磁特性(控制特性)与铁心的动态磁滞回线有密切关系。以下按图 3.2-21(c)的特性曲线进行分析。

图 3.2-21 中, 控制电流  $i_K$  来自平滑的直流电源。交流的正半周(工作半周)中, 在负载电流的正向强磁场作用下, 铁心磁通密度由图 3.2-21(b)的点 1 经 2、3 到 4,  $B = B_{bh}$ ; 此后, 负载电流由最大值回到零,  $B$  值由  $B_{bh}$  回到  $B_1$ 。在负半周(控制半周)中, 负载电流被阻断, 在直流磁场强度  $H_K$  的作用下, 沿着动态磁滞回线的左支去磁, 经 5 回到 1,  $B$  值由  $B_1$  回到  $B_{min}$ 。在整个过程中  $\Delta B = B_{bh} - B_{min}$ , 正半周中  $\Delta B$  使输出电压降低, 电压降的伏秒积分  $= N_G \Delta \phi = N_G A_X \Delta B$  ( $N_G$  为交流工作绕组的匝数,  $A_X$  为铁心断面积)。改变  $I_K$ 、 $H_K$ , 即改变  $\Delta B$ , 由此改变输出电压平均值  $U_{SC}$ , 得到图 3.2-15(b)所示的外特性。 $B$ 、 $u_G$ 、 $u_{SC}$ 、 $i_{SC}$  的波形见图 3.2-21。

在三相整流电路中, 自饱和电抗器接入整流电路的每个臂中。自饱和电抗器在工作半周中因磁化而吸收能量, 反映在整流电路中是各相导通的滞后, 如同晶闸管使导通滞后一样。

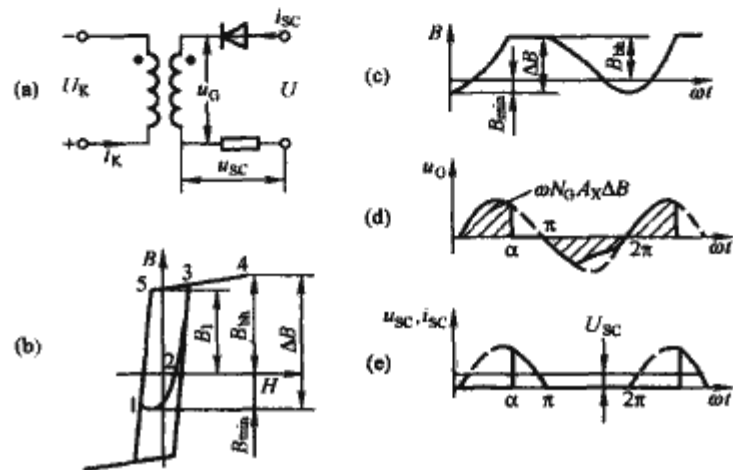


图 3.2-21 半波型自饱和磁放大器的单相线路  
(a) 等效线路图; (b) 磁滞回线图; (c) 磁通密度曲线;  
(d) 工作电压曲线; (e) 输出电压、电流曲线

## 6 其他用途电抗器

### 6.1 阻尼电抗器

阻尼电抗器与电容器串联, 用以限制电容器合闸时的瞬态过电流。其电抗值一般为电容器容抗的  $4\% \sim 6\%$ 。电容器串接阻尼电抗器后, 也在一定程度上起到了滤波器的作用。应该注意, 串接阻尼电抗器后, 电容器的端电压将升高。

阻尼电抗器的最大允许过载电流应与所串联的电容器组相适应。

阻尼电抗器通常做成单相干式空心式, 也有做成三相油浸铁心式的。

阻尼电抗器应能承受合闸过电流时的电动力。

### 6.2 起动电抗器

起动电抗器用于大型交流电动机的降压起动。起动时, 电抗器与电动机串联(见图 3.2-22); 起动后, 电抗器即被切除, 电动机直接接入电网。

起动电抗器的连续工作时间应不超过  $2\text{min}$ 。2min 后应停止运行, 待完全冷却后再投入。

起动电抗器的额定电流  $I_N$  (A) 为



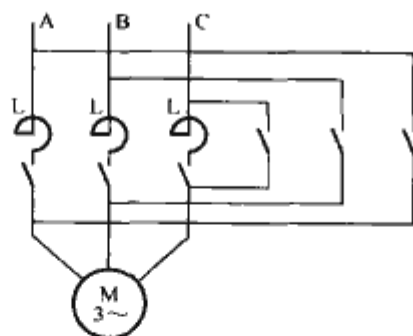


图 3.2-22 用起动电抗器降压起动接线图

$$I_N = K_{qd} I_N \frac{S}{100}$$

起动电抗器的额定电抗  $X (\Omega)$  为

$$X = \frac{(1 - \frac{S}{100}) U_l}{I_N \sqrt{3}}$$

起动电抗器的额定容量  $S (\text{kvar})$  为

$$S = 3 I_N^2 X \times 10^{-3}$$

以上各式中： $I_N$  为电动机额定电流，A； $K_{qd}$  为电动机起动电流为额定电流的倍数； $S$  为降压到额定电压的百分数； $U_l$  为电动机的额定线电压，V。

通常起动电抗器还带有一个电抗值为额定电抗值 85% 的分接头。

### 6.3 电弧炉装置中的串联电抗器

电弧炉在熔炼初期炉料熔化阶段经常发生塌料而导致电极间短路。为了减少短路电流，同时也为了维持电弧稳定，应在电弧炉变压器高压侧串联一电抗器，将短路电流限制在额定电流的 3 倍以下。根据冶炼工艺过程的需要，电抗器可以有抽头，以得到不同的电抗值，抽头的变换由分接开关进行。

电弧炉装置中的串联电抗器通常为铁心式，其磁通密度取得较低。电抗器为间断工作制，只在熔化期使用。

### 6.4 静止无功补偿装置中的相控电抗器

这里指的是相控型静止无功补偿装置中的电抗器，即 TCR。电抗器由晶闸管控制开放角，由此改变其基波电流。电抗器与电容器并联，组成静止无功补偿装置，通过晶闸管的控制改变整个装置的无功容量。这种装置反应快速，在无功补偿的同时，还可防止因负载急剧变化（如大型炼钢电弧炉）而使电网电压波动对照明引起的闪烁效应。

图 3.2-23(a) 是相控电抗器的接线图，图 3.2-23(b) 是其电流波形。每相电抗器分成两个串联，如一个发生故障，晶闸管阀也不致因流经过大的短路电流而损坏。

应该注意，相控电抗器是一个谐波源，所产生的各次谐波电流必须由滤波装置滤去。滤波装置也构成静止无功补偿装置的一部分。

电抗器通常做成干式空心，不带抽头，在户内或户外使用。

### 6.5 三相均衡用电抗器

某些工业用的大功率电气设备（如感应电炉），由于只能单相工作，给电网带来严重的不平衡。若将适当的电感和电容分别接入其他两相，电源所供给的电流就可以成为三相平衡电流，见图 3.2-24。当此单相负载为纯电阻负载时，电抗器容量应为电阻负载消耗功率的  $\frac{1}{\sqrt{3}}$ 。这类电抗器一般是连续工作制，不带分接头。

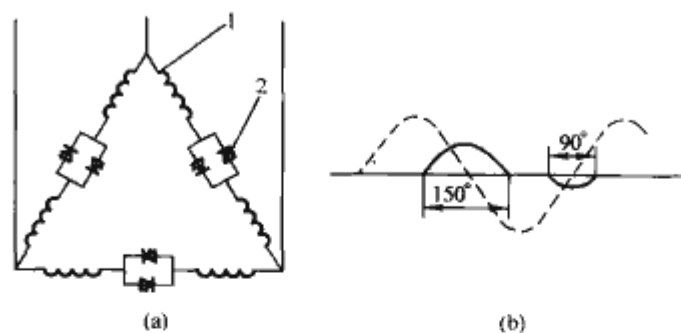


图 3.2-23 相控电抗器

(a) 接线图；(b) 流经电抗器的电流波形

1—相控电抗器；2—晶闸管

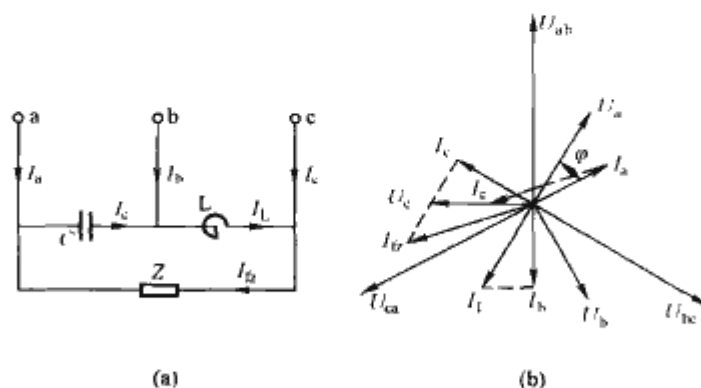


图 3.2-24 三相均衡系统接线图和相量图

(a) 接线图；(b) 相量图

### 6.6 平波电抗器

平波电抗器是直流输电系统中的关键设备之一，它一侧连接在换流阀的导通侧，另一侧与直流输电线路相连。主要作用为限制直流系统发生事故时直流电流的上升；抑制直流侧电流中高次谐波所导致的电流波动，为谐波电流提供高阻抗，降低线路损耗，提高输电质量，并减少对邻近高频通信线路的干扰；防止直流低负荷时直流电流间断以及由此引起的过电压；抑制线路电容和换流站直流端容性设备通过换流阀的放电电流；控制从直流线路侧入侵到换流站的过电压，起到稳定直流输电系统的作用。如图 3.2-25 所示。

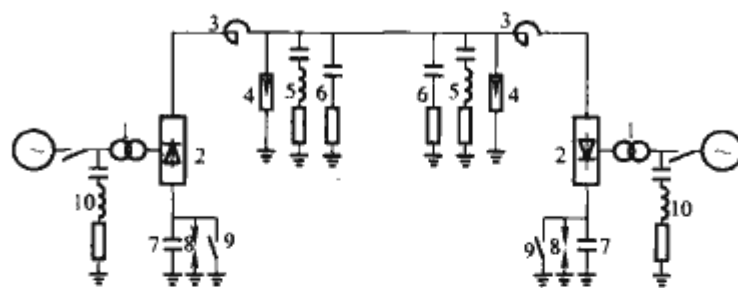


图 3.2-25 单极直流输电系统示意图

1—换流变压器；2—换流装置；3—平波电抗器；  
4—避雷器；5—直流滤波器；6—线路用阻尼器；  
7—过电压吸收电容；8—保护间隙；  
9—隔离开关；10—交流滤波器

由于工况的特殊性，平波电抗器在电磁特性、损耗、电感、电场分布等方面与普通的并联电抗器有很大的差别，不仅要求有较大的电感量，又要求具有较高的线性度。直流电场的作用，平波电抗器的主绝缘结构和出线装置各具特色。高次谐波的存在，又使平波电抗器在降低噪声，降低损耗，消除局部过热方面尤为重要。

平波电抗器的励磁特性，为了防止在小电流时发生断流现象，希望平波电抗器有较大的电感值。但在正常额定负载时，又不希望电感值太大，为此，有人曾提出要求平波电抗

器具有非线性励磁特性,如图 3.2-26 虚线所示。这对以前采用汞弧整流设备显得尤为需要。后来采用晶闸管后,经过实践证明,不需要考虑非线性,只要在额定直流电流以下为线性即可。大于额定直流电流以后的电感可以小一些,如图 3.2-26 实线所示。对于平波电抗器励磁特性线性度的要求,一般要求在 1.05 倍额定直流电流及以下,电感值基本保持不变;在 1.2 倍额定直流电流时,电感值不小于 80% 额定值即可。

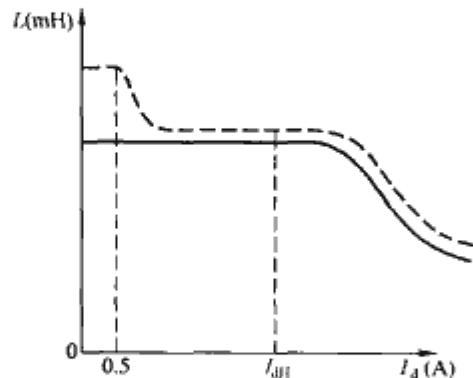


图 3.2-26 励磁特性曲线  
 $I_{dH}$ —额定直流电流

平波电抗器的结构型式随着其直流工作电压的高低、等效容量的大小而不同。主要有以下三种:

- (1) 具有带气隙心柱结构,这种结构适应性大,灵活性强,是目前普遍采用的型式。
- (2) 具有磁屏蔽的空心结构,这种结构适用于电感量不太大(1.5H 以下)的产品。
- (3) 全空心结构,这种结构适用于电感量小(毫亨级)的产品。

用于高电压直流输电用的平波电抗器,电压高、等效容量大,常做成油浸式,空心有磁屏蔽,个别情况下也有干式的,均为户外装置。传动和牵引等方面使用的平波电抗器等效容量较小,电压也低,可以是油浸式或干式,多数为铁心式。

平波电抗器的冷却方式,一般均选用油浸式。因为平波电抗器属于直流产品,直流电场极容易吸附灰尘,对电气绝缘不利,尤其对超高压产品,威胁更大。因此,很少选用干式结构。

平波电抗器的绝缘结构设计与换流变压器相似。既考虑直流电场分布的影响,又考虑交流电场分布的影响。在设计绝缘结构时,要同时考虑交直流电场分布,两者均要满足才能保证产品的可靠运行。

### 6.7 滤波电抗器

滤波电抗器主要用于有各种谐波源的交流线路中,用以滤去谐波电流,使电源电流接近正弦波。滤波电抗器与滤波电容器串联,形成谐振滤波器,对某一频率呈现很低的阻抗。一套滤波装置常包括好几组滤波器,分别对不同次的系统特征谐波谐振。

应该指出,高次谐波滤波器在工频下呈现容性,因此在滤波的同时也提供了一个容性无功补偿。

滤波电抗器中流过的电流主要成分是谐波电流,因此在设计时要考虑到谐波频率下有效电阻的增加。

滤波电抗器根据情况可做成油浸铁心式或干式(空心式)。

在直流输电线路中,除交流侧装有滤波装置外,直流侧也装有各次谐波滤波器。直流输电用的滤波装置数量多、电

压高、等效容量也大,为了节省建筑费用,要求做成户外式。

### 6.8 阻波器

阻波器是一种空心电抗器,串联在输电线路中,其作用是对指定的高频或频带呈现一高阻抗,使信号能经由耦合电容器而进入变电站。

阻波器所阻挡的载波频率很高,有几十到几百千赫,所以阻波器的电感量不大,通常从 0.1 到几个毫亨。阻波器内流经的电流是线路电流,所以阻波器的构造应能承受线路短路时的短路电流所造成的电动力。

阻波器常与调谐装置配套,以得到所需要的频率特性,图 3.2-27 为宽频带阻波器的一例,调谐装置和避雷器通常用树脂包封以后装入阻波器内部。

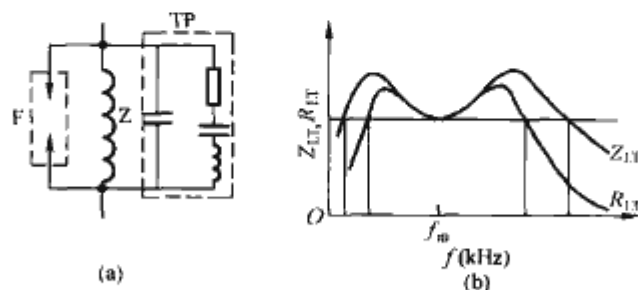


图 3.2-27 宽频带阻波器的电路和阻抗特性  
(a) 电路; (b) 阻抗特性

TP—调谐装置; F—避雷器; Z—阻波器本体;  
 $Z_{LT}$ —阻波器表现的阻抗;  $R_{LT}$ —阻波器表现的电阻;  
 $f$ —载波频率;  $f_m$ —谐振频率(几何平均值)

阻波器多数悬挂在架空线上,也有装在绝缘支柱或耦合电容器上面的。

### 6.9 中性点接地电抗器

中性点有效接地系统中,变压器和并联电抗器的中性点常通过一个阻抗值不大的电抗器接地,中性点接地电抗器主要作用是消除系统单相接地故障时所产生的潜供电流。

一般要求中性点接地电抗器的额定连续电流为 10~30A, 10s 最大电流为 100~300A。对于比较薄弱的输变电网(线路长,网架单薄,比如西北 330kV 输变电网),单相接地故障时所产生的潜供电流比较大,有时也要求中性点接地电抗器的额定连续电流为 100/130A, 10s 最大电流 300A。在正常运行状况下,中性点接地电抗器通过的电流几乎为零。

中性点接地电抗器的绝缘等级有 4 种, 35、66、110kV 和 154kV, 现在新设计的产品 66kV 较多。中性点接地电抗器连续等效容量范围较大,从几百千乏到几千千乏。

中性点接地电抗器通常做成油浸式,空心带电屏蔽或磁屏蔽(见图 2-28)。从 0~1Mvar 一般做成空心带电屏蔽[见图 3.2-28(a)], 超过 1Mvar 后则带磁屏蔽[见图 3.2-28(b)]。

### 6.10 静止补偿用自饱和电抗器

这种电抗器的绕组绕在一个闭合磁路(无气隙)的铁心外,工作接近饱和磁通密度,在额定电压下吸收电流不大。当系统电压升高时,因为铁心饱和,电流增加很快,从系统吸收的感性无功容量增加,从而使电压降低。

与电容器相配合,可以使电抗器具有更理想的特性。

自饱和电抗器利用铁心伏安特性的非线性工作,所以不



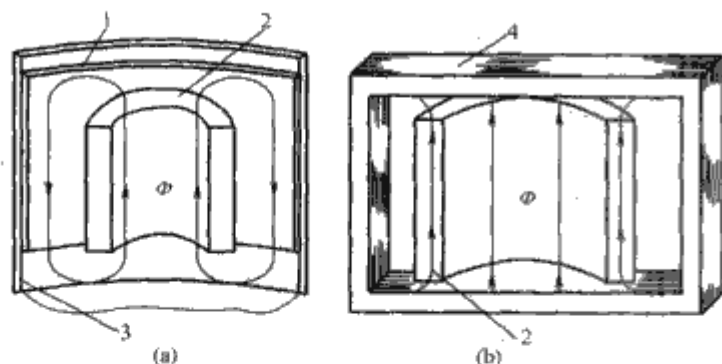


图 3.2-28 空心带电屏蔽或磁屏蔽的中性点接地电抗器

(a) 适用的容量范围 0~1Mvar;

(b) 适用的容量范围 1~10Mvar

1—屏蔽; 2—绕组; 3—油箱; 4—铁轭

可避免将引入谐波电流。谐波电流可通过绕组的移相来减少。

因为自饱和电抗器磁场变化速度受时间常数的限制, 其反应速度不如晶闸管控制的相控型电抗器。

### 6.11 抽能电抗器

抽能电抗器是并联电抗器家族中的重要成员。作为超高压、远距离交流输电网络中的重要设备, 适合安装在无低压电源的开关站。与普通并联电抗器一样, 主要用来补偿长线上的充电电流, 削弱电容效应, 限制工频电压升高, 起到消除同步发电机带空载长线时产生的自励磁现象。同时, 可从抽能电抗器抽取电能为开关站提供电源, 解决开关站用负荷问题。

由 3 台带辅助抽能绕组的单相电抗器组成电抗器组, 3 个抽能绕组与一台 3 相 Yyl2 或 Dyn11 型接线的供电变压器连接。抽能绕组在主电抗器内单独设置, 与主电抗器无电的关系。辅助抽能绕组至供电变压器之间设有开关(断路器)和过电压保护设备。供电变压器低压侧设有总断路器、低压引出线和低压配电屏。供电变压器采用有载调压方式。供电变压器最好由电抗器制造厂商配套提供为宜, 尽可能安装在抽能电抗器附近。抽能电抗器的抽能容量与电抗器的结构和供电变压器所允许的电压调整率等因素有关, 故抽能电抗器的抽能容量需要用户和电抗器制造厂协商。建议抽能电抗器的抽能容量不超过电抗器容量的 0.5%, 抽能绕组的电压一般为 10kV 级或者 6kV 级。

### 6.12 交流可控电抗器

随着超高压和特高压电网建设和发展, 对于较长的输电线路, 为了限制工频和操作过电压, 需要在线路上配置高压并联电抗器, 但常规的高压并联电抗器不可调节, 当线路输送功率接近自然功率或输送更大电力时, 普通并联高抗器不能调节和退出, 造成系统电压降低, 影响电网安全稳定水平和电能质量, 限制了线路输送能力。为了提高线路的输送容量和输送效率, 要求所配置的高压并联电抗器容量可调节。

可控式并联电抗器是根据铁心中的磁通的可控性制成的, 电抗器工作绕组上导磁芯柱的磁化特性如图 3.2-29 曲线 I 所示, 在线性区, 磁感应强度与电流成正比变化。当工作绕组上的电流进一步增大时, 磁感应强度的增加将明显减弱, 此时铁心中的磁通已经饱和, 如果铁心中的磁通完全饱和, 在电压的整个周期中, 磁通将离开芯柱集聚到铁心和绕组之间的空间及被绕组所占有的体积中, 这时电抗器的磁化特性与不带铁心柱的情况一样, 如图 3.2-29 中的曲线 II 所示, 磁化特性曲线 I 和 II 之间的范围就是影响电抗器磁通和

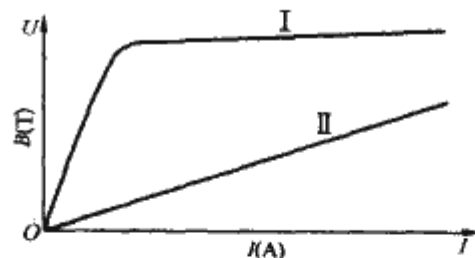


图 3.2-29 磁化特性曲线

电抗器绕组电流的范围, 即有铁心电抗器的电感调节控制主要是通过改变铁心的磁阻达到的, 铁心磁通量的磁阻从

$$R_m = L_c / \mu S_c$$

变化到

$$R_{max} = L_c / \mu_0 S_{mo}$$

上两式中:  $L_c$  为铁心长度;  $S_c$  为心柱的横截面积;  $\mu$  为心柱的磁导率;  $S_{mo}$  为从铁心柱挤压出来的磁通横截面积;  $\mu_0$  为真空中的磁导率。

由此我们得到电抗器两条极限的伏安特性曲线, 如图 3.2-29 所示。

曲线 I 为心柱的磁场未受控制的影响曲线, 曲线 II 为在铁心非导磁状态下电抗器的极限特性曲线。

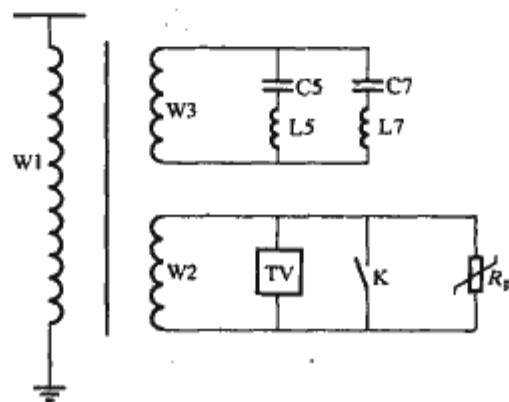


图 3.2-30 交流可调电抗器的原理图

图 3.2-30 是可调电抗器的原理图。图中 W1 是可调电抗器的补偿绕组, 单独形成补偿回路。W2 是控制绕组, 与双向可控晶闸管 TV、断路器 QF、氧化锌 ZnO、检测控制部分共同构成控制回路。W3 是滤波绕组, 与电容器 C5、C7, 电抗器 L5、L7 共同构成滤波回路。

可调电抗器是通过控制晶闸管 TV 的导通角(导通时间)来控制 W1 及 W2 的电流, 从而达到控制运行容量, 即可调电抗器对运行线路的无功功率补偿。滤波回路是用来滤掉晶闸管 TV 在导通和截止状态切换时产生的高次谐波, 避免这些高次谐波进入输电线路, 影响电能质量。

### 6.13 直流可控电抗器

直流可控电抗器通过改变绕组中的直流工作电流来控制铁心的饱和程度, 从而改变工作绕组的感抗, 来控制无功电流的大小。直流可控电抗器的结构形式有很多种, 其中最具有应用前景的为裂心式和磁阀式两种可控电抗器。图 3.2-31 为裂心式可控电抗器的原理图。

这两种可控电抗器工作原理一致, 都是用直流电流控制铁心的磁饱和度来达到平滑调节的目的。图 3.2-32、图 3.2-33 所示为磁阀式可控电抗器的结构原理图和电路图。

裂心式可控电抗器需单独的直流电源, 而磁阀式可控电抗器则利用电网电压本身经绕组自耦变压后由晶闸管整流获得。

裂心式可控电抗器工作绕组和控制绕组是单独分开的, 而磁阀式可控电抗器将两者结合起来, 有利于减小损耗, 结

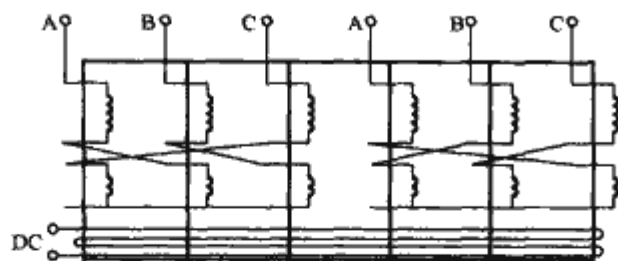


图 3.2-31 裂心式可控电抗器的原理图

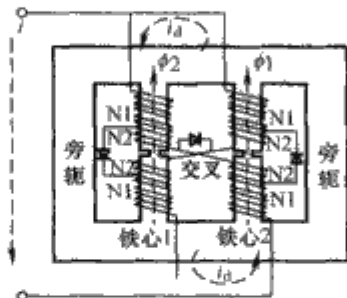


图 3.2-32 磁阀式可控电抗器的结构原理图

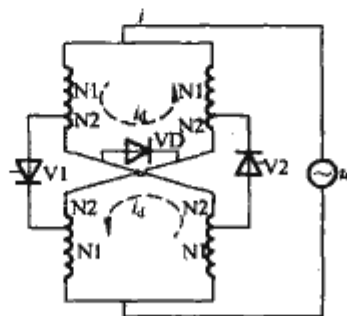


图 3.2-33 磁阀式可控电抗器的电路图

构简单、紧凑。

裂心式可控电抗器两个半铁心的面积相等，磁阀式可控电抗器铁心面积具有减小的一段，局部铁心饱和，具有“磁阀”的性质，因此其损耗、噪声及自身产生的谐波都比较小。

裂心式和磁阀式这两种基于铁心磁饱和原理的可控电抗器，运行时不可避免地会产生谐波，谐波分量超过国家标准要求，网路是不容许的，都另外附加滤波装置才能运行。这两种可控电抗器振动、噪声都较大，对环保不利。另外存在的磁通直流分量使电抗器有很大的磁滞惯性，响应时间长（约几秒）。

## 7 电抗器的设计计算

### 7.1 空心限流电抗器的设计计算

这里主要介绍水泥电抗器的设计计算，自感和互感的计算方法对于所有空心电抗器都是适用的。

#### 7.1.1 基本参数的确定

给定数据：额定（线）电压  $U_N$  (V)；额定电流  $I_N$  (A)；额定电抗压降百分数  $u_x$  (%)；动、热稳定电流  $i_{sm}$ 、 $I_s$  (kA) 及其持续时间  $t$  (s)。有效电抗值  $X_n$  ( $\Omega$ ) 为

$$X_n = 2\pi f L_n \times 10^{-3} = \frac{U_N}{\sqrt{3} I_N} \frac{u_x}{100} \quad (3.2-1)$$

式中： $L_n$  为电抗器的有效电感，mH。

电抗器三相容量  $S_n$  (kvar) 为

$$S_n = 3 I_N^2 X_n \times 10^{-3}$$

决定动、热稳定性时，假定在电抗器出口处直接短路，通过电抗器的短路电流稳定值  $I_s$  (A) 为

$$I_s = \frac{U_N}{\sqrt{3} X_n} \quad (3.2-2)$$

短路电流的不对称峰值  $i_{sm}$  (A) 为

$$i_{sm} = 1.8 \sqrt{2} I_s \quad (3.2-3)$$

#### 7.1.2 线匝排列

首先选择电缆。在额定电流 150~3000A 的电抗器中，铝电缆的电流密度取 1.2~1.8A/mm<sup>2</sup>，铜电缆则取 2~2.7A/mm<sup>2</sup>。

电抗器的匝数  $N$  应尽量符合标准模具的要求。

若有  $N_b$  根电缆并绕，则在电抗器截面上共有  $NN_b$  根电缆，将此  $NN_b$  根电缆排成一方陈，见图 3.2-34。

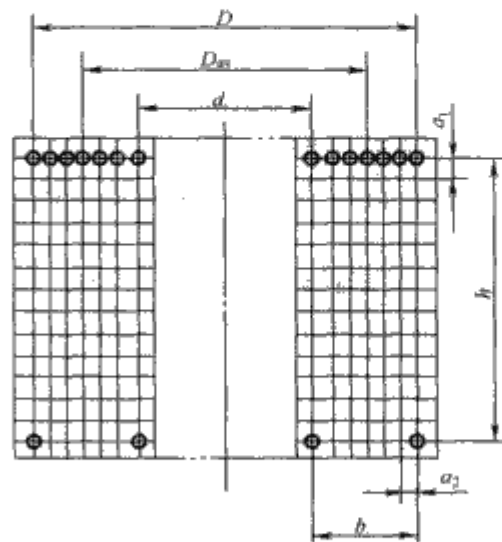


图 3.2-34 电抗器截面图

轴向高度  $h$  (cm) 和辐向厚度  $b$  (cm) 为

$$h = (n-1)a_1 \quad (3.2-4)$$

$$b = (m-1)a_2 \quad (3.2-5)$$

式中： $n$  为轴向电缆根数； $m$  为辐向电缆根数； $a_1$  为轴向电缆节距，一般取 4.5cm 或 6cm； $a_2$  为辐向电缆节距，一般取 3.5cm 或 4cm。

#### 7.1.3 电感计算

(1) 绕组的自感  $L$  (mH) 为

$$L = K_L N^2 D_{av} \times 10^{-6} \quad (3.2-6)$$

式中： $D_{av}$  为绕组平均直径，cm； $N$  为匝数； $K_L$  为自感计算系数，其值为当  $0.3 < \frac{D_{av}}{2(h+b)} \leq 1$  时， $K_L =$

$$10.3 \left[ \frac{D_{av}}{2(h+b)} \right]^{0.75} ; \text{当 } 1 < \frac{D_{av}}{2(h+b)} \leq 3.3 \text{ 时, } K_L =$$

$$10.3 \left[ \frac{D_{av}}{2(h+b)} \right]^{0.5} .$$

(2) 相间的互感  $M$  (mH) 为

$$M = K_M N^2 D_{av} \times 10^{-6} \quad (\text{mH}) \quad (3.2-7)$$

式中： $K_M$  为互感计算系数。

对于重叠排列的两相， $K_M = f(h/D_{av}, h_0/D_{av})$ ，其值可从图 3.2-35 中查得；对于水平排列的两相， $K_M = f(h/D_{av}, a_0/D_{av})$ ，其值可从图 3.2-36 中查得。 $h_0$  及  $a_0$  见图 3.2-2。

分裂电抗器两分支之间的互感也可按上式计算。

(3) 三相组合时有效电感计算。计算公式为

$$\left. \begin{aligned} L_{nA} &= L_A - \frac{1}{2}(M_{AB} + M_{CA}) \\ L_{nB} &= L_B - \frac{1}{2}(M_{AB} + M_{BC}) \\ L_{nC} &= L_C - \frac{1}{2}(M_{CA} + M_{BC}) \end{aligned} \right\} \quad (3.2-8)$$

垂直排列的两个绕组，绕向相同时， $M$  取正值，相反时， $M$  取负值。水平排列则相反。



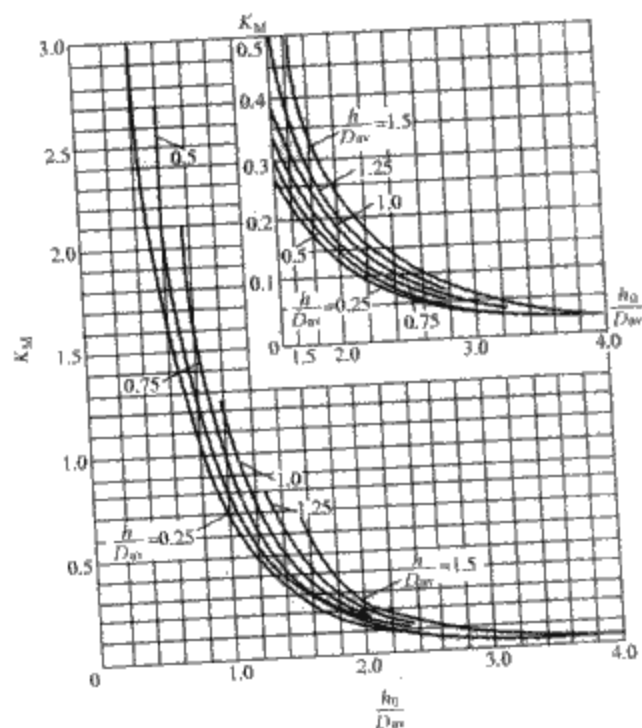


图 3.2-35 两相重叠排列时  
 $K_M = f(h/D_{av}, h_0/D_{av})$  曲线

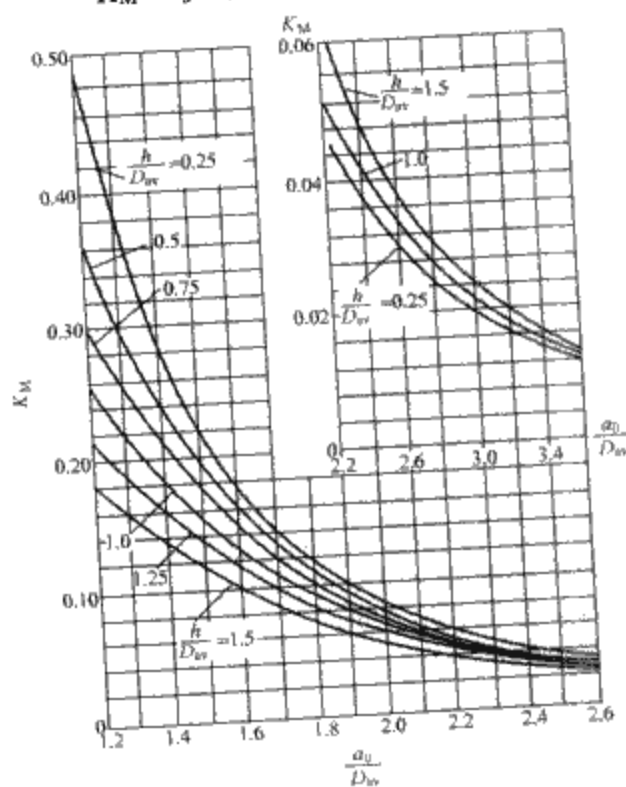


图 3.2-36 两相水平排列时  
 $K_M = f(h/D_{av}, a_0/D_{av})$  曲线

在图 3.2-2(a)中,  $M_{AB} = M_{BC}$ ,  $M_{CA} < M_{AB}$ ; 上、下两相与中间相绕向相反, 为得到同样的  $L_n$ , 中间相的匝数比上、下两相少 5%~15%。

在图 3.2-2(b)中,  $M_{AB} > M_{BC} > M_{CA}$ , 而  $M_{BC}$ 、 $M_{CA}$  均很小, 重叠的两相绕向相反, 所以边上一相的匝数比重叠的两相多 5%~15%。

在图 3.2-2(c)中,  $M$  值小, 其影响可忽略, 三相匝数相同。

#### 7.1.4 额定负载下温升 $\theta$ 的计算

重叠排列的电抗器, 上面一相的温升 (是三相中最高的)  $\theta$  (K) 为

$$\theta = \frac{56.6}{K_{\Sigma}} \left( \frac{I_N}{N_b K_0} \right)^2 \quad (3.2-9)$$

水平排列的电抗器温升  $\theta$  (K) 为

$$\theta = \frac{45}{K_{\Sigma}} \left( \frac{I_N}{N_b K_0} \right)^2 \quad (3.2-10)$$

式中:  $K_0$  为温升计算系数, 铝电缆电抗器可按图 3.2-37 选取, 铜电缆电抗器按图 3.2-37 查得之曲线值乘 4/3;  $K_{\Sigma}$  为遮盖系数, 沿整个周长未被水泥柱遮盖的电缆长度与周长之比;  $N_b$  为辐向匝数;  $I_N$  为额定电流。

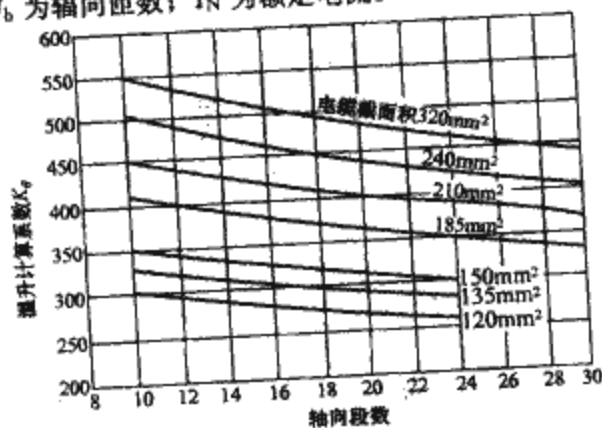


图 3.2-37 铝电缆水泥电抗器温升计算系数  $K_0$  曲线

#### 7.1.5 短路应力计算

(1) 单位电抗器线匝强度计算。在磁场作用下线匝受到电磁力的作用, 在电缆内造成拉应力, 端部最外层的线匝所受应力最大。

电缆每厘米长度上所允许的拉力  $F_1$  (N) 为

$$F_1 = 9.8 \frac{A_d}{l} \sqrt{\frac{24\sigma^3}{E}} \quad (3.2-11)$$

式中:  $A_d$  为电缆截面,  $\text{cm}^2$ ;  $l$  为最外层线匝在两水泥柱间的跨距,  $\text{cm}$ ;  $\sigma$  为电缆容许的抗拉强度, 铝电缆  $\sigma \leq 0.635 \times 10^8$ , 铜电缆  $\sigma \leq 1.47 \times 10^8$ ,  $\text{N/m}^2$ ;  $E$  为电缆的弹性模数, 铝电缆  $E = 5.3 \times 10^{10}$ , 铜电缆  $E = 11.3 \times 10^{10}$ ,  $\text{N/m}^2$ 。

此时, 允许的最大短路电流不对称峰值为

$$i_{sm} = \sqrt{\frac{F_1 h N_b}{K_4 N}} \times 10^4 \quad (\text{A}) \quad (3.2-12)$$

式中:  $K_4$  为系数, 按图 3.2-38 选取;  $i_{sm}$  为应大于按 7.1.1 节中公式 (3.2-3) 所算得的  $i_{sm}$  值;  $F_1$  为电缆每厘米长度上所允许的拉力,  $\text{N}$ ;  $N_b$  为辐向匝数;  $h$  为绕组高度;  $N$  为总匝数。

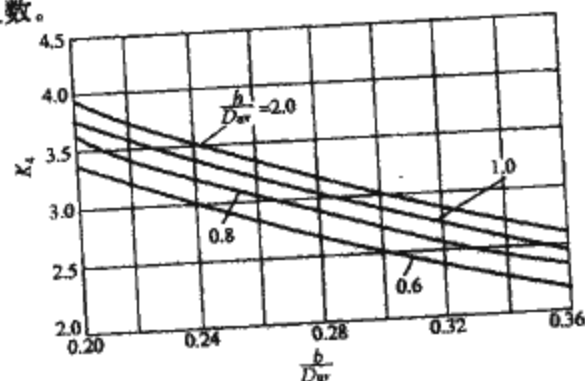


图 3.2-38 计算线匝强度的系数  $K_4$  曲线

(2) 相间电磁力计算。三相垂直排列 [见图 3.2-2(a)], 相间最大吸引力为

$$F_{\phi 1} = 2.96 K_5 i_{sm}^2 N^2 \times 10^{-8} \quad (\text{N}) \quad (3.2-13)$$

式中:  $K_5$  为系数, 按图 3.2-39 选取。

三相水平排列时, 中间相受力最大, 其值为

$$F_{\phi 2} = 8.5 K_6 i_{sm}^2 N^2 \times 10^{-8} \quad (\text{N}) \quad (3.2-14)$$

式中:  $K_6$  为系数, 按图 3.2-40 选取;  $i_{sm}$  为短路电流的不对

称峰值;  $N$  为总匝数。

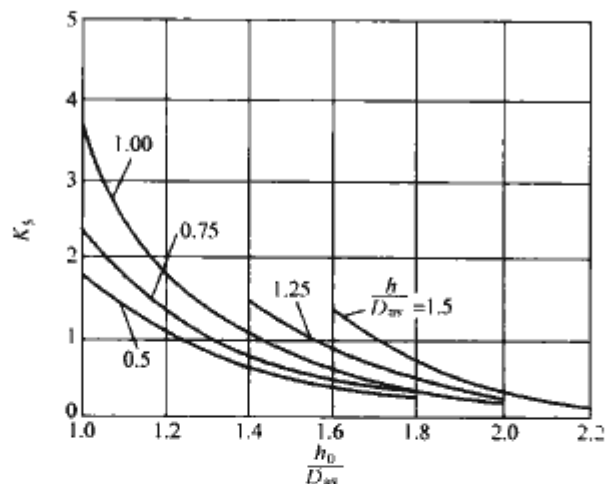


图 3.2-39 三相垂直排列时计算相间电磁力的系数  $K_5$  曲线

### 7.1.6 热稳定计算

允许的短路电流持续时间根据热容量计算。对于 A 级绝缘材料, 铝电缆的极限温度取  $180^{\circ}\text{C}$ , 铜电缆的极限温度取  $200^{\circ}\text{C}$ 。

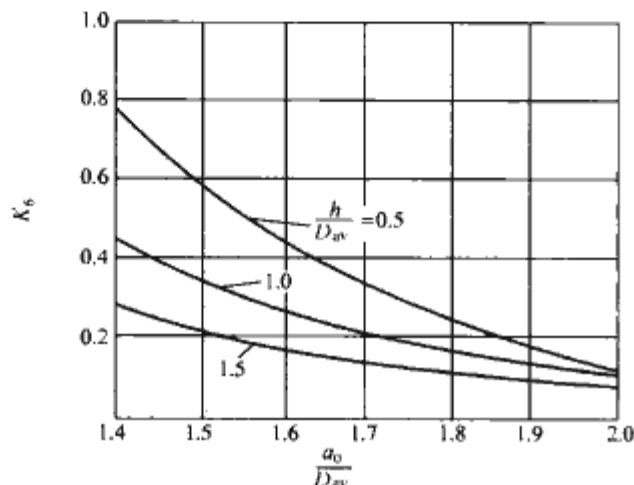


图 3.2-40 三相水平排列时计算相间电磁力的系数  $K_6$  曲线

## 7.2 铁心电抗器的设计计算

### 7.2.1 只有交流励磁的铁心电抗器 (大部分铁心电抗器属于这一类)

给定数据: 电抗器的额定工作电压 (即电抗器的电抗电压)  $U_N$  (V), 工作频率  $f$  下的电抗值  $X$  ( $\Omega$ ), 电感量  $L$  (H), 额定工作电流  $I_N$  (A) 和额定容量  $S_N$  (kvar)。对于三相电抗器均指每相值。以上参数可用下式进行换算

$$U_N = I_N X = I_N \times 2\pi f L \quad (3.2-15)$$

$$S_N = U_N I_N \times 10^{-3} \quad (3.2-16)$$

(1) 铁心和绕组。通常, 电抗器合理的有效材料重量比与一般变压器相同。对于中小型电抗器, 可先决定等值于双绕组变压器的等值容量, 然后据此选择铁心柱截面。等值容量  $S$  (kVA) 为

$$S = \frac{S_N}{2K_B K_i} \quad (3.2-17)$$

式中:  $K_B$  为电抗器选用的磁通密度与电力变压器惯用的磁通密度之比;  $K_i$  电抗器选用的电流密度与电力变压器惯用的电流密度之比;  $S_N$  为额定容量。

有分接头时等值容量  $S_1$  (kVA) 为

$$S_1 = \sqrt{\frac{I_{L\max}}{L} \times \frac{S_N}{2K_B K_i}}$$

式中:  $L_{\max}$  为所有匝数全部接入时的最大电感量。

根据选定的铁心柱截面和每匝电动势排列绕组。绕组和绝缘结构可按相应绝缘水平的电力变压器来考虑。

(2) 间隙尺寸的计算。绕组漏磁演化截面  $A_{\phi l}$  ( $\text{cm}^2$ ) 为

$$A_{\phi l} = \frac{1}{4} \pi d^2 + \frac{1}{3} \pi b D_{av} - \frac{A_z}{K_{dp}} \quad (3.2-18)$$

式中:  $d$  为绕组内径, cm;  $b$  为绕组幅向厚度, cm;  $D_{av}$  为绕组平均直径, cm;  $A_z$  为铁心柱有效截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $K_{dp}$  为铁心叠片系数。

每相绕组由于铁心柱间隙以外的磁通 (通常称为漏磁) 所感应的电压  $U_x$  (V) 为

$$U_x = \frac{7.9 f N^2 I_N A}{h_k N_z} \times 10^{-8} \quad (3.2-19)$$

式中:  $N$  为每相匝数;  $I_N$  为额定相电流;  $A$ ;  $h_k$  为每柱绕组净高度, cm;  $N_z$  为每相绕组分套在几个铁心柱上的数目。三相三柱式电抗器  $N_z=1$ ; 单相双柱式  $N_z=2$ 。

由铁心柱间隙中的磁通所感应的电压  $U_z$  为

$$U_z = U_N - U_x \quad (3.2-20)$$

电抗器每柱总间隙尺寸  $\Sigma \delta$  为

$$\Sigma \delta = n \delta = \frac{7.9 f N (I_N N) A_{\delta}}{U_z N_z} \times 10^{-8} \quad (\text{cm}) \quad (3.2-21)$$

式中:  $n$  为每柱间隙数;  $\delta$  为每一间隙厚度, cm;  $A_{\delta}$  为考虑磁通扩散后间隙的有效面积;

多级平行叠积式铁心饼 (图 3.2-4) 为

$$A_{\delta} = \frac{A_z}{K_{dp}} + 2\epsilon(b+c+2\epsilon) \quad (\text{cm}^2)$$

辐射形 (或渐开线形) 铁心饼 (图 3.2-5) 为

$$A_{\delta} = \frac{A_z}{K_{dp}} + \pi \epsilon (D+d) \quad (\text{cm}^2)$$

其中  $\epsilon$  为间隙每边扩大宽度,  $\epsilon = 0.735 \delta \times \lg \frac{h_B + \delta}{\delta}$  (cm) (图 3.2-4,  $h_B$  为每一铁心饼高度, cm)。

间隙厚度  $\delta$  一般取  $2 \sim 12 \text{mm}$  (大型超高压并联电抗器用辐射形铁心饼时  $\delta$  可以更大)。间隙厚度如太大, 则磁通扩散严重, 容易引起局部过热。铁心饼高度  $h_B$  一般取  $35 \sim 100 \text{mm}$ 。

### 3. 磁通密度

间隙磁通密度  $B_{\delta}$

$$B_{\delta} = \frac{1}{4.44 f} \times \frac{U_z}{N A_{\delta}} \times 10^4 \quad (\text{T}) \quad (3.2-22)$$

铁心柱磁通密度  $B_z$ :

绕组高度以内部分

$$B_{z1} = \frac{1}{4.44 f} \times \frac{U_z}{N A_z} \times 10^4 \quad (\text{T}) \quad (3.2-23)$$

绕组高度以外部分

$$B_{z2} = \frac{1}{4.44 f} \times \frac{U_N}{N A_z} \times 10^4 \quad (\text{T}) \quad (3.2-24)$$

在以上总间隙尺寸计算中, 忽略了硅钢片部分的磁阻, 一般来说这是可以的。

### 7.2.2 直流叠加交流励磁的电抗器 (指平波电抗器以及类似的其他电抗器)

给定数据: 额定直流电流 (长期工作直流电流)  $I_d$  (A), 电感量  $L$  (H) 交流脉动电压基波方均根值  $U_1$  (V), 脉动电压基波频率  $f$  (Hz)。此种电抗器等值到  $50 \text{Hz}$  交流



励磁电抗器的等值容量可按式确定

$$S = \frac{I_d^2 L}{4.5} \quad (\text{kvar}) \quad (3.2-25)$$

某些电气传动系统中,平波电抗器长期工作直流电流并不大,但却要求在最大直流电流  $I_{d\max}$  下仍不饱和,此时其 50Hz 等值容量为

$$S = \frac{I_d I_{d\max} L}{4.5} \quad (\text{kvar}) \quad (3.2-26)$$

若电流中的交流分量不能忽略,则在上两式中用  $I_m \sqrt{I_d^2 + I_{ac}^2}$  代替  $I_d$  或  $I_d I_{d\max}$ , 其中  $I_{ac}$  为交流分量有效值,  $I_m$  为直流 ( $I_d$  或  $I_{d\max}$ ) 叠加交流分量以后的峰值。

直流电流在铁心柱中产生的直流励磁密度

$$B_{dc} = \frac{0.4\pi N I_d}{\Sigma \delta} \times \frac{A_\delta}{A_z} \times 10^{-4} \quad (\text{T})$$

$$\text{或} \quad B_{dc} = \frac{0.4\pi N I_{d\max}}{\Sigma \delta} \times \frac{A_\delta}{A_z} \times 10^{-4} \quad (\text{T}) \quad (3.2-27)$$

脉动电流在铁心柱中产生的交变磁通密度  $B_{ac}$  (只考虑脉动电流的基波)

$$B_{ac} = \frac{1}{4.44f} \times \frac{U_1}{N A_z} \times 10^{-4} \quad (\text{T}) \quad (3.2-28)$$

合成磁通密度

$$B_z = B_{dc} + B_{ac} \quad (3.2-29)$$

其余设计计算可以参考本章 7.2.1 节。

### 7.3 直流控制自饱和电抗器的设计计算

自饱和电抗器一般用环形卷铁心,卷后退火,交流绕组通常用单匝,自饱和电抗器示意图如图 3.2-41,此时整个结构有如贯通式电流互感器。为了制造方便和改善散热条件,铁心一般是分段制造后叠在一起的。

为了改善控制特性和减小最小压降,有时还设置偏移绕组。偏移绕组的磁通势方向与控制绕组相反,与工作绕组相同。

(1) 计算交流绕组的电流  $I_G$

$$I_G = k I_d \quad (\text{A})$$

式中:  $I_d$  为额定直流电流, A;  $k$  为系数,三相桥式接线时,  $k = 0.577$ ; 双 Y 带平衡电抗器接线时,  $k = 0.289$ 。

(2) 计算铁心截面  $A_z$ 。

1) 三相桥式接线的自饱和电抗器

$$A_z = \frac{\Delta U \times 10^4}{4f N_G (\Delta B_{\max} - \Delta B_{\min})} \quad (\text{cm}^2) \quad (3.2-30)$$

2) 双 Y 带平衡电抗器接线的自饱和电抗器

$$A_z = \frac{\Delta U \times 10^4}{3f N_G (\Delta B_{\max} - \Delta B_{\min})} \quad (\text{cm}^2) \quad (3.2-31)$$

式中:  $\Delta U$  为所要求的直流输出电压调压范围, V;  $N_G$  为交流绕组匝数;  $\Delta B_{\max} - \Delta B_{\min} \approx 3T$  (冷轧硅钢片)。

自饱和电抗器由多个环形铁心组成时,  $A_z$  为各个铁心截面之和。

(3) 计算整流电路直流侧最小压降  $\Delta U_{\min}$ 。

1) 不加偏移绕组时:

a. 三相桥式接线

$$\Delta U_{\min} = 6f N_G (B_{bh} - B_r) A_x \times 10^{-4} \quad (\text{V}) \quad (3.2-32)$$

b. 双 Y 带平衡电抗器接线

$$\Delta U_{\min} = 3f N_G (B_{bh} - B_r) A_x \times 10^{-4} \quad (\text{V}) \quad (3.2-33)$$

式中:  $B_{bh}$  为饱和磁通密度, T;  $B_r$  为剩余磁通密度, T;  $B_{bh} - B_r \approx 1.5T$ 。

2) 加有偏移绕组时,  $\Delta U_{\min}$  可根据经验取为  $\Delta U$  的 10%, 而不予计算。整流电路直流侧最大压降等于调压范围加最小压降。

(4) 计算控制绕组和偏移绕组。控制绕组的安匝数由  $N_K I_K = H_K L_\phi$  确定, 式中  $L_\phi$  为铁心平均磁路长度,  $H_K$  可从去磁特性曲线 ( $\Delta B - H_K$  曲线) 根据  $\Delta B$  选取, 一般可以取  $H_K = (1 \sim 1.5) \times 10^{-2} \text{ A/m}$ 。

$$\text{控制回路电流 } I_K = \frac{H_K L_\phi}{N_K} \quad (\text{A}) \quad (3.2-34)$$

$$\text{控制回路电压 } U_K = I_K R_K \quad (\text{V}) \quad (3.2-35)$$

式中:  $R_K$  控制回路总电阻。

偏移绕组的匝数取为控制绕组匝数的一半, 电流相同。

(5) 计算控制绕组的感应电动势

$$\text{感应电动势脉冲峰值} = \sqrt{2} U_v \sin(\alpha + u + \delta) \quad (\text{V}) \quad (3.2-36)$$

式中:  $U_v$  为整流变压器阀侧线电压, V;  $\alpha$  为滞后角,  $\frac{\Delta U}{U_{d0}} = 1 - \cos \alpha$  ( $U_{d0}$  为整流电路的理想空载直流电压);  $u$  为重叠角,  $\cos \alpha - \cos(\alpha - u) = X_b$  ( $X_b$  为整流回路换相电抗标么值);  $\delta$  为去磁角,  $1 - \cos \alpha = \cos(\alpha + u) - \cos(\alpha + u + \delta)$ 。

实际上, 由于并联电容的存在, 使脉冲的峰值比计算值为低。

## 8 电抗器试验

### 8.1 并联电抗器

并联电抗器是并联连接在系统上的电抗器, 用以补偿电容电流。

#### 8.1.1 例行试验

(1) 绕组电阻的测量。应记录被试绕组温度及绕组端子间的电阻, 且应使用直流进行测量。在测量中, 应注意将自感效应的影响降到最小程度。

(2) 电抗测量。当忽略阻抗的电阻成分时, 电抗为额定相电压和实测相电流 (方均根值) 的比值。

既无带间隙铁心又无磁屏蔽的电抗器, 测量可在额定电压的 10%~100% 之间的任何电压下进行。

对具有带间隙铁心或者磁屏蔽的电抗器, 测量应在额定电压下进行。对于超大功率和超高系统电压电抗器, 难以达到上述试验条件时, 可以例外, 此时允许近似的外推 10%, 即在任何情况下试验电压必须大于 0.9 倍的额定电压。

三相电抗器的电抗应在对称三相电压施加在线端时测量。

电抗值为: 线间所施加的电压 / (实测电流平均值  $\times \sqrt{3}$ )。

对具有零序磁通流过的铁心回路的三相电抗器, 其电抗的测量也可在单相励磁时进行。

(3) 损耗测量。损耗测量应在额定电压、额定频率下进行。电压应该用平均值电压表测量, 对于超大功率和超高系统电压电抗器, 难以达到上述试验条件时, 可以例外, 可在降低电压下测量损耗, 并用额定电流对实测电流比值的平方乘以实测的损耗值来求得额定电压下的损耗值。

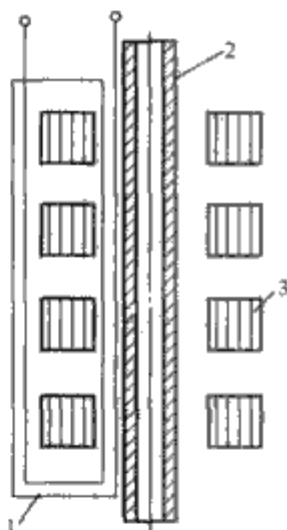


图 3.2-41 自饱和电抗器示意图

1—直流控制绕组;  
2—交流工作绕组(铜管);  
3—铁心



由于并联电抗器的功率因数通常都很低,用常规的瓦特计法有可能产生可观的误差。使用电桥法较为有利。

在额定电压时测得的损耗或者校正到额定电压的损耗值应乘以额定电流和测量电流的比值的平方进行计算。

(4)绝缘试验。并联电抗器的各种绝缘试验,通常应用变压器的相应规则,按 GB 1094.3 的相应规定进行。

(5)电压比和短路阻抗测量(带有附加负载绕组的并联电抗器)。每个分接都应进行电压比测量。

短路阻抗测量,应在额定频率下,将近似正弦波的电压施加在一个绕组,另一个绕组短路。

### 8.1.2 型式试验

(1)温升试验。该试验应在额定频率和最高运行电压下进行。

(2)绝缘试验。并联电抗器的各种绝缘试验,通常应用变压器的相应规则,按 GB 1094.3 的相应规定进行。

### 8.1.3 特殊试验

(1)三相电抗器的零序电抗测量。进行此测量时,外加电压所产生的中性点电流不得超过额定相电流。

(2)三相电抗器的互电抗测量。开路相的感应电压和励磁相的电流间的比值就是互电抗,通常用额定电抗的标么值表示。

(3)声级测量。此试验通常按 GB/T 1094.10 的相应规定进行。

(4)振动测量。测量结果用振动波的主波峰的高度来表示,最大值不超过  $200\mu\text{m}$ 。

(5)电流的谐波测量。该测量应用于具有饱和特性的电抗器。电流谐波在额定电压下用谐波分析仪测量,各次谐波的幅值以基波分量的百分数表示。同时还应测量施加电压的谐波。

(6)风扇和泵所需功率测量。

(7)磁化特性测量。测量在工频电压和电流下进行,并逐步增大至最高运行电压。测量结果以电压平均值和电流峰值的关系表示。

## 8.2 限流电抗器和中性点接地电抗器

限流电抗器和中性点接地电抗器是在系统发生故障时用来限制电流的电抗器。

### 8.2.1 例行试验

(1)绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2)连续电流时的阻抗测量。阻抗应在额定频率下进行。对于单相电抗器和电抗器组,应该在单相励磁时测量阻抗,阻抗值为三个单相阻抗的平均值。

对于磁耦合因数大于 5% 的三相电抗器的阻抗,应该用对称的系统电压施加在星形接法的三相绕组上进行测量。

此时阻抗表达式为:施加在线间的电压/(实测电流平均值 $\times\sqrt{3}$ )。

(3)损耗测量。只有在对持续电流作出规定的电抗器才进行这项测量。测量应在额定频率下使用电桥法进行。

(4)外施耐压试验。试验电压应施加在各绕组对地及各绕组之间。

(5)感应耐压试验。试验电压应为额定短时电流时在绕组两端产生的电压的两倍,本相试验可以用雷电冲击试验代替。

### 8.2.2 型式试验

(1)在额定持续电流下的温升试验。试验根据 GB 1094.2 的相应规定进行。

(2)雷电冲击试验。

1)限流电抗器的雷电冲击试验,试验电压依次施加在需要试验的绕组的每个端子上,此时其他绕组端子均接地。

2)中性点接地电抗器的雷电冲击试验,试验电压施加在电抗器连接到变压器中性点的一端,另外的端子接地。波前时间可增加到  $13\mu\text{s}$ 。

### 8.2.3 特殊试验

(1)短时电流试验和短时电流时阻抗测量。试验通常按照 GB 1094.5 的规定进行。除非另有规定,短时电流的第一个波的波峰值应为其方均根值的  $1.8\times\sqrt{3}$  倍。

根据试验电压和电流的稳态值可以确定在短时电流下的阻抗值,此值应与额定阻抗相同。

(2)声级测量。此试验通常按 GB/T 1094.10 的相应规定进行。

## 8.3 阻尼电抗器

阻尼电抗器是用于限制电容器组在交流网络上开关操作时产生的涌流。阻尼电抗器与电容器组串联。

### 8.3.1 例行试验

(1)绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2)电感测定。测量可在任何适宜的电流下进行,也可用电桥法,额定电感是对应于系统频率的值。

(3)外施耐压试验。试验电压应施加在各绕组对地及各绕组之间。

(4)感应耐压试验。可参照限流电抗器和中性点接地电抗器的方法,但有以下例外,即试验电压为额定涌流时产生的电压的两倍。

### 8.3.2 型式试验

(1)温升试验。试验根据 GB 1094.2 的相应规定进行。

(2)雷电冲击试验。试验根据 GB 1094.3 的相应规定进行。

### 8.3.3 特殊试验

(1)承受涌流试验。试验通常按照 GB 1094.5 的规定进行。在系统频率下进行。

(2)品质因数测定。试验应在规定的涌流谐振频率下用电桥法进行,它是阻尼电抗器的电抗对电阻的比值。

## 8.4 调谐电抗器或滤波电抗器

调谐电抗器或滤波电抗器是用于交流系统上的电抗器,与电容器连接用以调谐滤波回路使其在音频范围内谐振,用以减低阻塞或滤去谐波或通信频率。既可以并连接在系统上(此时系统电压作用在电抗器上),也可串联在系统上(此时负载电流通过电抗器)。

### 8.4.1 例行试验

(1)绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2)电感测定。测量应在调谐频率和额定调谐频率电流或电压下进行。下列情况例外:不带铁心的电抗器的电感假定是常数,与电流值无关,可在降低的电流或电压下测量。如果铁心电抗器在工频时的电流直至等于额定调频电流仍为线性,则调谐频率下的电感可在降低的电流或电压下进行。

(3)感应耐压试验。试验电压为额定短时电流流过电抗器时在电抗器两端的电压的两倍,或者是额定工频电压与额定调谐频率电压和的两倍,取其中较高的一个值。本试验可用雷电冲击试验代替。



(4) 外施耐压试验。试验电压应施加在各绕组对地及各绕组之间。

(5) 品质因数测定。测量应在调谐频率下进行。

(6) 损耗测量。调谐电抗器的总损耗由铁耗(如果电抗器带有铁心或磁屏蔽)和系统频率可能的谐波频率和叠加的信号频率电流分量产生的绕组损耗所组成。

铁耗和工频时的绕组损耗在工频下测量确定。规定的各次较高的谐波频率成分引起的损耗可由在相应的频率下计算或测量得到,并加到工频时的损耗中,总损耗应折算到参考温度。

#### 8.4.2 型式试验

(1) 温升试验。温升试验应在工频下进行,试验电流或电压应调整至与总损耗相一致。

(2) 雷电冲击试验。试验根据 GB 1094.3 的相应规定进行。

### 8.5 接地变压器(中性点耦合器)

接地变压器(中性点耦合器)为三相变压器(或三相电抗器),常用来为系统不接地的点提供一个人工的、可带负载的中性点,以供系统接地用。否则该点不接地。

#### 8.5.1 例行试验

(1) 绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2) 零序阻抗测量。零序阻抗最好在通以额定中性点电流时进行测量,并用每相欧姆值来表示。

(3) 空载损耗和空载电流测量。将额定频率下的额定电压施加于选定的绕组,其余绕组开路。试验电压以平均值电压表的读数为准(该表的刻度具有同一平均值的正弦波形方均根值)。

(4) 绝缘试验。按 GB 1094.3 的相应规定进行。

(5) 当接地变压器附有二次绕组时,电压比测定、核对电压相量关系。按 GB 1094.1 的相应规定进行。

(6) 阻抗电压、短路阻抗和短路损耗的测量。按 GB 1094.1 的相应规定进行。

#### 8.5.2 型式试验

(1) 绝缘试验。按 GB 1094.3 的相应规定进行。

(2) 温升试验。按 GB 1094.2 的相应规定进行。

试验开始时,油顶层温度的初始值应当为连续空载运行的温度,如果有二次绕组,则应是在其额定容量下连续运行的温度。试验后用电阻法确定绕组温度。

#### 8.5.3 特殊试验

(1) 短路试验。试验通常按照 GB 1094.5 的相应规定进行。本条适用于短时中性点电流时间为不大于 10s 的接地变压器。试验应做两次,每次试验的时间为  $(0.5 \pm 0.05)s$ 。各次试验的间隔时间应当避免热的过量积累。

(2) 声级测量。此试验通常按 GB/T 1094.10 的相应规定进行。

### 8.6 消弧线圈

消弧线圈是用来补偿中性点绝缘的系统发生对地故障时产生的容性电流的单相电抗器。在三相系统中接在电力变压器或接地变压器的中性点与大地之间。

#### 8.6.1 例行试验

(1) 绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2) 如果消弧线圈的电感是可变的,应进行整个调节范围内的电流测量。在额定频率和额定电压下,对整个调节范围内的电流测量。

(3) 有辅助绕组和二次绕组时,测量主绕组和辅助绕组、主绕组和二次绕组之间的电压比。试验根据 GB 1094.1 的相应规定进行。

(4) 绝缘试验。试验根据 GB 1094.3 进行。如果无法实施感应耐压试验,可用雷电冲击试验代替。如果消弧线圈有带分接的绕组,雷电冲击试验应该在最大和最小分接进行。

(5) 分接开关或铁心气隙调节机构的操作试验。试验按 GB 1094.1 的相应规定进行。

#### 8.6.2 型式试验

(1) 绝缘试验。试验根据 GB 1094.3 的相应规定进行。如果无法实施感应耐压试验,可用雷电冲击试验代替。如果消弧线圈有带分接的绕组,雷电冲击试验应该在最大和最小分接进行。

(2) 损耗测量。

(3) 温升试验。在辅助绕组和二次绕组的开路端进行测量。试验前消弧线圈的温度应该和环境温度一致。试验终止时绕组温度用电阻法确定。

#### 8.6.3 特殊试验

电压—电流特性曲线的测定,至 1.1 倍额定电压。

### 8.7 平波电抗器

平波电抗器用在直流系统中为谐波电流提供高阻抗,并在系统发生故障时降低电流的上升。

主要分两种情况:①在直流中叠加有大量的谐波分量,这种情况常发生在工业性直流系统。因为系统电压一般不高于 10kV,平波电抗器通常设计为户内装置。②在直流中叠加有少量的谐波分量,这种情况常发生在高压直流换流系统。系统电压一般为 50kV 或更高。

#### 8.7.1 例行试验

##### 8.7.1.1 10kV 及以下系统

(1) 绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2) 增量电感的测量。

1) 不带铁心和磁屏蔽的平波电抗器可以在任意频率和电流下测量。

2) 具有铁心或磁屏蔽的平波电抗器最好在叠加有规定谐波电流的额定直流电流(额定增量电感值)和在零直流电流(空载电感值)下测量。

(3) 交流和直流电压的外施耐压试验。试验通常按照 GB 1094.3 的相应规定进行。

##### 8.7.1.2 50kV 及以上换流系统

(1) 绕组电阻的测定(参照并联电抗器的测定)。

(2) 增量电感的测量。

1) 不带铁心和磁屏蔽的平波电抗器可以在任意频率和电流下测量。

2) 具有铁心或磁屏蔽的平波电抗器最好在叠加有规定谐波电流的额定直流电流(额定增量电感值)和在零直流电流(空载电感值)下测量。

(3) 直流耐压试验。

1) 油浸式电抗器。施加 1.5 倍最高持续直流工作电压 60min,在最后 10min 间隔,超过 2000pC 的局部放电脉冲不应超过 10 次。

极性反转试验,1.1 倍最高持续直流工作电压 2h(负极性),然后在 2min 内将极性改变为正极性并维持 30min。

短时直流电压试验(此试验可代替极性反转试验),2 倍最高持续直流工作电压(负极性),维持 2min。

2) 干式空心电抗器。短时直流电压试验, 2 倍最高持续直流工作电压 (正极性), 维持 2min。

(4) 雷电冲击试验和操作冲击试验。试验通常按照 GB 1094.3 的相应规定进行。

### 8.7.2 型式试验

温升试验。试验电流由下面的公式求得

$$I_T = \sqrt{(RI_{dN}^2 + \Sigma P_H)/R} \quad (3.2-37)$$

式中:  $I_T$  为试验电流, A;  $R$  为绕组直流电阻,  $\Omega$ ;  $\Sigma P_H$  为谐波损耗计算值总和, W;  $I_{dN}$  为额定直流电流, A。

### 8.7.3 特殊试验

(1) 耐受短时电流耐受试验。试验通常按照 GB 1094.5 的相应规定进行。

(2) 声级测定。试验通常按照 GB/T 1094.10 的相应规定进行。

(3) 高频阻抗测量。测量频率范围应为: 50~2500Hz, 线端对线端; 30kHz~1MHz, 线端对线端, 线端对地。

(4) 损耗测量。损耗为绕组的直流电阻和额定直流电流的平方的乘积。



# 第3章 互 感 器

## 1 概述

互感器是电力系统中供测量和保护用的重要设备，分为电压互感器和电流互感器两大类。

互感器的作用是：

- (1) 向测量、保护和控制装置传递信息。
- (2) 使测量、保护和控制装置与高电压相隔离。
- (3) 有利于仪器、仪表和保护、控制装置小型化、标准化。

图 3.3-1 以传统的电磁式互感器为例说明互感器在电力系统中的接线和运用原理。

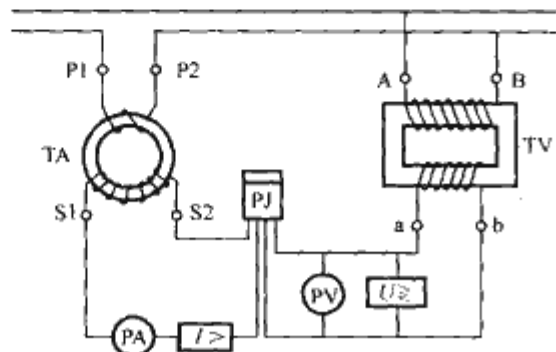


图 3.3-1 互感器在电力系统中的接线原理图

TA—电流互感器；TV—电压互感器

常用的电流互感器是按电磁感应原理工作的，称为电磁式电流互感器。常用的电压互感器分为电磁感应和电容分压两种工作方式，分别称为电磁式电压互感器和电容式电压互感器，关于电容式电压互感器参见第 3 篇第 4 章。

电子式电压互感器和电子式电流互感器是近年来发展较快的新型互感器。本章第 4 节叙述电子式互感器。

我国互感器制造业已具有相当规模。500kV 及以下电压等级的互感器已形成完整系列，且具有生产 750kV 产品的能力。测量用电流互感器可做到 0.2S 级；保护用电流互感器已能生产 TPY 级和其他保证暂态误差特性的 TPS、TPX 级和 TPZ 级。SF<sub>6</sub> 气体绝缘互感器、倒立式电流互感器，单级式（油箱式）电压互感器等都已批量生产。电子式互感器正在开发，已生产出与成套配电装置配套的电子式互感器，高电压产品已投入试运行。

## 2 电压互感器

### 2.1 原理和基本性能特点

电磁式电压互感器的工作原理与电力变压器相同。但是，电压互感器的特点是额定输出时二次负荷很小，而且在运行中这些负荷是不变的，在此负荷下还要保持规定的准确度。

#### 2.1.1 基本名词术语和额定值

##### 2.1.1.1 额定一次电压、额定二次电压和额定电压比

电压互感器的额定一次电压和额定二次电压是作为互感器性能基准的电压值，也是一、二次绕组的额定电压。额定一次电压只取决于互感器的一次绕组在系统中的联结方式，

而与系统中性点接地方式无关。一次绕组接在三相系统相与相之间的电压互感器（称为不接地电压互感器），其额定一次电压就是系统的额定线电压，额定二次电压标准值为 100V。一次绕组接在三相系统相与地之间的电压互感器（称为接地电压互感器），其额定一次电压就是系统的额定相电压，额定二次电压标准值为  $100/\sqrt{3}$ V。接地电压互感器通常都有剩余电压绕组。剩余电压绕组接成开口角形，当系统发生单相接地故障时产生一剩余电压。接地电压互感器用于中性点有效接地系统时，剩余电压绕组额定电压标准值为 100V，当用于中性点非有效接地系统时，剩余电压绕组额定电压标准值为  $100/3$ V。

额定一次电压与额定二次电压，或与剩余电压绕组额定电压之比称为额定电压比。要注意的是，接地电压互感器的额定一次电压是系统的额定线电压除以  $\sqrt{3}$ ，额定二次电压为  $100/\sqrt{3}$ V，在表示其额定电压比时，不能将  $\sqrt{3}$  省略。例如用于 110kV 中性点有效接地系统的接地电压互感器，额定电压比必须写成

$$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}} / 0.1 \text{ (kV)}$$

##### 2.1.1.2 准确级和额定输出

准确级是对电压互感器所给定的等级。互感器在规定使用条件下的误差应在规定的限值内。

测量用电电压互感器的标准准确级有：0.1、0.2、0.5、1.0、3.0 级。

保护用电电压互感器的标准准确级有：3P、6P 级。

额定输出是在额定二次电压及接有额定负荷的条件下，互感器供给二次回路的视在功率值。额定输出的标准值为：10、15、25、30、50、75、100VA，其中有下标线者为优先值。对三相互感器而言，其额定输出值是指每相的额定输出。负荷的功率因数为 0.8（滞后）。

##### 2.1.1.3 热极限输出

在额定一次电压下的温升不超过表 3.3-6 规定的限值时，二次绕组所能供给的以额定电压为基准的视在功率值。在此情况下，互感器的误差可能超过限值。当有多个二次绕组时，各绕组的热极限输出值应分别标出。但是，不允许有两个或更多的二次绕组同时供给热极限输出。

##### 2.1.1.4 额定电压因数

电压互感器在规定的时间内仍能满足热性能和准确级要求的最高一次电压与额定一次电压的比值。额定电压因数与电压互感器一次绕组接法和系统接地方式有关，其额定电压因数标准值见表 3.3-1。

表 3.3-1 额定电压因数标准值

额定电压因数	额定时间	一次绕组联结方式和系统接地方式
1.2	连续	任一电网的相间 任一电网的变压器中性点与地之间
1.2	连续	中性点有效接地系统的相与地之间
1.5	30s	

续表

额定电压因数	额定时间	一次绕组联结方式和系统接地方式
1.2	连续	带有自动切除对地故障装置的中性点非 有效接地系统中相与地之间
1.9	30s	
1.2	连续	无自动切除对地故障装置的中性点绝缘 系统或无自动切除对地故障装置的共振接 地系统中的相与地之间
1.9	8h	

注 1. 电磁式电压互感器的最高连续运行电压等于设备最高电压  $U_m$  (对于接到三相系统的相与地之间的电压互感器, 还必须除以  $\sqrt{3}$ ) 或额定一次电压乘以 1.2 两者中较小的一个。  
2. 按制造方与用户协议, 额定时间允许缩短。

2.1.2 分类和型号简介

(1) 分类。

- 1) 按用途分, 分为测量用互感器和保护用互感器。
- 2) 按装置种类分, 分为户内互感器和户外互感器。
- 3) 按绝缘介质分, 分为以下几种: 干式绝缘互感器; 油绝缘互感器; 浇注绝缘互感器; 气体绝缘互感器等。
- 4) 按相数分, 分为单相互感器和三相互感器。
- 5) 按绕组个数分, 分为双绕组互感器和多绕组互感器。
- 6) 按一次绕组接法分, 分为接地电压互感器和不接地电压互感器。前者是指在一次绕组的一端准备直接接地的单相电压互感器, 或一次绕组的星形联结点(中性点)准备直接接地的三相电压互感器。后者是指一次绕组的各部分, 包括接线端子在内, 都是按额定绝缘水平对地绝缘的电压互感器。

(2) 型号简介。电压互感器的型号字母的代表意义及排列顺序见表 3.3-2。

表 3.3-2 互感器的型号字母代表意义及排列顺序

序号	类 别	含 义	代表的字母
1	产 品	电“压”互感器	J
2	相 数	“单”相 “三”相	D S
3	绕组外绝缘介质	变压器油 空气(“干”式) 浇“注”成型固体 “气”体	G Z Q
4	结构特征及用途	三柱带“补”偿绕组 带剩余电压绕组 “五”柱三绕组 “串”级式带剩余电压绕组 测量和保护“分”开的二次绕组 SF <sub>6</sub> 气体绝缘配“组”合电器用	B X W C F H
5	性能特征	普通型 “抗”铁磁谐振	K

2.1.3 端子标志

电压互感器的出线端子标志规定见表 3.3-3。

表 3.3-3 电压互感器出线端子标志

互感器	出线端子标志
有一个二次绕组的不接地单相电压互感器	

续表

互感器	出线端子标志
有一个二次绕组的不接地单相电压互感器	
有两个二次绕组的单相电压互感器	
有一个多抽头二次绕组的单相电压互感器	
有两个带抽头二次绕组的单相电压互感器	
有一个二次绕组和一个剩余电压绕组的接地单相电压互感器	
有两个二次绕组和一个剩余电压绕组的接地单相电压互感器	
有一个二次绕组的电压互感器三相组	
有两个二次绕组的电压互感器三相组	
有一个多抽头二次绕组的电压互感器三相组	
有一个二次绕组和一个剩余电压绕组的三相电压互感器	

2.1.4 等效电路和相量图

单相双绕组电压互感器等效电路见图 3.3-2, 其相量图见图 3.3-3。图中各量均按减极性原则标出。

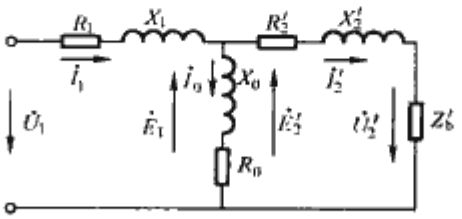


图 3.3-2 单相双绕组电压互感器等效电路



### 2.1.5 误差和误差图

从图 3.3-2 看出, 由于空载阻抗压降  $\dot{I}_0(R_1+jX_{10})$  和负载阻抗压降  $\dot{I}'_2[(R_1+R'_2)+j(X_1+X'_2)]$  的影响, 一次电压  $\dot{U}_1$  与折算到一次侧的二次电压  $\dot{U}'_2$  数值不等, 相位也有差异, 这就产生了电压误差 (比值差) 和相位差。

电压误差  $\epsilon_u$  的百分数表示见下式

$$\epsilon_u = \frac{K_r U_2 - U_1}{U_1} \times 100 (\%)$$

式中:  $K_r$  为额定电压比;  $U_1$  为实际一次电压, V;  $U_2$  为在测量条件下, 施加  $U_1$  时的实际二次电压, V。

相位差是实际一次电压与二次电压的相位之差。当实际二次电压超前于实际一次电压时, 相位差为正, 它通常用分 (') 或厘弧度 (crad) 表示。图 3.3-3 所示为单相双绕组电压互感器相量图, 其中的  $\delta_u$  角表示此时为负相位差。

电压误差和相位差都由两部分组成, 第一部分是空载阻抗压降造成的, 称为空载误差; 第二部分是负荷阻抗压降造成的, 称为负荷误差。故可分别写成

$$\epsilon_u = \epsilon_{u0} + \epsilon_{u22}$$

$$\delta_u = \delta_{u0} + \delta_{u22}$$

由于相位差很小, 从图 3.3-3 可导出各误差的近似计算式。

空载误差为

$$\epsilon_{u0} = \frac{I_0 Z_{10} \sin(\varphi_{K10} + \theta_0)}{U_1} \times 100 (\%)$$

$$\delta_{u0} = \frac{I_0 Z_{10} \cos(\varphi_{K12} + \theta_0)}{U_1} \times 100 (\text{crad})$$

负荷误差为

$$\epsilon_{u22} = \frac{I'_2 Z_{12} \cos(\varphi_{K12} - \varphi_2)}{U_1} \times 100 (\%)$$

$$\delta_{u22} = \frac{I'_2 Z_{12} \sin(\varphi_{K12} - \varphi_0)}{U_1} \times 100 (\text{crad})$$

式中:  $I_0$  为空载电流, A;  $Z_{10}$  为空载阻抗,  $\Omega$ ;  $\varphi_{K10}$  为空载阻抗角, rad;  $\theta_0$  为铁损角, rad;  $I'_2$  为二次负荷电流, A;  $Z_{K12}$  为短路阻抗,  $\Omega$ ;  $\varphi_{K12}$  为短路阻抗角, rad;  $\varphi_2$  为负荷功率因数角, rad;  $U_1$  为一次电压, V。

### 2.1.6 各准确级的误差限值

(1) 测量用电压互感器准确级和误差限值。测量用电压互感器准确级以在额定电压下规定的该准确级的最大允许电压误差的百分数标称。按 GB 1207—2006 的规定, 不同准确级的误差限值列于表 3.3-4。

对于准确级为 0.1 级和 0.2 级且额定负荷小于 10VA 的电压互感器, 可以规定其负荷扩大范围。当二次负荷为 0~100% 额定负荷之间的任一值且功率因数等于 1 时, 其电压误差和相位差不应超过表 3.3-4 所列限值。

表 3.3-4 测量用电压互感器的误差限值

准确级	误差限值			一次电压范围	二次负荷变化范围 $\cos\varphi=0.8$ (滞后)
	电压误差 $\pm\%$	相位差			
		$\pm(')$	$\pm\text{crad}$		
0.1	0.1	5	0.15	$(0.8\sim1.2)U_{1N}$	$(0.25\sim1.0)S_{2N}$
0.2	0.2	10	0.3		
0.5	0.5	20	0.6		
1.0	1.0	40	1.2		
3.0	3.0	不规定	不规定		

注 当订购具有两个分开的二次绕组的电压互感器时, 由于它们之间有相互影响, 用户应规定各绕组的输出范围。各输出范围的上限值应符合标准的额定输出值。每个绕组在其输出范围内须满足各自准确级要求, 此时, 另一绕组所带负荷为 0 到规定输出范围上限值的 100% 之间的任一值。为证明是否符合此要求, 只需在极限值下进行试验。如果未规定其输出范围, 则认为每个绕组的输出范围是其额定输出的 25%~100%。如果某一绕组只有偶然的短时负荷, 或仅作为剩余电压绕组使用时, 则它对其余绕组的影响可以忽略不计。

(2) 保护用电压互感器准确级和误差限值。保护用电压互感器的准确级以在 5% 额定电压到额定电压因数相对应的电压范围内规定的该准确级的最大允许电压误差的百分数标称。其后标以字母 “P” (表示保护)。保护用电压互感器的准确级有 3P 和 6P, 其误差限值见表 3.3-5。

表 3.3-5 保护用电压互感器的误差限值

准确级	误差限值			一次电压范围	二次负荷变化范围 $\cos\varphi=0.8$ (滞后)
	电压误差 $\pm\%$	相位差			
		$\pm(')$	$\pm\text{crad}$		
3P	3.0	120	3.5	$(0.05\sim K_u^{(D)})U_{1N}$	$(0.25\sim1.0)S_{2N}$
6P	6.0	240	7.0		

注 当订购具有两个分开的二次绕组的电压互感器时, 由于它们之间有相互影响, 用户应规定各绕组的输出范围。各输出范围的上限值应符合标准的额定输出值。每个绕组在其输出范围内须满足各自准确级要求, 此时, 另一绕组所带负荷为 0 到规定输出范围上限值的 100% 之间的任一值。为证明是否符合此要求, 只需在极限值下进行试验。如果未规定其输出范围, 则认为每个绕组的输出范围是其额定输出的 25%~100%。

0.02 $U_{1N}$  下的误差限值为表列数值的两倍。

①  $K_u$  为额定电压因数。

(3) 保护用电压互感器剩余电压绕组技术要求。剩余电压绕组的额定输出同 2.1.1 第 2 条, 标准准确级为 3P 或 6P, 误差限值见表 3.3-5。

### 2.1.7 误差补偿方法

电压互感器常用的误差补偿方法是匝数补偿。匝数补偿只能改变电压误差。在理论上, 减少一次绕组匝数或增加二次匝数都可以补偿负的电压误差。但由于电压互感器的二次绕组匝数很少, 每匝的补偿值太大, 误差调整困难, 所以采用一次减匝补偿。

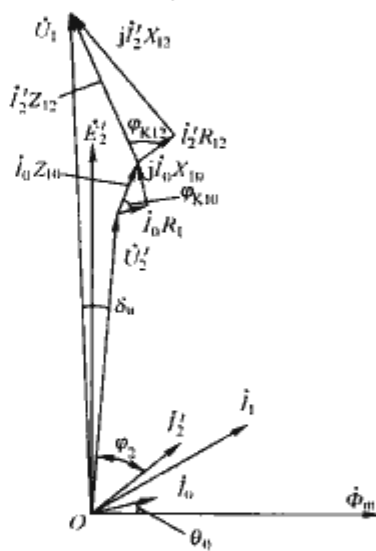
一次绕组应减少的匝数  $\Delta N_1$  按下式计算

$$\Delta N_1 = K_{12} N_{2n} \frac{\epsilon_b}{100}$$

式中:  $K_{12}$  为额定电压比;  $N_{2n}$  为二次绕组匝数;  $\epsilon_b$  为所需的电压误差补偿值, %。

在多绕组电压互感器中, 调整一次匝数会对所有二次绕组和剩余电压绕组的误差都起到补偿作用, 通常应先根据测量绕组的最高准确级要求, 计算出补偿匝数, 再验算这一补

图 3.3-3 单相双绕组电压互感器相量图



偿匝数对其他绕组的影响。电压互感器也可采取分数匝补偿。

2.1.8 温升

电压互感器的温升应符合以下要求：

(1) 对所有电压互感器，应在 1.2 倍额定电压和各二次绕组分别接有额定负荷（若有几个额定负荷值，则应接最大者），负荷的功率因数为 0.8（滞后）~1 之间的任一值进行试验，温升应不超过表 3.3-6 的规定。

表 3.3-6 互感器绕组的温升限值

绝缘耐热等级	温升限值 (K)
浸入油中的所有绝缘等级	60
浸入油中且是全密封的所有绝缘等级	65
充填沥青胶的所有绝缘等级	50
不浸油或不充填沥青胶的：	
Y	45
A	60
E	75
B	85
F	110
H	135

注 对于某些材料（如树脂），制造厂应指明其相当的绝缘等级。

全密封油浸式互感器油顶层温升限值为 55K，非全密封则为 50K。

(2) 如果对一个或多个二次绕组规定了热极限输出，应分别对互感器每个绕组进行试验，每次试验只有一个二次绕

组接对应其热极限输出且功率因数为 1 的负荷，而剩余电压绕组不接负荷。温升应不超过表 3.3-6 的规定。

(3) 额定电压因数为 1.5（或 1.9），额定时间为 30s 的电压互感器，在二次绕组和剩余电压绕组分别接有其最大额定负荷下，施加 1.5（或 1.9）倍额定电压，历时 30s，绕组温升应不比表 3.3-6 的规定值高出 10K。

(4) 额定电压因数为 1.9，额定时间为 8h 的电压互感器，在二次绕组和剩余电压绕组分别接有其最大额定负荷下，施加 1.9 倍额定电压，历时 8h，绕组温升应不比表 3.3-6 的规定值高出 10K。

2.1.9 绝缘要求

(1) 一次绕组额定绝缘水平。

1) 标称电压  $\leq 0.66\text{kV}$  的绕组，其额定工频耐受电压为 3kV。

2) 设备最高电压  $3.6\text{kV} \leq U_m < 300\text{kV}$  的绕组，其额定绝缘水平由额定雷电冲击耐受电压和额定工频耐受电压确定，其互感器绝缘水平见表 3.3-7。

3) 设备最高电压  $U_m \geq 300\text{kV}$  的绕组，其额定绝缘水平由额定操作冲击和额定雷电冲击耐受电压确定，其互感器绝缘水平见表 3.3-7。

(2) 一次绕组接地端，二次绕组及组间绝缘要求。

1) 一次绕组接地端对地工频耐受电压为 3kV，但额定电压在 35kV 及以上的互感器则为 5kV。

2) 二次绕组对地及组间（包括剩余电压绕组）工频耐受电压为 3kV。

表 3.3-7

互感器的绝缘水平

kV

额定电压 (方均根值)	设备最高电压 (方均根值)	额定短时(1min)工频 耐受电压(内、外 绝缘。干试与湿试)① (方均根值)	额定雷电冲击(内、外绝缘)耐受电压② (峰值)		额定截断雷电冲击 (电压互感器的内绝缘) 耐受电压 (峰值)	额定操作冲击(内、 外绝缘。干试与湿试) 耐受电压 (峰值)
			电压互感器	电流互感器		
3	3.6	18/25	40	40	45	—
6	7.2	23/30	60	60	65	—
10	12	30/42	75	75	85	—
15	17.5	40/55	105	105	115	—
20	24	50/65	125	125	140	—
35	40.5	80/95	185/200	185	220	—
66	72.5	140	325	325	360	—
		160	350	350	385	—
110	126.0	185/200	450/480	450	530	—
			550			
220	252.0	360	850	850	950	—
		395	950	950		
330	363	(460)	1050	1050	1175	850
		(510)	1175	1175	1300	950
500	550	(630)	1425	1425	1550	1050
		(680)	1550	1550	1675	1175
		(740)	1675	1675	—	—
750	800	880	1950	1950		1425
		975	2100	2100		1550

① 该栏中斜线下的数据为互感器的外绝缘干耐受电压。括号内的短时工频耐受电压值仅供参考。

② 该栏中斜线下的数据仅适用于电压互感器的内绝缘。



(3)局部放电水平。电压互感器局部放电测量电压和允许放电水平见表 3.3-8。

表 3.3-8 电压互感器局部放电测量电压和允许放电水平

系统接地方式	一次绕组连接方式	局部放电测量电压 (方均根值, kV)	局部放电允许水平 (pC)	
			绝缘型式	
			液体浸渍	固体
中性点接地系统 (接地故障因数≤1.4)	相对地	$U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	10 5	50 20
	相对相	$1.2U_m$	5	20
中性点绝缘或 非有效接地系统 (接地故障因数>1.4)	相对地	$1.2U_m$ $1.2U_m/\sqrt{3}$	10 5	50 20
	相对相	$1.2U_m$	5	20

- 注 1. 如果系统中性点的接地方式未指明, 则按中性点绝缘或非有效接地系统考虑。
2. 局部放电的允许值也适合于非额定值的频率。
3. 当电压互感器的额定电压明显低于该系统的最高电压  $U_m$  时, 可由制造方与用户协商规定较低的预加电压和测量电压值。

(4)户外型互感器外绝缘最小标称爬电比距。外绝缘的爬电距离与设备最高电压  $U_m$  之比称为最小标称爬电比距。户外型互感器的最小标称爬电比距分级见表 3.3-9。

增加绝缘子的伞数, 改变伞裙形状都可以增大爬电距离, 但应注意到绝缘子的总爬电距离与弧闪距离之比也应符合表 3.3-9 所列要求。

(5)介质损耗因数。 $U_m \geq 40.5\text{kV}$  的油浸式电压互感器应在各型产品的技术条件中规定介质损耗因数, 并应在  $10\text{kV}$  和  $U_m/\sqrt{3}\text{kV}$  电压下测量。对于串级式电压互感器, 在  $10\text{kV}$  测量电压和正常环境温度下介质损耗因数应不大于 0.02, 绝缘支架的介质损耗因数应不大于 0.05。

表 3.3-9 爬电比距分级

污秽等级	最小标称爬电比距(mm/kV)	爬电比距 弧闪距离
I 轻	16	$\leq 3.5$
II 中	20	
III 重	25	$\leq 4.0$
IV 严重	31	

- 注 1. 绝缘子的形状对其表面绝缘的特性有很大影响。
2. 根据运行经验, 在极轻度污秽地区标称爬电比距可低于  $16\text{mm/kV}$ , 但最低约为  $12\text{mm/kV}$ 。
3. 在特别严重污秽条件下, 标称爬电比距取  $31\text{mm/kV}$  可能不够。根据运行经验和/或实验室试验结果, 可选取更大的爬电比距, 但在某些情况下可能需要考虑冲洗的可能性。
4. 对于易受污染的户内型产品, 可参照本表选取其表面绝缘的爬电比距。

(6)无线电干扰电压和传递过电压。对于  $U_m \geq 126\text{kV}$  的电压互感器, 在  $1.1U_m/\sqrt{3}$  下的无线电干扰电压应不大于  $2500\mu\text{V}$ 。对于  $U_m \geq 72.5\text{kV}$  的电压互感器, 传递过电压限值应不大于表 3.3-10 的规定。

A 类冲击波要求适用于空气绝缘变电站用的电压互感器 B 类冲击波要求适用于气体绝缘金属外壳全封闭组合电器 (GIS) 用的电压互感器。

表 3.3-10 传递过电压限值

冲击波类型	A	B
施加电压峰值( $U_p$ )	$1.6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1.6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
波形参数: — 常规波前时间( $T_1$ ) <sup>①</sup> — 半峰值时间( $T_2$ ) — 波前时间( $T_1$ ) — 波尾时间( $T_2$ )	$0.5 \times (1 \pm 20\%) \mu\text{s}$ $\geq 50 \mu\text{s}$ — —	— — $10 \times (1 \pm 20\%) \text{ns}$ $\geq 100 \text{ns}$
传递过电压峰值限值( $U_s$ ) <sup>②</sup>	1.6kV	1.6kV

- ① 其波形参数代表了开关操作所引起的电压振荡。
- ② 经制造方与用户协商, 可选取其他的传递过电压限值。

### 2.1.10 对电压互感器的机械强度要求

对于  $U_m \geq 72.5\text{kV}$  的电压互感器, 应能承受表 3.3-11 所列静载荷。这些数值包含了风力和结冰引起的载荷。规定的试验载荷是指可施加于一次绕组端子任意方向的载荷。

表 3.3-11 静态承受试验载荷

设备最高电压 $U_m$ (kV)	静态承受试验载荷 $F_R$ (N)		
	电压互感器		
	电压端子	通过电流的端子	
		I 类载荷	II 类载荷
72.5	500	1250	2500
126	1000	2000	3000
252 和 363	1250	2500	4000
550	1500	4000	5000

- 注 1. 在日常运行条件下, 作用载荷的总和应不超过规定的承受试验载荷的 50%。
2. 电流互感器应能承受很少的急剧动态载荷 (例如: 短路), 它不超过 1.4 倍静态承受载荷。
3. 在某些应用中, 可能需要一次端子具有防旋转的能力, 试验时施加的力矩值应由制造方与用户协商确定。

## 2.2 结构特点

### 2.2.1 绝缘结构

#### 2.2.1.1 干式电压互感器

其主绝缘采用纸板或成型塑料绝缘件构成, 即使部分绝缘材料如绝缘漆、绝缘胶等, 未经工艺处理前呈液态, 但按规定的工艺处理后即成为固体。干式绝缘结构只适用于户内装置的低电压产品。

#### 2.2.1.2 树脂浇注绝缘电压互感器

这种电压互感器的主绝缘采用各种浇注型树脂, 按适当比例加入填料、固化剂、增塑剂、增韧剂、颜料等 (称为树脂混合胶), 浇注到装有互感器的一、二次绕组及其他相关零部件的模具内, 经固化后成为整体。固化成型的树脂混合胶既固定了各相关零部件, 又是互感器的主绝缘。

常用的树脂有环氧树脂和不饱和树脂。不饱和树脂价格便宜, 可常温固化, 浇注工艺简单, 但是其电气性能和机械强度较低, 耐热性较差, 只适用于电压低的产品。环氧树脂适于在高温、高真空下浇注, 可得到电气性能和机械强度比较理想的浇注体, 因而在中、高压互感器上得到广泛应用。

树脂浇注绝缘电压互感器分为半浇注和全浇注两种结构, 绕组被树脂混合胶包封, 铁心露在外的称为半浇注, 绕组和铁心均被树脂混合胶包封的称为全浇注。

户内型树脂浇注绝缘电压互感器现在已发展到  $66\text{kV}$ 。户外型产品也已得到开发和应用。



### 2.2.1.3 油浸式电压互感器

这种电压互感器的主绝缘采用油—纸复合绝缘。主绝缘、层间绝缘、端绝缘、引出线绝缘等均用绝缘纸衬垫或包扎，铁心与绕组组装后经真空干燥、真空浸油，产品装配后应真空注油、真空脱气。

油浸式电压互感器多用于户外，有两种结构型式，内绝缘和电磁耦合关系为一级者称为单级式，其器身置于金属油箱内，故又称为油箱式；内绝缘和电磁耦合关系分为两级或以上，经串级而成者称为串级式，其器身置于瓷箱内，故又称为瓷箱式。

35kV 及以下油箱式电压互感器的一次绕组为圆筒型分段式（不接地电压互感器）或宝塔型（接地电压互感器）。低压绕组均为圆筒型，各绕组同心布置。铁心为单柱旁轭式。器身主绝缘为简单的油—隔板绝缘。66kV 及以上油箱式电压互感器多为接地电压互感器。为了缩小体积，减轻重量，主绝缘采用高电气强度的绝缘纸包扎构成。一次绕组高压引出线与绕组包扎成一体。图 3.3-4 所示为 110kV 单级式电压互感器器身。

图 3.3-5 所示为 220kV 串级式电压互感。串级式电压互感器铁心有一定电位，所以整个器身要用耐电强度高，机械强度高的绝缘支架支撑。为防止支架发生热击穿，要求支架材料的介质损耗因数及其温度系数都低。

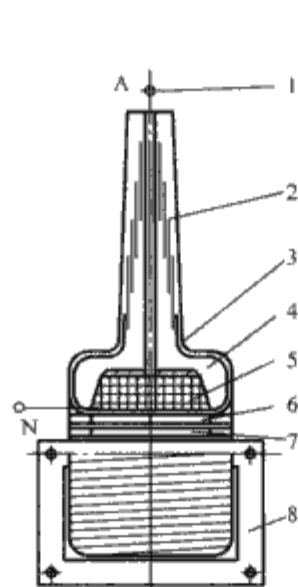


图 3.3-4 110kV 单级式电压互感器器身

- 1—一次引线；2—均压电屏；  
3—地电屏；4—一次绝缘；  
5—一次绕组；6—二次绕组；  
7—剩余电压绕组；  
8—铁心

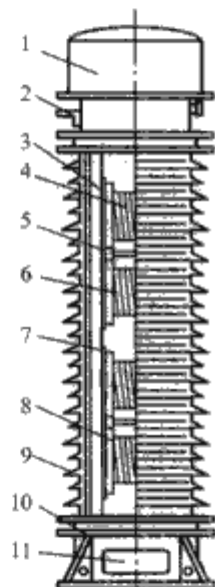


图 3.3-5 220kV 串级式电压互感器

- 1—膨胀器；2—一次端子；  
3—绝缘支架；4—第1级绕组；  
5—隔板；6—第2级绕组；  
7—第3级绕组；8—第4级绕组；  
9—瓷套；10—底座；  
11—二次出线盒

### 2.2.1.4 气体绝缘电压互感器

其主绝缘采用绝缘性能优良的  $\text{SF}_6$  气体。 $\text{SF}_6$  气体的绝缘性能与其工作压力、气体的纯净程度相关，工作压力一般取 0.3~0.35MPa。 $\text{SF}_6$  气体中不允许使用纤维绝缘材料，因此绕组层间绝缘采用聚脂薄膜，为防止导线脱落，在聚脂薄膜表面涂覆黏结剂。

铁心为单柱口字型。绕组结构与油浸式电压互感器相似。为改善电场，一次绕组中间设置中间电极，铁心与绕组之间有屏蔽电极，一次绕组外圆面上有圆形均压环。所有电极要有圆整化表面。

气体绝缘电压互感器有两种结构，一种是与组合电器

(GIS) 配套用的，称为组合式气体绝缘电压互感器，其结构见图 3.3-6。另一种是可以单独使用的独立式气体绝缘电压互感器。

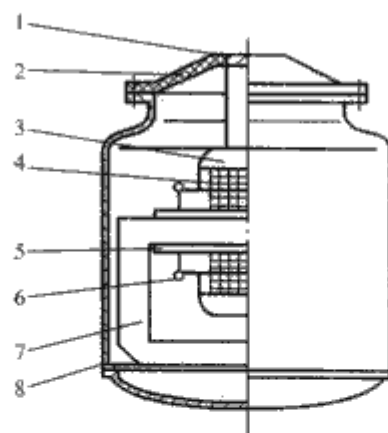


图 3.3-6  $\text{SF}_6$  气体绝缘电压互感器(GIS 配套用)

- 1—一次出头；2—盆式绝缘子；3—高压均压电极；  
4—一次绕组；5—低压绕组；6—电屏；  
7—铁心；8—壳体

与 GIS 配套的气体绝缘电压互感器有独立的壳体，并充以纯净的  $\text{SF}_6$  气体。盆式绝缘子是互感器高压引线的对地绝缘。互感器装到上以后，利用盆式绝缘子与其他电气设备隔仓，以使相互之间的气体不能流通。

$\text{SF}_6$  气体绝缘电压互感器中除了图示的为保证产品电气性能的基本零部件外，还有二次出线盒以及一些必不可少的附件，例如：为监视产品内部气体密度（压力）的密度继电器；为防止内部压力过高造成破坏而装防爆片；装吸附剂以吸附水分和分解气体，以及便于补充和回收  $\text{SF}_6$  气体的阀门等，图中均未画出。

如果用  $\text{SF}_6$  气体绝缘套管代替盆式绝缘子，保证产品有良好的外绝缘，并在壳体上增加一些为安装产品所需的零部件，即构成一台独立式  $\text{SF}_6$  气体绝缘电压互感器。

### 2.2.2 密封结构

#### 2.2.2.1 油浸式电压互感器的密封结构

35kV 及以上的油浸式电压互感器多采用装设金属膨胀器以补偿油的膨胀和收缩，充氮密封和装橡胶隔膜结构已逐步淘汰。

金属膨胀器有波纹式和盒式两种。波纹式膨胀器的构成是，由两个外圆弧焊接在一起的不锈钢板制成的圆环形波纹片构成一个膨胀节，根据需要选定节数后，将相邻两个膨胀节的内圆再焊接使各膨胀节串联起来，再焊接上、下端盖，即成一台膨胀器。盒式膨胀器的膨胀单元是膨胀盒。一个膨胀盒由两只不锈钢板制成的圆盘形波纹片焊接而成，数个膨胀盒的联管并联焊接到一根总管上即组成一台膨胀器。在膨胀盒中心部位开孔并焊接小波纹管将相邻的两个膨胀盒互相连通，即构成串组式膨胀器。

根据使用要求的不同，盒式膨胀器可分为内油式和外油式两种。内油式是盒内充油并与互感器产品内的油相通，盒外是大气。当互感器内的油膨胀时，膨胀盒膨胀，容积相应增大；油收缩时，膨胀盒也收缩，容积相应减小。外油式是将膨胀器主体装在充满油的外壳中，盒内的空气通过联管与大气相通。油膨胀时，膨胀盒被压缩，容积减少；油收缩时，膨胀盒膨胀，容积相应增大。可见两种用法都能起到体积补偿作用，但是外油式有利于互感器头部散热。

当产品油量较少时可采用直径较大的金属波纹管作为膨胀器。

油浸式互感器用的密封件应有良好的耐寒、耐热、耐老化



性能,长期在比较高的油温中使用应仍能保持较好的弹性。现在,国内已有以焊接结构取代橡胶垫机械密封的油浸式互感器,从而可以避免因橡胶密封垫老化而出现的渗漏问题。

### 2.2.2.2 气体绝缘电压互感器的密封结构

气体绝缘电压互感器内部充有规定压力的 SF<sub>6</sub> 气体。SF<sub>6</sub> 气体的绝缘性能与其压力有极大的关系,随着压力的降低,气体的绝缘性能下降很快,所以气体绝缘电压互感器的密封性能必须非常可靠,而且在产品上应装设气体压力(密度)显示装置。

气体绝缘电压互感器中的密封件,采用气密性更好三元乙丙橡胶制成的 O 型密封圈。密封槽加工要求严格。在 O 型密封圈上、下两面涂以密封胶以保证密封更加可靠。

气体绝缘互感器的密封型能以年漏气率表示。通常规定年漏气率不应超过 1%。漏气率用专用的检漏仪检测。

## 2.3 设计要点和基本计算公式

### 2.3.1 铁心磁密选择

电压互感器铁心磁密的选择,应使得在规定的工作电压范围内(见表 3.3-4 和表 3.3-5),空载误差不致太大。此外,接地电压互感器是系统中产生铁磁谐振的一个非线性元件,其铁心额定磁密要低一些,以改善励磁特性。各种电压互感器铁心额定磁密推荐值可按表 3.3-12 选择。在一些情况下,接地电压互感器的额定磁密可能要比表列推荐值低许多。

表 3.3-12 电压互感器铁心额定磁密推荐值

互感器种类	额定磁密推荐值(T)
不接地电压互感器	1.2~1.3
单相接地电压互感器(中性点有效接地系统用)	<1.0
单相接地电压互感器(中性点非有效接地系统用)	<0.8
三相接地电压互感器	<0.7

### 2.3.2 绕组导线电密选择

导线电流密度选择应满足以下几项要求,其一是误差应符合相应准确级的要求;其二是当在表 3.3-1 规定的额定电

压因数和额定时间内,温升不超过规定的限值;其三是应能承受标准规定的短路承受能力试验;此外,如果规定了二次绕组有热极限输出,还应保证在此输出值下产品温升不超过规定的限值。

### 2.3.3 阻抗电压计算

计算阻抗电压主要是为了计算误差。阻抗电压通常用额定电压的百分数表示。电压互感器的阻抗电压按折算到二次侧计算,并将其变换成以额定二次输出和额定二次电压表示的计算式。对于多二次绕组电压互感器,通常将各绕组参数都折算到准确级高的测量绕组。阻抗电压计算式见表 3.3-14。

### 2.3.4 误差计算

#### 2.3.4.1 空载误差计算

先按表 3.3-13 所列电压计算点各一次电压计算铁心损耗和磁化功率,然后按以下公式计算空载电压误差  $\epsilon_{u0}$  和空载相位差  $\delta_{u0}$

$$\epsilon_{u0} = \frac{P_0 R'_1 + Q_0 X'_{10}}{K^2 U_{2N}^2} \times 100 \quad (\%)$$

$$\delta_{u0} = 3440 \frac{Q_0 R'_1 - P_0 X'_{10}}{K^2 U_{2N}^2} \quad (')$$

式中:K 为规定计算点的电压与额定电压的比值;P<sub>0</sub> 为相应电压下铁心损耗,W;Q<sub>0</sub> 为相应电压下铁心磁化功率,VA;R'<sub>1</sub> 为折算到二次侧的一次绕组电阻,Ω;X'<sub>10</sub> 为折算到二次侧的一次绕组空载漏抗,Ω。

表 3.3-13 计算空载误差的电压计算点

绕 组	电压计算点 (U <sub>1</sub> /U <sub>N</sub> )
测量绕组	0.8、1.0、1.2
保护绕组和剩余电压绕组	0.02、0.05、1.0、1.2、1.5 或 1.9

#### 2.3.4.2 负载误差计算

表 3.3-14 列出了多二次绕组电压互感器的负载误差计算公式。表中一次绕组各参数下标为 1;测量绕组各参数下标为 2;保护绕组各参数下标为 3;剩余电压绕组各参数下标为 4。

表 3.3-14 负载误差及阻抗电压计算公式

绕 组	负载误差计算式	阻抗电压计算式(各量均折算到绕组 2)	
		U <sub>2N</sub> =100V 时	U <sub>2N</sub> =100/√3V 时
测量绕组 (绕组 2)	本绕组额定负载时的负载误差 $\epsilon_{u22} = -(u_{r12} \cos \varphi_2 + u_{x12} \sin \varphi_2) (\%)$ $\delta_{u22} = 34.4(u_{r12} \sin \varphi_2 - u_{x12} \cos \varphi_2) (')$	$u_{r12} = S_{2N} R'_{12} / 100 (\%)$ $u_{x12} = S_{2N} X'_{12} / 100 (\%)$	$u_{r12} = 3S_{2N} R'_{12} / 100 (\%)$ $u_{x12} = 3S_{2N} X'_{12} / 100 (\%)$
	保护绕组负载产生的影响误差 $\epsilon_{u23} = -(u_{r123} \cos \varphi_3 + u_{x123} \sin \varphi_3) (\%)$ $\delta_{u23} = 34.4(u_{r123} \sin \varphi_3 - u_{x123} \cos \varphi_3) (')$	$u_{r123} = S_{3N} R'_1 / 100 (\%)$ $u_{x123} = S_{3N} X'_1 / 100 (\%)$	$u_{r123} = 3S_{3N} R'_1 / 100 (\%)$ $u_{x123} = 3S_{3N} X'_1 / 100 (\%)$
	总负载误差(未考虑剩余电压绕组的影响) $\epsilon_{u2} = \epsilon_{u22} + \epsilon_{u23} (\%)$ $\delta_{u2} = \delta_{u22} + \delta_{u23} (')$		
保护绕组 (绕组 3)	本绕组额定负载时的负载误差 $\epsilon_{u33} = -(u_{r13} \cos \varphi_3 + u_{x13} \sin \varphi_3) (\%)$ $\delta_{u33} = 34.4(u_{r13} \sin \varphi_3 - u_{x13} \cos \varphi_3) (')$	$u_{r13} = S_{3N} R'_{13} / 100 (\%)$ $u_{x13} = S_{3N} X'_{13} / 100 (\%)$	$u_{r13} = 3S_{3N} R'_{13} / 100 (\%)$ $u_{x13} = 3S_{3N} X'_{13} / 100 (\%)$
	其他绕组负载产生的影响误差 $\epsilon_{u32} = -(u_{r132} \cos \varphi_2 + u_{x132} \sin \varphi_2) (\%)$ $\delta_{u32} = 34.4(u_{r132} \sin \varphi_2 - u_{x132} \cos \varphi_2) (')$ $\epsilon_{u34} = -(u_{r134} \cos \varphi_4 + u_{x134} \sin \varphi_4) (\%)$ $\delta_{u34} = 34.4(u_{r134} \sin \varphi_4 - u_{x134} \cos \varphi_4) (')$	$u_{r132} = S_{2N} R'_1 / 100 (\%)$ $u_{x132} = S_{2N} X'_1 / 100 (\%)$ $u_{r134} = S_{4N} R'_1 / 100 (\%)$ $u_{x134} = S_{4N} X'_1 / 100 (\%)$	$u_{r132} = 3S_{2N} R'_1 / 100 (\%)$ $u_{x132} = 3S_{2N} X'_1 / 100 (\%)$ $u_{r134} = 3S_{4N} R'_1 / 100 (\%)$ $u_{x134} = 3S_{4N} X'_1 / 100 (\%)$
	总负载误差: $\epsilon_{u3} = \epsilon_{u33} + \epsilon_{u32} + \epsilon_{u34} (\%)$ $\delta_{u3} = \delta_{u33} + \delta_{u32} + \delta_{u34} (')$		

续表

绕组	负载误差计算式	阻抗电压计算式 (各量均折算到绕组 2)	
		$U_{2N}=100V$ 时	$U_{2N}=100/\sqrt{3}V$ 时
剩余电压绕组 (绕组 4)	本绕组额定负载时的负载误差 $\epsilon_{u14} = -(u_{r14} \cos \varphi_4 + u_{x14} \sin \varphi_4)(\%)$ $\delta_{u14} = 34.4(u_{r14} \sin \varphi_4 - u_{x14} \cos \varphi_4)(')$	$u_{r14} = S_{4N}R'_{14}/100(\%)$ $u_{x14} = S_{4N}X'_{14}/100(\%)$	$u_{r14} = 3S_{4N}R'_{14}/100(\%)$ $u_{x14} = 3S_{4N}X'_{14}/100(\%)$
	其他绕组负载产生的影响误差 $\epsilon_{u12} = -(u_{r142} \cos \varphi_2 + u_{x142} \sin \varphi_2)(\%)$ $\delta_{u12} = 34.4(u_{r142} \sin \varphi_2 - u_{x142} \cos \varphi_2)(')$ $\epsilon_{u13} = -(u_{r143} \cos \varphi_3 + u_{x143} \sin \varphi_3)(\%)$ $\delta_{u13} = 34.4(u_{r143} \sin \varphi_3 - u_{x143} \cos \varphi_3)(')$	$u_{r142} = S_{2N}R'_{142}/100(\%)$ $u_{x142} = S_{2N}X'_{142}/100(\%)$ $u_{r143} = S_{3N}R'_{143}/100(\%)$ $u_{x143} = S_{3N}X'_{143}/100(\%)$	$u_{r142} = 3S_{2N}R'_{142}/100(\%)$ $u_{x142} = 3S_{2N}X'_{142}/100(\%)$ $u_{r143} = 3S_{3N}R'_{143}/100(\%)$ $u_{x143} = 3S_{3N}X'_{143}/100(\%)$
	总负载误差 $\epsilon_{u3} = \epsilon_{u14} + \epsilon_{u12} + \epsilon_{u13}(\%)$ $\delta_{u3} = \delta_{u14} + \delta_{u12} + \delta_{u13}(')$		

- 注 1.  $\epsilon_{u22}$ 、 $\delta_{u22}$ 、 $\epsilon_{u33}$ 、 $\delta_{u33}$ 、 $\epsilon_{u44}$ 、 $\delta_{u44}$  为二次绕组 2、3、4 本身的负载误差。  
2.  $\epsilon_{u23}$ 、 $\delta_{u23}$  为二次绕组 3 的负载产生的对二次绕组 2 的影响误差。  
3.  $\epsilon_{u32}$ 、 $\delta_{u32}$  为二次绕组 2 的负载产生的对二次绕组 3 的影响误差。  
4.  $\epsilon_{u34}$ 、 $\delta_{u34}$  为二次绕组 4 的负载产生的对二次绕组 3 的影响误差。  
5.  $\epsilon_{u42}$ 、 $\delta_{u42}$  为二次绕组 2 的负载产生的对二次绕组 4 的影响误差。  
6.  $\epsilon_{u43}$ 、 $\delta_{u43}$  为二次绕组 3 的负载产生的对二次绕组 4 的影响误差。  
7.  $\epsilon_{u2}$ 、 $\delta_{u2}$ 、 $\epsilon_{u3}$ 、 $\delta_{u3}$ 、 $\epsilon_{u4}$ 、 $\delta_{u4}$  为二次绕组 2、3、4 的总负载误差。  
8.  $R'_i$  为折算到二次绕组 2 的一次二次绕组电阻,  $\Omega$ 。  
9.  $R'_{12}$ 、 $R'_{13}$ 、 $R'_{14}$ 、 $X'_{12}$ 、 $X'_{13}$ 、 $X'_{14}$ 、为折算到二次绕组 2 的各对绕组的短路电阻和短路电抗,  $\Omega$ 。  
10.  $X'_{123}$ 、 $X'_{132}$ 、 $X'_{124}$ 、 $X'_{142}$ 、 $X'_{134}$ 、 $X'_{143}$  为折算到二次绕组 2 的等值一次短路电抗,  $\Omega$ 。  
11.  $U_{r12}$ 、 $U_{r13}$ 、 $U_{r14}$ 、 $U_{x12}$ 、 $U_{x13}$ 、 $U_{x14}$  为各对绕组的电阻电压和电抗电压, %。

利用表列公式时, 必须注意以下几点:

- (1) 负载为  $S_x$  时的负载误差等于额定负载误差乘以  $(S_x/S_N)$ 。  
(2) 计算本绕组误差时, 取 25% 额定负载为下限点, 100% 额定负载为上限点。  
(3) 计算某一绕组对另一相邻绕组的影响误差时, 取该绕组零负载 (或 25% 额定负载) 为下限点, 100% 额定负载为上限点。  
(4) 若采取了补偿措施, 总负载误差加上误差补偿值才等于该绕组的总误差。

2.4 试验

电压互感器的试验分为型式试验、例行试验和特殊试验。  
例行试验是每一台互感器都应承受的试验。型式试验是对每种型式的互感器进行的试验, 用以验证按同一技术规范制造的互感器除满足例行试验项目外还应满足的试验要求。特殊试验是既不同于型式试验也不同于例行试验的试验, 应由制造方与用户协商确定。表 3.3-15 列出了所有试验项目。各型互感器的实际试验项目按国家标准规定。各项试验要求见 GB/T 22071.2—2008《互感器试验导则 第 2 部分: 电磁式电压互感器》。

表 3.3-15 电压互感器试验项目

序号	试验项目名称	型式试验	例行试验	特殊试验
1	绝缘油或气体性能试验		○	
2	密封性能试验		○	
3	端子标志检验		○	
4	二次绕组 (包括剩余电压绕组)、接地电压互感器工频耐压		○	
	一次绕组接地端的工频耐压试验		○	
5	一次绕组工频耐压试验		○	
6	绕组段间工频耐压试验		○	

续表

序号	试验项目名称	型式试验	例行试验	特殊试验
7	温升试验	○		
8	短路承受能力试验	○		
9	额定雷电冲击试验和截断雷电冲击试验	○		
10	操作冲击试验	○		
11	户外式互感器的湿试验		○	
12	局部放电测量		○	
13	电容和介损损耗因数测量		○	
14	无线电干扰电压测量	○		
15	励磁特性测量	○	○	
16	误差测定	○	○	
17	机械强度试验			○
18	传递过电压测量			○

注 “○” 表示需做此项试验。

2.5 电压互感器选用

选用电压互感器须考虑以下几方面:

- (1) 环境条件。  
1) 环境温度;  
2) 海拔高度;  
3) 污秽程度;  
4) 地震烈度;  
5) 特殊防护要求 如防霉、防盐雾、防化学腐蚀、防爆等。  
(2) 工作电压。电压互感器的额定一次电压应与系统的额定工作电压一致, 额定二次电压和剩余电压绕组额定电压应符合标准。  
(3) 额定电压因数。根据系统中性点接地方式选择相应额定电压因数和额定时间的互感器。  
(4) 二次负荷。互感器的实际负荷不得超过所选用产品



的额定负荷值,也不得小于 1/4 额定负荷。对于多二次绕组互感器,要注意各绕组的实际负荷都在规定的范围内,以保证所有绕组都能在规定的准确级内工作。

## 2.6 安装、使用与维护

### 2.6.1 安装中的注意事项

安装电压互感器必须按照 GBJ 148—1990《电气装置工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》的有关规定。此外还应特别注意到:

(1) 必须通过产品的接地螺栓或接地板将产品底座或油箱可靠接地,不得简单地用安装互感器的地脚螺栓代替接地螺栓使用。

(2) 接地电压互感器一次绕组接地端子(N 端)必须妥善接地,确保一次绕组的接地端处于地电位。

(3) 各二次绕组和剩余电压绕组必须有一端可靠接地,且只允许有一个接地点。以免发生故障时在这些绕组上出现高电压。

(4) 一次高压端子的引线的安装,应保证在安装过程中以及在以后的运行中,互感器的一次端子承受的机械负载力不超过制造厂规定的允许力。

(5) 确保各接线端子按相应的端子标志正确接线,即应保证极性正确。

### 2.6.2 运行与维护中的注意事项

(1) 运行中,以及在试验中都要防止二次绕组发生短路。

(2) 装有金属膨胀器的油浸式互感器,在取油样时要认真记录放出的油量,并按制造厂的使用说明书的要求添入合格的绝缘油,以免产品内部压力不正常,或油位指示不正确。

应注意到,这种结构的互感器的油位指示装置只能反映最高油位和最低油位,不能用来指示油温。这是因为当结构一样的产品,在油温相同的情况下,只要取过油样,金属膨胀器的膨胀状态就会改变,油位指示就会下降,但是不能就此认为该产品的油温低于别的产品。

运行中要注意在相同条件下的互感器的油位指示是否有差异,若个别产品的油位指示差异较大,则应及时查找原因,以免发生事故。

(3) 测量串级式电压互感器的介质损耗因数( $\tan\delta$ )有不同的方法、为了便于和出厂值作比较,应采用制造厂使用说明书中推荐的方法。

(4) 气体绝缘电压互感器运行中应定期检测 SF<sub>6</sub> 气体压力和含水量,并按需要补充 SF<sub>6</sub> 气体。

## 3 电流互感器

### 3.1 原理和基本性能特点

电流互感器的磁通势平衡关系为  $\dot{I}_1 N_1 + \dot{I}_2 N_2 = \dot{I}_0 N_1$  正常运行时,励磁磁通势  $\dot{I}_1 N_1$  限小,而且由于互感器的一次绕组串联在电力线路中,互感器的一次电流就是线路电流,只取决于电力线路,为保持磁通势平衡关系,二次电流将随一次电流成正比变化,而与互感器的二次负荷变化无关。这是电流互感器工作特点之一。

电流互感器二次绕组外部回路串联接有仪器、仪表和保护、控制装置的电流线圈,在图 2.3-1 中分别用一只电流表和一只继电器代表。由于这些电流线圈和二次回路连接导线的阻抗都很小,所以电流互感器在正常运行时,二次绕组接近于短路状态。这是电流互感器工作特点之二。

从磁通势平衡关系看出,如果运行中的电流互感器二次绕组开路,此时二次电流为零,一次磁通势  $\dot{I}_1 N_1$  将全部用以励磁,铁心将高度饱和,不仅二次绕组感应出峰值很高的过电压,而且铁心过热,会危及人身和设备安全。

#### 3.1.1 基本名词术语和额定值

##### 3.1.1.1 额定电流和电流比

电流互感器的额定一次电流的标准值为:10、12.5、15、20、25、30、40、50、60、75A 以及它们的十进倍数或小数。有下划线者为优先值。

额定二次电流标准值为:1A 和 5A。

额定一次电流与额定二次电流之比称为额定电流比。实际一次电流与实际二次电流之比称为实际电流比。

##### 3.1.1.2 准确级和额定二次负荷

准确级是对电流互感器所给定的等级。互感器在规定使用条件下的误差应在规定的限值内。

电流互感器二次绕组外部回路所接仪器、仪表和保护、控制装置等的阻抗与二次连接线路阻抗之和即是电流互感器的二次负荷。确定互感器准确级所依据的二次负荷称为额定二次负荷。二次负荷通常以视在功率的伏安值表示。额定二次负荷的标准值为:2.5、5、10、15、20、25、30、40VA 和 50VA。负荷的功率因数为 0.8(滞后)。

有时也用欧姆值表示负荷的大小。可按下式将伏安值换算成欧姆值

$$Z_2 = \frac{S_2}{I_{2N}} (\Omega)$$

式中:  $I_{2N}$  为额定二次电流, A;  $S_2$  为以伏安值表示的二次负荷, VA。

##### 3.1.2 额定短时热电流和动稳定电流

额定短时热电流( $I_{th}$ )是指在二次短路情况下,电流互感器在 1s 内所能承受而无损伤的一次电流有效值。当要求承受短时热电流的时间大于 1s,则应同时标明电流值和时间。

额定动稳定电流( $I_{dyn}$ )是指在二次短路情况下,电流互感器能承受其电磁力的作用而无电的或机械的损伤的一次电流峰值。动稳定电流通常为短时热电流的 2.5 倍。

不带一次绕组的母线式和套管式电流互感器,不规定动稳定电流值。一次绕组分为数段,可以串、并接的电流互感器,应分别规定各联结方式时的短时热电流和动稳定电流值,如不作区分,则应是任何联结方式都能承受的电流值。

##### 3.1.3 分类和型号简介

(1) 分类。分类方法与电压互感器相同,可按用途、装置种类和绝缘介质分(见 3.1.2)。还可按结构型式分,一些常见的型式在产品型号字母中有所表示。

(2) 型号简介。电流互感器的型号字母代表意义及排列顺序见表 3.3-16。

表 3.3-16 电流互感器产品型号字母的代表意义

序号	类 别	含 义	代表的字母
1	产 品	电“流”互感器	L
2	结构型式	套管式(装“入”式)	R
		支“柱”式	Z
		线“圈”式	Q
		贯穿式(“复”匝)	F
		贯穿式(“单”匝)	D
		“母”线型	M
		“开”合式	K
		倒立式	V
		非电容型绝缘	A

续表			
序号	类别	含义	代表的字母
3	绕组外绝缘介质	变压器油	—
		空气(“干”式)	G
		“气”体	Q
		浇“注”成型固体	Z
		绝缘壳	K
4	结构特征及用途	带有“保”护级	B
		带有“保”护级(暂“态”)	BT(只用于套管式)
5	结构特征	手“车”式开关柜用	C
		“带”触头盒	D

3.1.4 端子标志

用大写字母 P 表示一次绕组出线端子,大写字母 S 表示二次绕组出线端子。如果一次绕组为分段式,用大写字母 C 表示中间出线端子。图 3.3-7 为几种电流互感器端子标志方法示例。标有 P1、S1 和 C1 的各出线端子在同一瞬间具有同一极性。按这一原则标志的互感器的极性就是减极性。

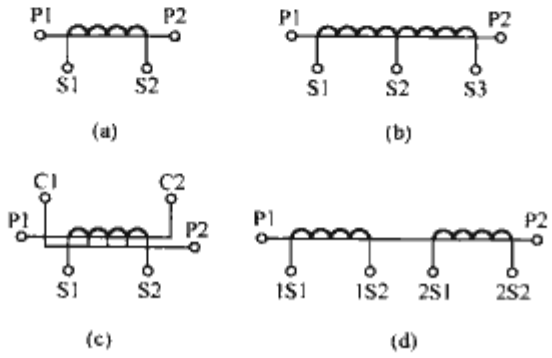


图 3.3-7 电流互感器的端子标志  
(a)单电流比互感器; (b)二次绕组有中间抽头;  
(c)一次绕组分为两组,可以串联或并联;  
(d)有两个二次绕组,各有其铁心

3.1.5 等效电路和相量图

电流互感器的等效电路和相量图见图 3.3-8 和图 3.3-9。图中二次电压和二次电流相量是按减极性端子标志原则确定的。

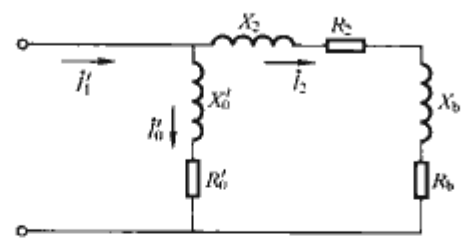


图 3.3-8 电流互感器的等效电路图

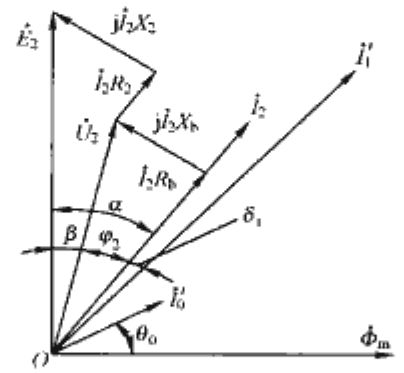


图 3.3-9 电流互感器相量图

3.1.6 误差和误差曲线

从图 3.3-9 看出,实际一次电流与折算到一次侧的二次电流在数值上和相位上都不相同,也就是说存在着电流误差

(比值差)和相位差。

电流误差的百分数用下式表示

$$\epsilon_i = \frac{K_N I_2 - I_1}{I_1} \times 100 (\%)$$

式中:  $K_N$  为额定电流比;  $I_1$  为实际一次电流, A;  $I_2$  为在测量条件下,流过  $I_1$  时的实际二次电流, A。

相位差是一次电流与二次电流相量的相位之差,即图 3.3-9 中的  $\delta_1$  角。当二次电流相量超前一次电流相量时,相位差为正。它通常以分(')或厘弧度(crad)表示。图 3.3-8 中的  $\delta_1$  角表示此时为正相位差。

由于相位差一般都比较小,由相量图可求得电流误差和相位差的计算公式

$$\epsilon_i = -\frac{I_0 N_1}{I_1 N_1} \sin(\alpha + \theta_0) \times 100 (\%)$$

$$\delta_i = \frac{I_0 N_1}{I_1 N_1} \cos(\alpha + \theta_0) \times 3440 (')$$

式中:  $N_1$  为一次绕组匝数。

图 3.3-10 绘出了电流误差及相位差随一次电流变化的关系。

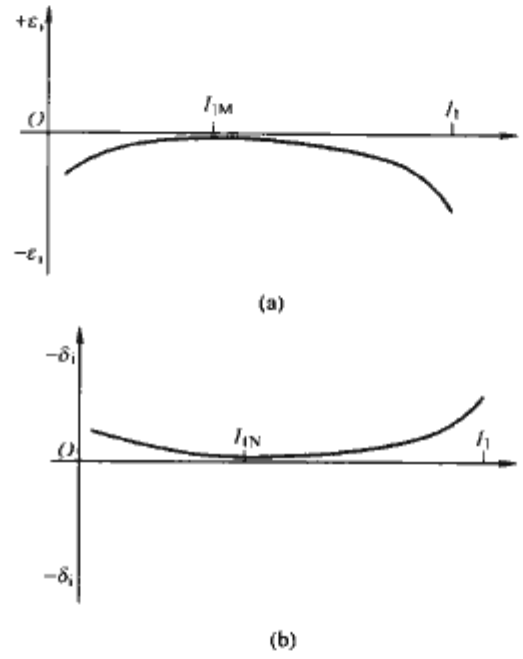


图 3.3-10 电流互感器的误差曲线图  
(a)电流误差曲线; (b)相位差曲线

在短路电流通过电流互感器时,由于铁心非线性特性,励磁电流和二次电流出现高次谐波,因此不能用相量图表示互感器的误差,只能用复合误差的概念。

复合误差的定义是:在稳态下,下列两个值之差的有效值:

- (1)一次电流瞬时值;
- (2)二次电流瞬时值与额定电流比的乘积。

复合误差  $\epsilon_c$  通常以一次电流有效值的百分数表示如下式

$$\epsilon_c = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_N i_2 - i_1)^2 dt} (\%)$$

式中:  $K_N$  为额定电流比;  $I_1$  为一次电流方均根值, A;  $i_1$  为一次电流瞬时值, A;  $i_2$  为二次电流瞬时值, A;  $T$  为一个周波的时间, s。

3.1.7 测量用电流互感器的准确级和仪表保安系数

测量用电流互感器的标准准确级有 0.1、0.2、0.5、1、3、5 级;特殊用途的测量用电流互感器的标准准确级有 0.2S、0.5S 级。按 GB 1208—2006 的规定,将不同准确级的误差限值列于表 3.3-17。



表 3.3-17 测量用电流互感器的误差限值

准确级	在下列额定电流百分数时	误差限值			二次负荷变化范围	
		电流误差 ±(%)	相 位 差			
			±(')	±crad		
0.1	5	0.4	15	0.45	(0.25~1)S <sub>2N</sub> 当额定负荷小于15VA时,下限负荷可规定为1VA	
	20	0.2	8	0.24		
	100	0.1	5	0.15		
	120	0.1	5	0.15		
0.2	5	0.75	30	0.9		
	20	0.35	15	0.45		
	100	0.2	10	0.3		
	120	0.2	10	0.3		
0.5	5	1.5	90	2.7	(0.25~1)S <sub>2N</sub>	
	20	0.75	45	1.35		
	100	0.5	30	0.9		
	120	0.5	30	0.9		
1	5	3.0	180	5.4		
	20	1.5	90	2.7		
	100	1.0	60	1.8		
	120	1.0	60	1.8		
0.2S	1	0.75	30	0.9	(0.25~1)S <sub>2N</sub> 当额定负荷小于15VA时,下限负荷可规定为1VA	
	5	0.35	15	0.45		
	20	0.2	10	0.3		
	100	0.2	10	0.3		
	120	0.2	10	0.3		
0.5S	1	1.5	90	2.7	(0.25~1)S <sub>2N</sub>	
	5	0.75	45	1.35		
	20	0.5	30	0.9		
	100	0.5	30	0.9		
	120	0.5	30	0.9		
3	50	3	—		(0.25~1)S <sub>2N</sub>	
	120	3	—			
5	50	5	—			
	120	5	—			

注 S<sub>2N</sub>为额定二次负荷。

测量用电流互感器的仪表保安系数(FS)是指仪表保安电流与额定一次电流之比值。而所谓的仪表保安电流则是指测量用电流互感器在额定二次负荷下,其复合误差等于或大于10%时的最小一次电流值。如果用户有要求时,推荐的仪表保安系数为5或10。

### 3.1.8 保护用电流互感器的准确级和准确限值系数

这里指的是只考虑稳态误差的保护用电流互感器。保护用电流互感器有P级、PR级和PX级。对P级和PR级的误差有两条要求,一是额定一次电流和额定二次负荷下的电流误差及相位差不超过标准规定的限值;二是在额定准确限值一次电流下的复合误差不超过标准规定的限值,见表3.3-18。

表 3.3-18 P级和PR级保护用电流互感器的误差限值

准确级	额定一次电流时的误差			在额定准确限值一次 电流时的复合误差 (%)
	电流误差	相位差		
	± (%)	± (′)	± crad	
5P、5PR	1	60	1.8	5
10P、10PR	3	—	—	10

额定准确限值一次电流(I<sub>al</sub>)是指互感器能满足复合误差要求的最大一次电流。额定准确限值一次电流与额定一次电流之比值称为准确限值系数(ALF)准确限值系数的标准值为:5、10、15、20、30。

P级和PR级电流互感器的标准准确级以该准确级在额定准确限值一次电流下所规定的最大允许复合误差的百分数标称。标准准确级有5P、10P或5PR、10PR。通常,在准确级之后紧接着标出其准确限值系数,如5P15、10P20或5PR15、10PR20。

字母“PR”表示低剩磁保护用。所谓低剩磁是要求其剩磁系数(K<sub>r</sub>)不大于10%。而剩磁系数则是铁心的剩磁通(Ψ<sub>r</sub>)与饱和磁通(Ψ<sub>s</sub>)的比值,用百分数表示为

$$K_r = 100 \times \Psi_r / \Psi_s (\%)$$

饱和磁通为铁心由非饱和状态向全饱和状态转变时的磁通峰值。该铁心的B—H特性曲线上当B值上升10%时使H值上升50%那一点的磁通即认为是饱和磁通。剩磁通是铁心在切断励磁电流3min之后剩余的磁通。此励磁电流应足够大,使得足以产生饱和磁通。

此外,用户还可能对PR级要求规定下面两个参数:

(1) 二次回路时间常数(T<sub>s</sub>)。如果有要求,其值应由用户规定;

(2) 二次绕组电阻(R<sub>ct</sub>)。如果有要求,其最大值应由制造方与用户协商确定。

二次回路时间常数由励磁电感与漏电感之和(L<sub>s</sub>)以及二次回路电阻(R<sub>s</sub>)确定

$$T_s = L_s / R_s$$

PX级保护用电流互感器是一种低漏抗结构互感器。为证明互感器是低漏抗结构,须用图样说明该电流互感器具有实质上连续的环形铁心,且铁心的气隙(如果有)均匀分布,二次绕线为均匀分布,一次导体呈中心对称,以及电流互感器壳体外邻近相和其他邻近相的各导体对电流互感器的影响可以忽略。如果按照图样不能使制造方和用户共同认可,则应按国家标准规定通过试验来证明。

PX级保护用电流互感器由以下几项要求确定:

- (1) 额定一次电流(I<sub>pN</sub>)。
- (2) 额定二次电流(I<sub>sN</sub>)。
- (3) 额定匝数比。匝数比误差(ε<sub>i</sub>)不超过±0.25%。
- (4) 额定拐点电动势(E<sub>k</sub>)。
- (5) 在额定拐点电动势和/或在此电动势的某一指定百分数下的最大励磁电流(I<sub>e</sub>)。
- (6) 温度为75℃时的二次绕组最大电阻(R<sub>ct</sub>)。
- (7) 额定电阻性负荷(R<sub>b</sub>)。
- (8) 计算系数(K<sub>s</sub>)。

额定匝数比是所要求的一次匝数与二次匝数之比。例如一次匝数为1,二次匝数为600,额定匝数比为1/600。若一次匝数为2,二次匝数为1200,尽管其额定匝数比数值与前者相同,但其额定匝数比应表示为2/1200。

匝数比误差是指实际匝数比与额定匝数比之差,用百分数表示为

$$\epsilon_i = \frac{\text{实际匝数比} - \text{额定匝数比}}{\text{额定匝数比}} \times 100 (\%)$$

按国家标准,PX级的额定拐点电动势的定义是:当互感器所有其他端子均开路时,施加于二次端子上的额定正弦波电动势最小方均根值,当此值增加10%时,其励磁电流方均根值增加应不大于50%。注意,实际额定拐点电动势将≥额定拐点电压。额定拐点电动势通常用下式计算

$$E_k = K_s (R_{ct} + R_b) I_{2N} (V)$$

式中,K<sub>s</sub>为由用户给定的计算系数。表示互感器在电力系统故障时出现的包括安全系数在内的额定二次电流(I<sub>2N</sub>)倍数,互感器在达到该系数时应满足所要求的性能。

### 3.1.9 暂态保护用电流互感器

#### 3.1.9.1 暂态工作过程特点

当含有直流分量的短路电流流经电流互感器的一次绕组时,铁心中将产生含有直流分量的暂态磁通。它不仅比交流分量大多倍,而且有着特殊的变化规律,首先是由小逐渐增大,经一段时间达到最大值,然后才慢慢衰减。若短路迅速被切断,互感器铁心中暂态磁通还处于较高的值,然后衰减,如果线路重合闸,且短路电流再次出现,那么,互感器进入第二次暂态过程。当两次短路电流的直流分量的极性相同时,第二次暂态磁通将与前一次正在衰减的磁通相叠加。C—O—C—O工作循环(重合闸过程)下磁通的变化情况见图3.3-11。

为保证暂态过程中铁心不致饱和,铁心截面必须加大。铁心截面加大的倍数称为暂态面积系数。对于C—O工作循环,可按式计算

$$K_{ad} = \frac{\omega T_p T_s}{T_p - T_s} (e^{-t'_{al}/T_p} - e^{-t'_{al}/T_s}) + 1$$

$$T_s = L_s / R_s (s)$$

式中:  $\omega$  为电流的角频率, 1/s;  $T_p$  为一次短路时间常数, s;  $T_s$  为二次回路时间常数, s;  $L_s$  为铁心励磁电感与二次电路漏电感之和, H;  $R_s$  为二次回路电阻,  $\Omega$ ;  $t'_{al}$  为第一次保证准确度的时间, s。

对于C—O—C—O工作循环,可按式计算

$$K'_{ad} = \left[ \frac{\omega T_p T_s}{T_p - T_s} (e^{-t'/T_p} - e^{-t'/T_s}) - \sin \omega t' \right] e^{-(t_{tr} + t'')/T_s} + \frac{\omega T_p T_s}{T_p - T_s} (e^{-t'_{al}/T_p} - e^{-t'_{al}/T_s}) + 1$$

式中:  $t'$  为第一次短路电流持续时间, s;  $t_{tr}$  为无电流时间, s;  $t''_{al}$  为第二次保证准确度的时间, s。

上面的两个式子都是按短路电流直流分量全偏移且两次通电时的磁通极性相同的条件得出的。

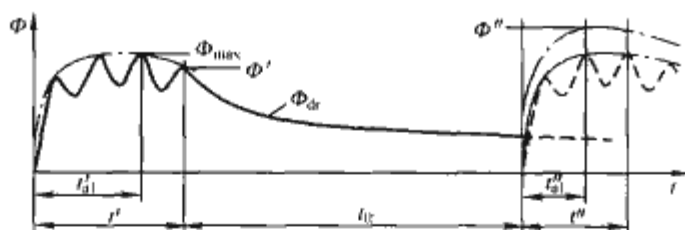


图 3.3-11 重合闸时电流互感器铁心中的暂态磁通

$t'$ —第一次电流通过时间;  $t''$ —第二次电流通过时间;  
 $t'_{al}$ —第一次保证准确级的时间;  $t''_{al}$ —第二次保证准确级的时间;  $t_{tr}$ —无电流时间;  $\Phi'$ —时间为  $t'$  时的磁通;  $\Phi''$ —时间为  $t''_{al}$  时的磁通;  $\Phi_{max}$ —第一次所达到的最大磁通;  $\Phi_{\delta r}$ —第一次短路电流切除后衰减过程中的磁通

#### 3.1.9.2 暂态保护准确级和误差限值

暂态保护用电流互感器按其功能特性分级有: TPS 级、TPX 级、TPY 级和 TPZ 级。

TPS 级是一种低漏磁电流互感器。其性能由二次励磁特性和匝数比误差限值规定。无剩磁通限值。

与 PX 级互感器一样,可用结构图样证明 TPS 级互感器是低漏磁结构。如果按照图样不能使制造方和用户共同认可,则应按国家标准规定通过试验来证明。

TPS 级电流互感器的匝数比误差应不超过  $\pm 0.25\%$  (此要求与 PX 级相同)。

TPS 级的准确限值条件由励磁特性确定,且励磁二次极限电压  $U_{al}$  不低于规定值,此电压应是其幅值增大 10% 时

致使相应励磁电流增大不超过 100% (此要求与 PX 级不同)。

当用户有规定时,在励磁二次极限电压下测得的励磁电流峰值应不超过规定值,如果未指定限值,则在任何情况下,励磁电流应不超过折算到二次侧的  $I_{th}$  的 10% (参见表 3.3-19 中的 TPX 级)。

励磁二次极限电压由用户规定,通常如下式表示

$$U_{al} \geq KK_{ssc}(R_{ct} + R_b)I_{sU}$$

式中:  $K$  为用户给定的面积增大系数;  $K_{ssc}$  为对称短路电流倍数;  $R_{ct}$  为二次绕组电阻,  $\Omega$ ,  $R_{ct}$  由制造厂设计确定,但在有些使用情况下,为了与其他设备相配合,可由用户提出其限值;  $R_b$  为二次电阻负荷,  $\Omega$ ;  $I_{sU}$  为额定二次电流, A。

对于低漏磁电流互感器,当已知其二次励磁特性和二次绕组电阻,在不超过由此二次励磁特性确定的该电流互感器能力理论限值的条件下,可以估算出它在额定或低于额定值的一次对称短路电流工作循环与任一负荷的组合时的暂态性能。若不符合此要求,则称为高漏磁电流互感器。对此,制造厂要考虑加大裕度,以计及漏磁增加的影响作用,使这种电流互感器能满足规定的工作循环。

TPX 级的准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差 ( $\hat{\epsilon}$ ), 无剩磁通限值。

TPY 级的准确限值规定为在指定的暂态工作循环中的峰值瞬时误差 ( $\hat{\epsilon}$ ), 剩磁通不超过饱和磁通的 10% (饱和磁通, 剩磁通的定义见 PR 级)。

TPZ 级的准确限值规定为在指定的二次回路时间常数下,并具有最大直流偏移的单次通电时的峰值瞬时交流分量误差 ( $\hat{\epsilon}_{ac}$ )。无直流分量误差限值要求。剩磁通实际上可以忽略。

GB 16847—1997 规定暂态保护用电流互感器额定电阻性负荷标准值: 当额定二次电流为 1A 时为: 2.5、5、7.5、10、15  $\Omega$ 。有下划线者为优先值。

对于额定二次电流不是 1A 的电流互感器,上列值应按电流平方的反比进行换算。

GB 16847—1997 规定: TPX、TPY 和 TPZ 级互感器的误差限值在二次回路电阻值调整至  $R_s = R_{ct} + R_b$  时,应不超过表 3.3-19 所列值。

表 3.3-19 TPX、TPY、TPZ 级互感器的误差限值

准确级	额定一次电流下的误差			准确限值条件下的 峰值瞬时误差 (%)
	电流误差	相位差		
	$\pm(\%)$	$\pm(^{\circ})$	$\pm\text{crad}$	
TPX	0.5	30	0.9	$\hat{\epsilon} = 10$
TPY	1.0	60	1.8	$\hat{\epsilon} = 10$
TPZ	1.0	$180\pm 18$	$5.2\pm 0.6$	$\hat{\epsilon}_{ac} = 10$

表中,  $\hat{\epsilon}$  为峰值瞬时(总)误差,是在规定的工作循环中最大的瞬时误差电流,用额定一次短路电流峰值的百分数表示

$$\hat{\epsilon} = 100 \hat{i}_e / (\sqrt{2} I_{psc}) (\%)$$

$\hat{\epsilon}_{ac}$  为峰值瞬时交流分量误差,是交流分量的最大瞬时误差电流,用额定一次短路电流峰值的百分数表示

$$\hat{\epsilon}_{ac} = 100 \hat{i}_{ac} / (\sqrt{2} I_{psc}) (\%)$$

瞬时误差电流等于二次电流瞬时值  $i_s$  乘以额定电流比  $K_N$  与一次电流瞬时值  $i_p$  之差,即

$$i_e = K_N i_s - i_p$$

当同时存在交流分量和直流分量时



$$i_c = i_{ac} + i_{dc} = (K_N i_{sac} - i_{psc}) + (K_N i_{sdc} - i_{pdc})$$

瞬时误差电流各分量如图 3.3-12 所示。

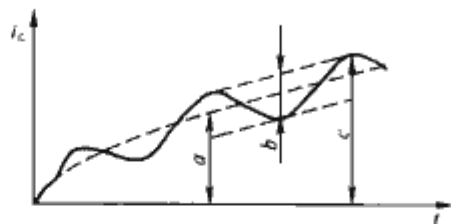


图 3.3-12 误差电流波形

$$a = \hat{i}_{pdc}; b = \hat{i}_{psc}; c = \hat{i}_{sac} + \hat{i}_{pdc}$$

$$\text{TPX, TPY: } \hat{i}_c = c; \text{ TPZ: } \hat{i}_c = \hat{i}_{ac} = b/2$$

保证误差的准确限值条件是：一次对称短路电流倍数  $K_{ssc}$ ；一次短路时间常数  $T_p$ , s；额定二次（电阻性）负荷  $\Omega$ ；规定的工作循环（C—O 或 C—O—C—O）；保证准确级的时间  $t'_{al}$  和  $t''_{al}$ , s；无电流时间  $t_{fr}$ , s；短路电流持续时间  $t'$  和  $t''$ , s。

对于工作循环的各个规定通电期间内，设一次电流为“全偏移”（直流分量 100% 偏移），时间常数  $T_p$  和短路电流倍数  $K_{ssc}$  相同，且两次通电时的磁通极性相同。工作循环通常表示如下

单次通电：C— $t'$ —O；双次通电：C— $t'$ —O— $t_{fr}$ —C— $t''$ —O。

### 3.1.10 误差补偿

误差补偿只适用于测量用电流互感器，保护用电流互感器不采取误差补偿。常用的补偿方法有：

#### 3.1.10.1 匝数补偿

减少二次绕组匝数就能增大二次电流，造成一个正的比值差，以补偿原来的负误差，当二次绕组少绕  $N_b$  匝时，误差补偿值的近似计算式为

$$\epsilon_b = \frac{N_b}{N_{2N}} \times 100\%$$

#### 3.1.10.2 分数匝补偿

如果二次匝数较少，减少 1 匝所造成的补偿值过大，则可采用分数匝补偿。分数匝补偿有：

(1) 二次绕组用两根导线并绕，其中 1 根绕满额定匝数，另一根少绕 1 匝，如果绕完后两根导线的电阻差别小到可以忽略，此时相当于  $N_b = 1/2$ ，即半匝补偿，于是

$$\epsilon_b = \frac{1}{2} \frac{1}{N_{2N}} \times 100\%$$

如果绕完后两根导线的电阻差别不可以忽略（如因为两根导线的直径不同），一根的电阻为  $R_a$ ，另一根为  $R_{bc}$ ，则误差补偿值的近似计算式为

$$\epsilon_b = \frac{1}{N_{2N}} \frac{R_a}{R_a + R_{bc}} \times 100\%$$

式中： $R_a$  为绕满额定匝数导线电阻， $\Omega$ ； $R_{bc}$  为少绕 1 匝导线电阻， $\Omega$ 。

以上几个近似计算式适用于额定二次匝数较多且二次环流影响可以忽略的情况。

(2) 将铁心分成两部分，一部分绕满额定匝数；另一部分则少绕 1 匝，这就实现了分数匝补偿。若两部分铁心的磁路长相同，此时的补偿值为

$$\epsilon_b = \frac{1}{N_{2N}} \times \frac{A_b}{A_c} \times 100\%$$

式中： $A_b$  为少绕 1 匝线的铁心截面积， $\text{cm}^2$ ； $A_c$  为绕满额定匝数的铁心截面积， $\text{cm}^2$ 。

若两部分铁心磁路长不等，此时的补偿值为

$$\epsilon_b = \frac{1}{N_{2N}} \times \frac{A_b L_c}{A_c L_b} \times 100\%$$

式中： $A_b$  为少绕 1 匝线的铁心截面积， $\text{cm}^2$ ； $L_b$  为少绕 1 匝线的铁心的平均磁路长， $\text{cm}$ ； $A_c$  为绕满额定匝数的铁心截面积， $\text{cm}^2$ ； $L_c$  为绕满额定匝数的铁心的平均磁路长， $\text{cm}$ 。

这里忽略了经补偿后两部分铁心磁密的改变，也是近似计算，只适用于安匝数较大的情况。

### 3.1.11 温升

电流互感器二次接额定负荷，一次绕组通以额定连续热电流时，其各部位的温升不得超过表 3.3-6 的规定。全密封油浸式互感器油顶层温升限值为 55K，非全密封则为 50K。绕组出头或接触连接处的温升不得超过 50K（油浸式电流互感器的对应值则不应超过油顶层温升）。

额定连续热电流通常是额定一次电流，但在一些特殊使用条件下，额定连续热电流可以是额定一次电流的 120%、150% 或 200%，而且此扩大的一次电流下的误差应不超过表 3.3-17 所列对 120% 额定一次电流规定的限值。

### 3.1.12 绝缘要求

(1) 一次绕组的额定绝缘水平。

1) 标称电压  $\leq 0.66\text{kV}$  的绕组，其额定工频耐受电压为 3kV。

2) 设备最高电压  $3.6\text{kV} \leq U_m < 300\text{kV}$  的绕组，其额定绝缘水平由额定雷电冲击耐受电压和额定工频耐受电压确定。见表 3.3-7。

3) 设备最高电压  $U_m \geq 300\text{kV}$  的绕组，其额定绝缘水平由额定操作冲击和额定雷电冲击耐受电压确定。见表 3.3-7。

(2) 一、二次绕组段间绝缘要求。一次或二次绕组分成两段或多段时，段间绝缘的额定工频耐受电压为 3kV（方均根值）。

(3) 二次绕组绝缘要求。二次绕组之间及对地的额定工频耐受电压为 3kV（方均根值）。

(4) 绕组匝间绝缘要求。绕组匝间绝缘的额定工频耐受电压为 4.5kV（峰值）。具体的试验要求和方法按 GB 1208—2006《电流互感器》第 9.4 的规定。

(5) 局部放电水平。对局部放电水平的要求见表 3.3-20。

(6) 户外型互感器外绝缘最小标称爬电比距。外绝缘的爬电距离与设备最高电压  $U_m$  之比称为最小标称爬电比距。户外型互感器的最小标称爬电比距分级见表 3.3-9。

(7) 介质损耗因数。对于  $U_m \geq 40.5\text{kV}$  的油浸式电流互感器应在 10kV 和  $U_m/\sqrt{3}\text{kV}$  电压下测量介质损耗因数。各种绝缘结构的油浸式电流互感器介质损耗因数的允许值见表 3.3-21。

表 3.3-20 电流互感器局部放电测量电压和允许放电水平

系统接地方式	局部放电 测量电压 (方均根值, kV)	允许局部放电水平 (pC)	
		绝缘型式	
		液体浸渍	固体
中性点接地系统 (接地故障因数 $\leq 1.4$ )	$U_m$	10	50
	$1.2U_m/\sqrt{3}$	5	20
中性点绝缘或 非有效接地系统 (接地故障因数 $> 1.4$ )	$1.2U_m$	10	50
	$1.2U_m/\sqrt{3}$	5	20

注 1. 如果系统中性点的接地方式未指明时，则按中性点绝缘或非有效接地系统考虑。

2. 局部放电的允许值也适合于非额定值的频率。



表 3.3-21 油浸式电流互感器的介质损耗因数

绝缘结构	设备最高电压 $U_m$ (kV)	测量电压 (kV)	介质损耗因数允许值 $\tan\delta$
电容型绝缘	550	$U_m/\sqrt{3}$	$\leq 0.004$
	$\leq 363$		$\leq 0.005$
非电容型绝缘	$> 40.5$	10	$\leq 0.015$
	40.5		$\leq 0.02$

注 对采用电容型绝缘的电流互感器，制造方应提供测量电压为 10kV 下的介质损耗因数值。

对于  $U_m \geq 252\text{kV}$  的电流互感器，在  $0.5U_m/\sqrt{3}$  到  $U_m/\sqrt{3}$  的测量电压下，介质损耗因数的测量值的增值不应大于 0.001。

对于电容型绝缘结构电流互感器的地屏（末屏），在测量电压为 3kV 下的介质损耗因数允许值，不应大于 0.02。

（8）无线电干扰电压和传递过电压。对于安装在空气绝缘变电站中  $U_m \geq 126\text{kV}$  的电流互感器，在  $1.1U_m/\sqrt{3}$  下的无线电干扰电压应不大于 2500kV。

对于一次绕组  $U_m \geq 72.5\text{kV}$  的电流互感器，以及无一次绕组但与  $U_m \geq 72.5\text{kV}$  电气设备（如 GIS、变压器、电缆）配套的电流互感器，传递过电压应不大于表 3.3-10 的规定。

3.1.13 对电流互感器的机械强度要求

对于  $U_m \geq 72.5\text{kV}$  的电流互感器，应能承受表 3.3-22 所列静载荷。这些数值包含了风力和结冰引起的载荷。规定的试验载荷是指可施加于一次绕组端子任意方向的载荷。

表 3.3-22 静态承受试验载荷

设备最高电压 $U_m$ (kV)	静态承受试验载荷 $F_R$ (N)	
	I 类载荷	II 类载荷
72.5	1250	2500
126	2000	3000
252 和 363	2500	4000
550	4000	6000

注 1. 在日常运行条件下，作用载荷的总和应不超过规定的承受试验载荷的 50%。  
2. 电流互感器应能承受很少的急剧动态载荷（如：短路），它不超过 1.4 倍静态承受载荷。  
3. 在某些应用中，可能需要一次端子具有防旋转的能力，试验时施加的力矩值应由制造方与用户协商确定。

3.2 结构特点

标称电压  $\leq 0.66\text{kV}$  的低压电流互感器大多是只有一个二次绕组的简单结构。额定电压 10kV 及以上时，通常有两个或多个各有其铁心的二次绕组，构成多二次绕组电流互感器。在这些二次绕组中，可以有供不同测量目的用的测量级；供各种不同保护装置用的性能特点不同的保护级。在多二次绕组电流互感器中，各二次绕组可以有不同额定二次电流，也可以是额定二次电流相同，但各自对应的额定电流比却不同。这种互感器又称为复合变比电流互感器。

3.2.1 绕组结构

3.2.1.1 一次绕组

额定一次电流较小的一次绕组，大多采用绝缘绕包铜线制成多匝式绕组；电流较大时，采用扁铜带、铜母线、铜棒、铜管、铝管或半圆铝（或铜）管制成。母线式和套管式电流互感器不带一次绕组。套管式电流互感器不带主绝缘。

66kV 及以上较高电压的电流互感器的一次绕组通常分成数段，通过串、并联换接以得到不同的电流比。一次绕组分成两段，通过串联或并联换接可得到 1:2 两种电流比；一次绕组分成四段，通过串联、串—并联或并联三种联结方式，可得到 1:2:4 三种电流比。

头部有储油柜或金属壳的电流互感器，一次绕组的 P1 出线端子应对储油柜绝缘，P2 出线端子应和储油柜等电位连接。

3.2.1.2 二次绕组

电流互感器广泛采用环形铁心，二次绕组用漆包铜线或玻璃丝包线沿圆环均匀绕制。通常称为环形二次绕组。PR 级和 TPY、TPZ 级铁心有气隙。

在中、低压线圈式电流互感器中，叠积式铁心和 C 形铁心采用较多。二次绕组绕在事先准备好的绝缘筒上，然后套装到铁心上。

3.2.2 绝缘结构

3.2.2.1 干式绝缘

适用于户内、低电压电流互感器。多匝式一次绕组和二次绕组之间用纸板绝缘，浸漆处理后套装铁心上。单匝式或母线式电流互感器采用环形二次绕组，浸漆处理后装在塑料壳内，或再装在支架上。

3.2.2.2 浇注绝缘

目前已用于 66kV 的电流互感器，35kV 及以下的互感器应用最广。产品的一、二次绕组和铁心均浇注成一体者为全浇注式；只浇注一、二次绕组，铁心外露者为半浇注式。浇注材料与浇注式电压互感器相同。根据使用和安装方式的不同要求，浇注绝缘电流互感器可以做成各种不同的结构型式。

3.2.2.3 油浸绝缘

油浸式绝缘实际上是油浸纸绝缘。多用于 35kV 及以上的电流互感器。其绝缘结构型式可分为电容型和链型（非电容型）两类。

（1）链型绝缘。一次绕组和环型二次绕组构成两个链环，主绝缘分两部分包扎在一次和二次绕组上，即构成链型绝缘结构，如图 3.3-13 所示。这种绝缘结构只能部分实现机械化包扎，而且电场很不均匀，它适用于 110kV 及以下的产品。

（2）电容型绝缘。在主绝缘中适当布置一定数量的电屏用以调整电场，就是电容型绝缘。在正立式电流互感器中，

主绝缘全部包扎在一次绕组上。绕组形状为 U 形或发夹形者，可用机器连续包扎，然后再套装环形二次绕组。绕组形状为吊环形者，圆环部到直线部过渡处不能连续包扎，必须手工操作。包完后再装配 C 形铁心二次绕组。图 3.3-14 为正立式 U 形一次绕组的电容型绝缘结构。

将地电位的二次绕组置于产品上部，并将主绝缘包在二次绕组及其引线上，即构成倒立式电容型绝缘结构，如图 3.3-15 所示。

倒立式结构的主要特点是：一次绕组容易散热；额定一次

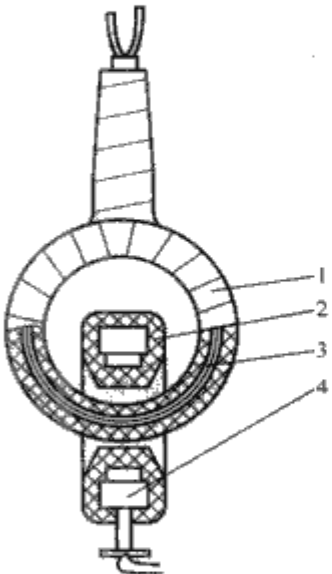


图 3.3-13 链型绝缘结构

1—主绝缘；2—主绝缘 2；  
3—一次绕组；4—二次绕组



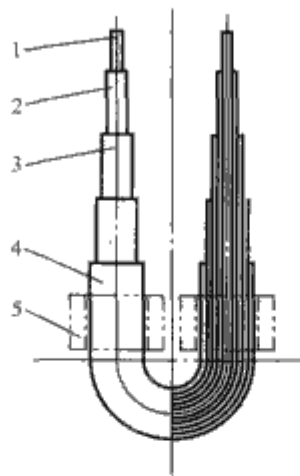


图 3.3-14 U形电容型绝缘

1—一次绕组；2—高压电屏；  
3—中间电屏；4—地电屏；  
5—二次绕组

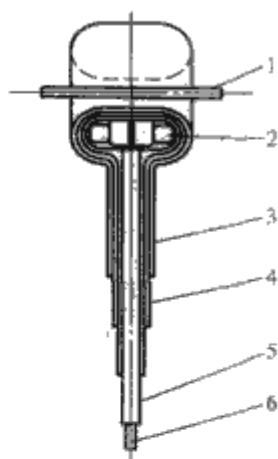


图 3.3-15 倒立式吊环形电容型绝缘

1—一次绕组；2—二次绕组；  
3—高压电屏；4—中间电屏；  
5—地电屏；6—二次出线管

电流较小时可以通过加大一次安匝以提高准确度，同时还比较容易满足较大的短时热电流和动稳定电流要求。为保证产品有足够的机械强度，提高其耐地震能力，要尽可能减轻倒立式结构的头部重量，因此倒立式结构的二次绕组数及其重量都受到一定的限制，而且，二次绕组尺寸过大也会使包扎更困难。

倒立式结构也广泛用于浇注绝缘和 SF<sub>6</sub> 气体绝缘电流互感器中。

(3) 气体绝缘电流互感器。独立式 SF<sub>6</sub> 气体绝缘电流互感器大都采用倒立式结构，图 3.3-16 为其结构示意图。壳体 1 内装有一次导杆 2 和二次绕组 3。为了屏蔽小的棱角，二次绕组需装在屏蔽筒 4 内。为了改善套管根部电场，提高产品的放电电压，设置了屏蔽电极 5。处于产品顶部的二次绕组出线由二次出线管 6 内引到底座 8 的出线盒。

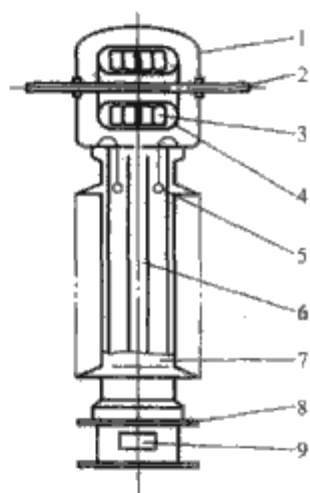


图 3.3-16 SF<sub>6</sub> 气体绝缘电流互感器结构示意图

1—壳体；2—一次导杆；  
3—二次绕组；4—屏蔽筒；  
5—屏蔽电极；6—二次出线管；7—套管；8—底座；  
9—二次出线盒

图示结构中，二次绕组的全部重量由二次出线管支撑，也有采用环氧树脂浇注成型的绝缘子支撑的结构。由于产品内部的工作气压可达 0.3~0.35MPa，壳体 1 和套管 7 都必须保证长期在这样大的压力下漏气，而且它们还应能在短时间内承受住更高的内压试验。所以壳体要用质地好的钢板制成，或用机械强度且气密性高的铸铝合金制成。套管采用环氧玻璃钢筒与硅橡胶制成的复合式套管。

### 3.2.3 密封结构

电流互感器的密封结构与电压互感器相同，见本章 3.2.2 节。

## 3.3 设计要点和基本计算公式

### 3.3.1 磁密选择

电流互感器铁心磁密应根据产品的不同用途选择。测量级铁心的额定磁密都较低，视准确级的高低和二次负荷以及一次安匝的大小而定，取值范围可从百分几到十分之几特斯

拉 (T)。当用冷轧硅钢片时取低一些，当用高导磁材料如超微晶合金时，可以高一些。保护级 (P 级) 铁心的额定磁密可按下式估算

$$B_N = \frac{B}{K_{al}}$$

式中：B 为额定准确限值一次电流下的磁密；K<sub>al</sub> 为额定准确限值系数。

对于二次匝数均匀分布的环形铁心，一次导体位于中心或均匀分布的 10P 级，B 值一般不超过 1.7T，5P 级应低一些，不超过 1.6T。二次匝数不均匀，一次返回导体的影响不能忽略时还应更低一些。

对于暂态保护级，还要考虑暂态面积系数 K<sub>td</sub>。在额定准确限值条件下，B 值一般不超过 1.7T，额定磁密可按式估算

$$B_N = \frac{B}{K_{al}K_{td}}$$

式中：K<sub>td</sub> 为暂态面积系数。

### 3.3.2 绕组导线电流密度 (简称电密) 选择

(1) 一次导体电密。应从额定连续热电流下的温升和额定短时热电流的最高允许发热温度两个方面考虑。高电压、大电流产品主要决定于前一条，额定连续热电流密度一般都较低，甚至在 1A/mm<sup>2</sup> 以下；中、低电压的产品，额定连续热电流密度可以稍高一些，单应考虑到短时热电流下的发热。

(2) 二次导线电密。除应按一次电密的两个条件考虑外，还应注意绕组电阻对误差的影响，通常可取 2~3A/mm<sup>2</sup>。从减少发热的条件出发，二次匝数较多和倒立式结构应取更小的电密值。

### 3.3.3 二次绕组阻抗计算

### 3.3.4 误差计算

#### 3.3.4.1 测量级计算

测量级误差计算点见表 3.3-23，计算步骤和公式见表 3.3-24。

表 3.3-23 测量级的误差计算点

准确级	误差计算点	
	电流计算点 (I <sub>1</sub> /I <sub>1N</sub> )	二次负荷 (VA)
0.2S、0.5S	0.01、0.05、0.2、1、1.2	S <sub>2N</sub>
	1.2	0.25S <sub>2N</sub>
0.1、0.2、0.5、1	0.05、0.2、1、1.2	S <sub>2N</sub>
	1.2	0.25S <sub>2N</sub>
3、5	0.5、1.2	0.5S <sub>2N</sub> 、S <sub>2N</sub>

注 1. 如果额定扩大一次电流倍数大于 1.2，则还应计算额定扩大一次电流下的误差。  
2. 对于 0.1、0.2 和 0.2S 级，且额定负荷不大于 15VA 的电流互感器，其负荷下限可以规定为 1VA。

表 3.3-24 误差计算点步骤和公式

计算步骤	公 式	备 注
计算二次回路总阻抗和阻抗角	$Z_s = \sqrt{(R_b + R_2)^2 + (X_b + X_2)^2}, \Omega$ $\alpha = \arctan \frac{X_b + X_2}{R_b + R_2}, (^{\circ})$	R <sub>b</sub> 、X <sub>b</sub> 为二次负荷电阻、电抗，Ω R <sub>2</sub> 、X <sub>2</sub> 为二次绕组电阻、电抗，Ω
计算不同电流和负荷下的磁密	$B_x = \frac{45I_2Z_2}{AN_{2N}}$	A 为铁心有效截面，m <sup>2</sup>

续表		
计算步骤	公 式	备 注
计算励磁安匝	$I_0 N_1 = H_x L_c$	$H_x$ 为磁密等于 $B_x$ 时的磁场强度, A/m, 查磁化曲线 $L_c$ 为平均磁路长, m
计算误差	$\epsilon_i = -\frac{I_0 N_1}{I_1 N_1} \sin(\alpha + \theta_0) \times 100, \%$ $\delta_i = \frac{I_0 N_1}{I_1 N_1} \cos(\alpha + \theta_0) \times 3440(^{\circ})$	$\theta_0$ 为磁场强度等于 $H_x$ 时的铁损角, $(^{\circ})$ , 查 $\theta_0 = f(H)$ 曲线
计算误差补偿值	按选取的补偿方法用相应的公式计算	
计算总误差	$\epsilon = \epsilon_i + \epsilon_b$ $\delta = \delta_i + \delta_b$	

3.3.4.2 保护级计算

(1) 额定二次负荷时, 额定一次电流下比值差和相位差的计算方法与测量级相同。

(2) 额定准确限值一次电流下的复合误差一般说来, 只有环形二次绕组, 在额定准确限值一次电流下铁心磁密不很高, 励磁电充接近正弦波, 且外磁场的影响可以忽略时才可能用计算比值差和相位差的公式计算出  $\epsilon_i$  和  $\delta_i$ , 再用下式计算复合误差

$$\epsilon_c = \sqrt{\epsilon_i^2 + \delta_i^2} (\%)$$

式中,  $\epsilon_i$  为额定准确限值一次电流下的比值差, %;  $\delta_i$  为额定准确限值一次电流下的相位差, crad。

或者在按表 2.3-24 计算出额定准确限值一次电流及额定二次负荷下的励磁电流  $I_0$  后, 按下式计算复合误差

$$\epsilon_c = \frac{I_0}{I_1} \times 100 (\%)$$

在励磁电流接近正弦波条件下, 测量级 FS 系数下的复合误差也可按此方法计算。

3.4 试验

电流互感器的试验分为型式试验、例行试验和特殊试验。试验项目见表 3.3-25。

表 3.3-25 电流互感器试验项目

序号	试验项目名称	型式试验	例行试验	特殊试验
1	绝缘油或气体性能试验		○	
2	密封性能试验		○	
3	端子标志检验		○	
4	二次绕组工频耐压试验		○	
5	一次绕组工频耐压试验		○	
6	绕组段间工频耐压试验		○	
7	匝间过电压试验		○	
8	温升试验	○		
9	短时电流试验	○		
10	额定雷电冲击试验	○		
11	操作冲击试验	○		
12	户外式互感器的湿试验	○		
13	绝缘热稳定试验	○		
14	局部放电测量		○	
15	电容量和介质损耗因数测量		○	
16	无线电干扰电压测量	○		

续表				
序号	试验项目名称	型式试验	例行试验	特殊试验
17	误差测定	○	○	
18	机械强度试验			○
19	传递过电压测量			○
20	一次绕组截断雷电冲击试验			○
21	多次截断冲击试验			○

注 “○” 表示需做此项试验。

各型互感器的实际试验项目和要求按国家标准规定。试验要求见 GB/T 22071.1—2008《互感器试验导则第 1 部分: 电流互感器》。为验证 PX 级、PR 级和 TP 级特殊性能的各项试验见表 3.3-26。

表 3.3-26 PX、PR、TP 级电流互感器特殊性能试验项目

试验项目	电流互感器的级					
	PX	PR	TPS	TPX	TPY	TPZ
匝数比误差, $\epsilon_i$	○		○△			
稳态比值差和相位差				○△	○△	○△
二次绕组电阻, $R_n$	○	○	○△	○△	○△	○△
励磁特性			○△	○△	○△	○△
剩磁系数, $K_r$		○			○△	
二次时间常数, $T_s$		○			○△	○△
限值条件下的误差			○	○	○	○
结构系数, $F_c$				○	○	○
低漏磁结构的验证 ( $F_c < 1.1$ )	△		□			

注 1. 各保护级的励磁特性试验要求有所不同, 应按相关国家标准的规定进行。  
2. “○” — 例行试验; “△” — 型式试验; “□” — 特殊试验。

3.5 电流互感器选用

选用电流互感器须考虑以下几方面:

- (1) 同本章第 2.5 节第 1 条。
- (2) 测量级的实际负荷不得大于互感器的额定二次负荷, 也不能小于互感器保证该准确级的下限负荷, 否则原来标定的准确级得不到保证。
- (3) P 级互感器多用于短路电流倍数不很高, 切除故障时间要求不苛刻的场合。另外, 这类电路的一次时间常数通常都很小, 暂态电流可以忽略。为避免稳态下饱和, 只需考虑短路电流倍数和二次负荷值。P 级互感器的性能要求是按照对称正弦一次电流规定的, 但只要有相当的数据资料, 并不排除 P 级互感器具有暂态性能的能力。例如, 实际二次负荷小于额定二次负荷, 则意味着包含有暂态面积增大。若满足低漏磁结构要求, 在使用时可按 TPS 级考虑。
- (4) PX 级互感器是低漏磁型, 控制拐点电动势和在其某一指定百分数下的最大励磁电流。在某些情况下, 用计算拐点电动势便足以确定避免饱和的条件, 而不一定要采用暂态保护级。
- (5) PR 级互感器是低剩磁型, 控制剩磁不大于饱和磁通的 10%。适用于要求尽快切除短路, 保护继电器反应时间非常短 (如 5ms), 即使有直流分量, 在这样短的时间内, 磁通增长量很小, 铁心还未达到饱和, 而在这以后发生的饱和对继电器动作并无影响。由于控制了剩磁, 确保连接差动保护继电器处于相同的初始状态。



(6) TPS级是低漏磁型,要求严格控制匝数比。这两点对于根据简单环流原理和采用高阻抗继电器而建立的相间故障和接地故障这两种保护系统都是必不可少的。由于未规定剩磁限值,对保护继电器的使用限制,通常要依据试验和现场经验得出的经验公式。若在电流互感器已高度饱和时切断一次电流,在磁通从饱和状态降到剩磁的过程中,二次电流衰减非常快,保护继电器的复位时间通常不明显受TPS级衰减特性的影响。

(7) TPX级的特性与TPS级相似,只是有不同的误差限值(见本章3.1.9)和可能的影响因数,致使结构系数大于1.1。

(8) TPY级控制剩磁不大于饱和磁通的10%。在从饱和到剩磁的过渡期间,二次回路的电流值要比同一尺寸及同样二次负荷的TPS或TPX级高,而且保持的时间也较长。对于C-O-C-O工作循环,TPY级的暂态面积系数明显地受二次回路时间常数( $T_s$ )和无电流时间( $t_{fr}$ )的影响。

(9) TPZ级的剩磁可忽略不计,并规定了二次时间常数( $T_s$ )从高度饱和后衰减的最初阶段的(继电器复位时间)二次电流比TPY级高。许多继电保护系统装有输入电流/电压变传感器转换后处理,因此,仅二次电流的交流分量有意义。这类互感器适用于只反应交流分量的场合。

GB 16847—1997的附录D对保护用电流互感器的选用有较详细的说明。

### 3.6 安装、使用与维护

#### 3.6.1 安装中的注意事项

安装电流互感器必须按照GBJ 148—1990《电气装置工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》的有关规定。此外还应特别注意到:

(1) 同本章2.6.1节(1)项。

(2) 电容型绝缘的地屏接地端子必须妥善接地,确保运行中地屏处于地电位。

(3) 必须保证电流互感器的二次回路有一点是接地的。

(4) 二次绕组必须与负荷确切联结,不接负荷的空闲二次绕组必须用截面足够的导线可靠地短接,绝不允许开路。

#### 3.6.2 运行与维护中的注意事项

(1) 运行中,以及在试验过程中,要防止二次绕组开路。

(2) 在测量保护级的励磁特性时,要参照制造厂的出厂试验记录提供的数据进行。通常,对二次绕组施加的电流不要超过额定二次电流的10%。因为此时的电流全部用以励磁,铁心中的磁通已接近或达到饱和,再加大电流必将导致波形畸变,测量数据不真实。

(3) 同本章2.6.2节(2)项。

(4) 同本章2.6.2节(4)项。

## 4 电子式互感器

电子式互感器通过一次传感器(一种电气、电子、光学或其他装置)产生与一次电压(或电流)相对应的信号,通过一次转换器转换成适当的信号,经传输系统传送到二次转换器,再转换成正比于一次电压或电流的量,供给测量仪器、仪表和继电保护或控制装置。电子式互感器可以实现模拟输出,也可以实现数字输出。

### 4.1 原理简介

#### 4.1.1 电子式电压互感器(EVT)

单相和三相电子式接地电压互感器的通用框图分别见图3.3-17和图3.3-18。



图 3.3-17 单相电子式接地电压互感器通用框图

对于数字输出,可以在各相互感器的二次转换器之后接至合并单元,参见图3.3-18。

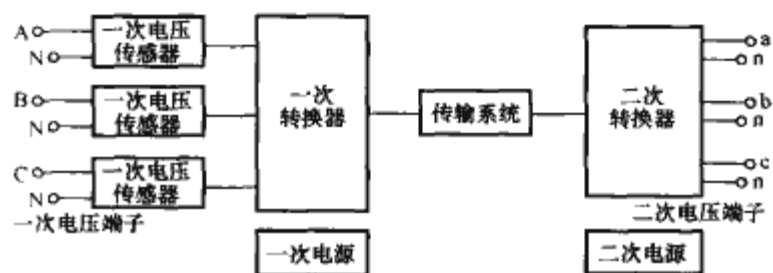


图 3.3-18 三相电子式接地电压互感器通用框图

电压传感器有不同的原理和型式。电气的有:电容分压器、电阻分压器,阻容型分压器等。

图3.3-19为采用阻容分压器的电子式电压互感器的构成简图。图示有两种输出方式:模拟量输出或数字量输出。

用于GIS成套的电子式电压互感器中的阻容分压器,是在导电杆与地电位的外壳之间加设一电容环以实现电压测量,如图3.3-20所示。

光学电压传感器有泡克尔斯(Pockels)效应型、逆压电效应型等。

某些晶体,如 $\text{Bi}_4\text{Ge}_3\text{O}_{12}$ 晶体(简称BGO晶体),在外电场作用下BGO的各向同性变成各向异性的双折射晶体。这种折射率在外电场作用下会线性变化的现象称为泡克尔斯

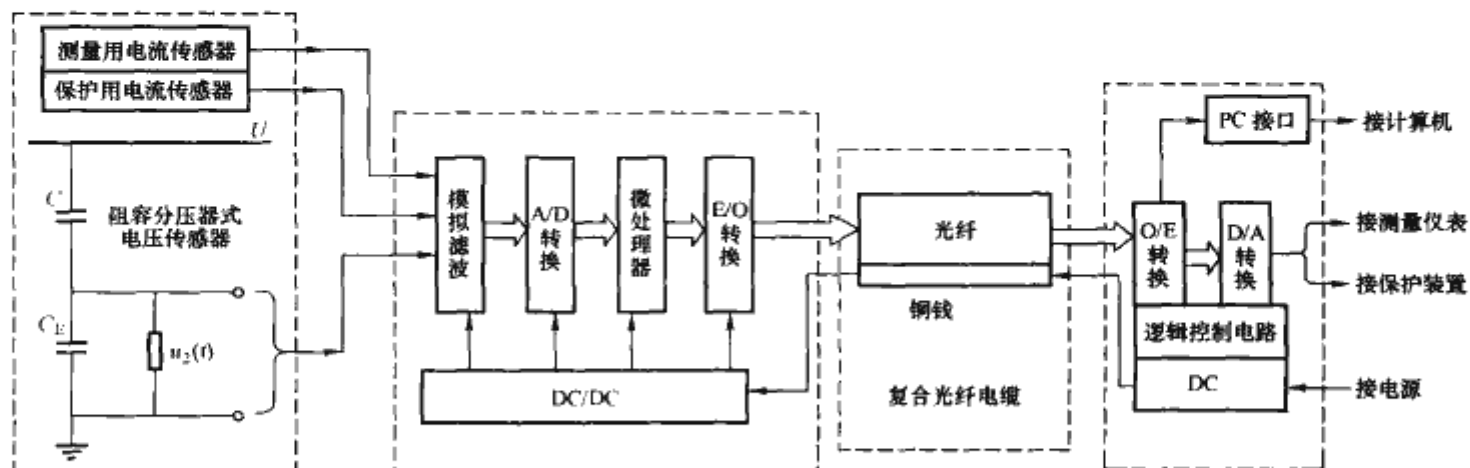


图 3.3-19 采用阻容分压器的电子式电压互感器的构成简图

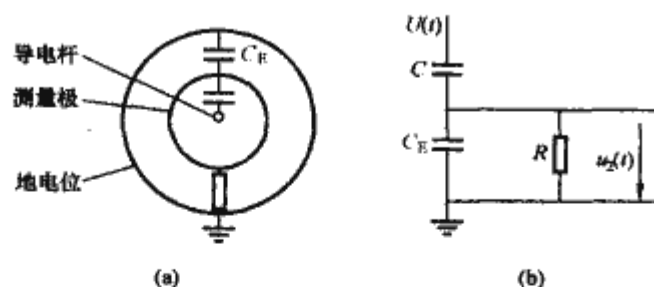


图 3.3-20 GIS 中的阻容分压器  
(a) 阻容分压器; (b) 阻容分压器电路

效应。当偏振光投射到双折射晶体的端面，入射光就会变成初相角相同，而电位移矢量互相垂直的两束光，它们在晶体中的传播速度不同，出射时有一定的相位差。相位差的大小与所加电压大小成正比，将相位差变化变换为光强变化进行测量，光电探测器将光强的变化转换成相应的电信号，经电路处理后得出被测电压成正比的电气量。测得此量即可得出被测电压值。外电场方向与光束在晶体中的传播方向一致，称为纵向电光效应；外电场方向与光束在晶体中的传播方向垂直，称为横向电光效应。

由于电光晶体所能承受的电压有限,在高压电压互感器中要与分压器配合使用。

利用材料的逆压电效应（材料受外电场作用时产生应变的效应）也可构成电压传感器。当石英晶体纵轴（X轴）两端加有交变电压 $U$ （或电场）时，晶体的横轴（Y轴）将产生交变的压电应力，晶体的圆周长 $l_1$ 发生变化，引起紧绕在晶体上的双模光纤也相应产生应变，使双模光纤中传播的光波出现附加相移 $\Delta\phi$ 。相移 $\Delta\phi$ 正比于被测场强或电压，因此只要测出 $\Delta\phi$ 就可以确定被测的电场或电压。通常是通过干涉法将相位差转化为光强的变化来进行间接测量。

有关光学传感器原理及其在互感器中的应用的详细阐述请参看参考文献 [15] ~ [19]。

#### 4.1.2 电子式电流互感器 (ECT)

电子式电流互感器的通用框图见图 3.3-21。

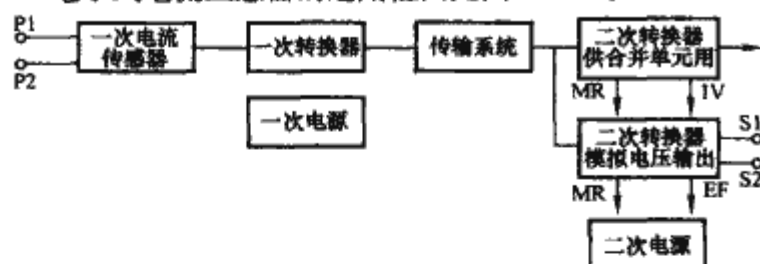


图 3.3-21 单相电子式电流互感器通用框图

IV—输出无效（指示输出信号为无效的信息）；

EF—设备失效（指示设备已经失效的信息）；

MR—維修申請（指示設備需要維修的信息）

一次电流传感器产生与一次电流相对应的信号，通过一次转换器转换成适合于传输系统的信号，传输到二次后再经过二次转换器（SC）转换成正比于一次电流的量，供给测量仪器、仪表和继电保护或控制装置。一次电源用以向一次转换器和/或一次电流传感器供电。在一些情况下，可以与二次电源合并。对于模拟输出型电子式电流互感器，二次转换器直接供给测量仪器、仪表和继电保护或控制装置。对于数字输出型电子式电流互感器，二次转换器通常接至合并单元后再接二次设备。

图 3.3-22 为数字输出时的数字接口框图示例。采用一个合并单元可汇集多达 12 个二次转换器数据通道。合并单元是用以对来自二次转换器的电流和/或电压数据进行时间相干组合的物理单元。它可以是互感器的一个组件,也可以

是一个分立单元，装在控制室内。合并单元的时钟输入是电气或光学输入，用于对多个合并单元进行同步。

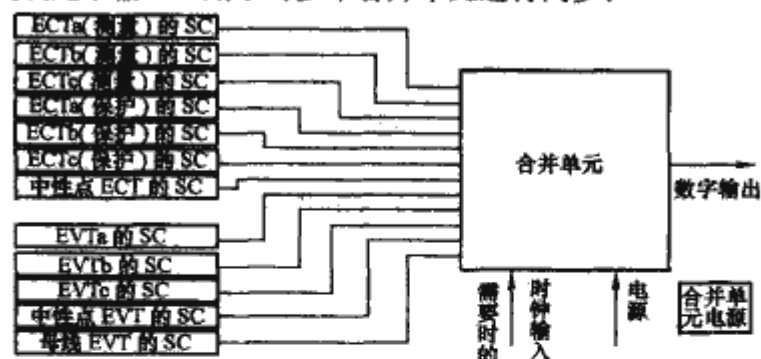


图 3.3-22 数字接口框图示例

注: ECTa 的 SC, 为 a 相电子式电流互感器的二次转换器;

EVTa 的 SC, 为 a 相电子式电压互感器的二次转换器。

一次电流传感器是用以产生与一次电流相对应信号的装置。电子式电流互感器采用的电流传感器有不同的原理和型式。电气有电流互感器、霍尔效应传感器、空心线圈（罗戈夫斯基线圈）等。图 3.3-23 为空心线圈原理图。

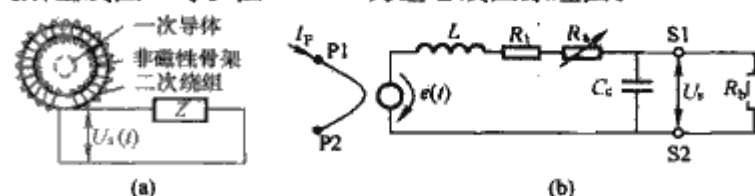


图 3.3-23 空心线圈 (罗戈夫斯基线圈) 原理图

(a) 原理图; (b) 等效电路图

$I_p$ —一次电流;  $e(t)$ —空心线圈的电动势;

$L$ —二次绕组漏电感与引线电感之和;

$R_1$ —二次绕组电阻与引线电阻之和;

$U_s(t)$ —需校正的端电压;

$R_n$ —校正电阻(任选);  $Z$ —负荷阻

抗;  $R_b$ —功率因数为 1 的负荷电阻;

$C_c$ —电缆的等效电容;  $P_1$ 、 $P_2$ ——次端子;

S1、S2—二次端子

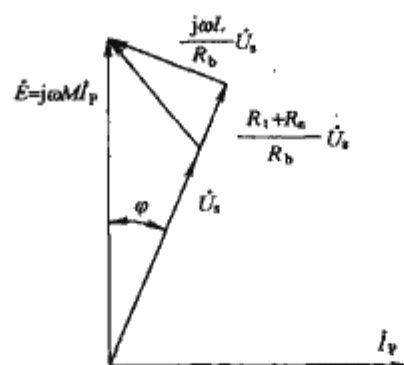


图 3.3-24 空心线圈相量图

电阻  $R_s$  是任选的，供校正调节用，也可采用在铭牌上标出的校正系数。电阻  $R_s$  或校正系数用以补偿线圈骨架尺寸和匝数的制造偏差。它们也使传感器与电子装置能有互换性。

图 3.3-24 为空心线圈相量图。由图可得相位移  $\varphi$

$$\tan \phi = -\frac{\omega L}{R_t + R_g + R_b}$$

$$\varphi = -\arctan \frac{\omega L}{R_1 + R_2 + R_3} \approx -\arctan \frac{\omega L}{R_3}$$

误差

$$\dot{\epsilon} = \frac{\dot{U}_s - \dot{E}}{E}$$



$$|\epsilon| = \sqrt{\frac{(R_t + R_a)^2 + (\omega L)^2}{(R_t + R_a + R_b)^2 + (\omega L)^2}}$$

用作电流传感器的电流互感器是传统电流互感器的一种发展,是一种铁心线圈式低功率电流互感器(LPCT)。其等效电路如图3.3-25所示。图中的并联电阻 $R_{sh}$ 是互感器的必备元件,应设计得使互感器的功率消耗接近于零。二次电流在此并联电阻上产生电压降 $U_s$ ,其幅值正比于一次电流且同相位,也就是电流到电压的转换器。

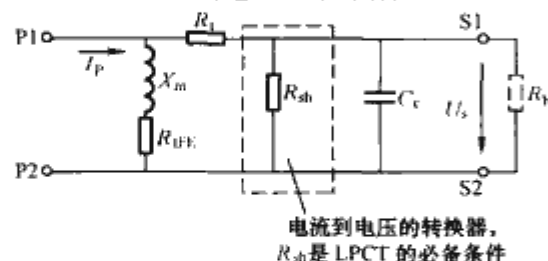


图 3.3-25 电压输出的电流互感器等效电路图

$I_p$ —一次电流;  $R_{tFE}$ —等效铁损电阻;

$X_m$ —等效励磁电抗;  $R_t$ —二次绕组和引线的总电阻;  $R_{sh}$ —并联电阻(电流到电压的转换器);

$C_c$ —电缆的等效电容;  $U_s$ —二次电压;

$R_b$ —负荷电阻

光学传感器有基于法拉第(Farady)磁光效应的电流传感器,如采用磁光玻璃(如重火石玻璃)作为传感器,全光纤传感器等。

当偏振光穿过磁光玻璃时,在外磁场作用下,偏振光的偏振面会旋转一个角度,这就是法拉第效应。

磁场强度与电流成正比,所以旋转角 $\theta$ 与被测电流成正比,通过测量旋转角的大小即可测出电流的大小。

图3.3-26为用块状磁光玻璃构成的磁光式传感器用于电子式电流互感器的原理简图。图3.3-27为电子式电流互感器结构示意图。

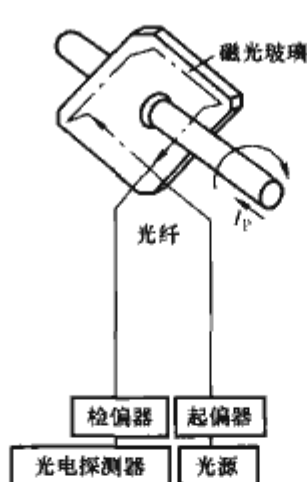


图 3.3-26 采用磁光效应传感器的电子式电流互感器原理简图

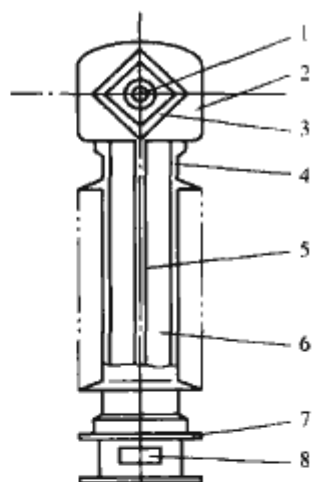


图 3.3-27 电子式电流互感器结构示意图

1—一次导杆; 2—顶部外壳;  
3—传感器; 4—套管; 5—光纤复合绝缘体; 6—SF<sub>6</sub>绝缘气体; 7—底座; 8—端子盒

全光纤型电流传感器原理是将电流产生的磁场对传感光纤中的左旋和右旋圆偏振光产生的相位差检测出来,从而测得被测的电流值。

上述两种磁光效应传感器的光源都设在互感器的下部,处于高电压的互感器上部不需要再另设电源,故也称其为“无源型”电子式电流互感器。

## 4.2 性能要求

对电子式互感器绝缘水平、额定电压因数、局部放电水平、温升限值、无线电干扰电压、传递过电压等要求的规定与电磁式互感器一致。测量用电子式电压互感器的准确级、各准确级的误差限值和保证误差的条件也与电磁式互感器一致。这里只阐述与电磁式互感器有所区别的规定。

### 4.2.1 对电子式电压互感器的要求

以下要求适用于模拟输出的电子式电压互感器,对于数字输出的电子式电压互感器,标准尚未规定。

(1) 额定二次电压。GB 1207 所列额定二次电压标准值也适用于电子式电压互感器。

此外,对单相系统或三相系统线间的单相互感器,及三相互感器,下列值考虑为标准值: 1.625、2、3.25、4、6.5V。

用于三相系统线对地的单相互感器,其额定一次电压为系统额定线电压除以 $\sqrt{3}$ ,下列值考虑为额定二次电压的标准值:  $1.625/\sqrt{3}$ 、 $2/\sqrt{3}$ 、 $3.25/\sqrt{3}$ 、 $4/\sqrt{3}$ 、 $6.5/\sqrt{3}$ V。

要求联结成开口角以产生剩余电压的端子,其端子间的额定二次电压如下。

对三相有效接地系统电网: 1.625、2、3.25、4、6.5V。

对三相非有效接地系统电网:  $1.625/3$ 、 $2/3$ 、 $3.25/3$ 、 $4/3$ 、 $6.5/3$ V。

对二相电网:  $1.625/2$ 、 $2/2$ 、 $3.25/2$ 、 $4/2$ 、 $6.5/2$ V。

(2) 额定输出。额定输出标准值为: 0.001、0.01、0.1、0.5、1、2.5、5、10、15、25、30VA。

推荐的额定输出标准值为:

二次电压 $\leq 10$ V的电子式电压互感器: 0.001、0.01、0.1、0.5VA。

二次电压 $\geq 10$ V的电子式电压互感器: 1、2.5、5、10、15、25、30VA。

(3) 保护用电子式电压互感器的暂态性能。对保护用电子式电压互感器的暂态性能要求有(适用于电容分压器型传感器):

1) 一次短路。在高压端子与接地低压端子之间的电压短路之后,电子式电压互感器的二次输出电压应在额定频率的一个周波内下降到短路前峰值的10%以下。

2) 线路断开。当线路断开导致滞留电荷出现时,二次电压直流分量 $U_{dc}(t)$ 应衰减到零,以免所接设备的输入变压器饱和。其时间常数必须由制造厂提供。

3) 线路带滞留电荷的重合闸。在一次电压为峰值 $U_p(t) = \sqrt{2}k_u U_p$ 的瞬时切断线路(其他相对地短路),再在 $U_p(t) = \sqrt{2}k_u U_p$ 瞬时(其符号与滞留电荷的相反)重合闸,其暂态条件用以下参数描述。

$$t \leq 0 \text{ 时: } U_p = 0 \text{ 和 } U_{pdc} = \pm \sqrt{2}k_u U_{pr}$$

$$t > 0 \text{ 时: } U_p = U_{pr} \text{ 和 } U_{pdc} = 0$$

式中:  $k_u$ 为额定电压因数;  $U_p$ 为稳态一次电压的方均根值;  $U_{pr}$ 为额定一次电压;  $U_{pdc}$ 为一次直流电压;  $t$ 为时间瞬时值。

在以上条件下的额定频率电压误差应不超过表3.3-27的规定值。其中 $ft$ 是频率 $f$ 和时间 $t$ 的乘积,表示满足准确度的周波数。

暂态下的瞬时误差定义为

$$\epsilon_u(t) = \frac{K_r u_s(t) - u_p(t)}{\sqrt{2}U_p} \times 100 \quad (\%)$$

表 3.3-27 保护用电子式电压互感器在滞留电荷重合闸的瞬时电压误差限值

说 明	$f/f_r$	$U/U_{pr}$	$U_{pdc}/\sqrt{2}U_{pr}$ ( $t \leq 0$ 时)	$\varphi_p$	$\epsilon_u$ (%)	
					$2 < ft \leq 3$	$3 < ft \leq 4.5$
标幺值为 $k_u$ 的线路电荷, 标幺值为 1 的反极性的重合闸	1	1	$k_u$	$-\pi/2$	10 <sup>①</sup>	5 <sup>①</sup>
同上, 但极性相反	1	1	$-k_u$	$+\pi/2$	10 <sup>①</sup>	5 <sup>①</sup>

① 经制造厂和用户协商同意, 可采用其他值。

式中:  $K_r$  为额定电压比;  $U_p$  为  $U_{pdc}(t)=0$  和  $U_{pres}(t)=0$  时的一次电压的方均根值;  $u_p(t)$  为一次电压瞬时值;  $u_s(t)$  为二次电压瞬时值。

(4) 电子式电压互感器的试验项目 电子式电压互感器的试验分类与电磁式电压互感器相同, 分为型式试验、例行试验和特殊试验。试验项目见表 3.3-28。

表 3.3-28 电子式电压互感器的试验项目

序号	试验项目名称	例行试验	型式试验	特殊试验
1	绝缘油或气体性能试验			
2	密封性能试验			
3	出线端子标志检验	○		
4	低压器件的工频耐压试验	○		
5	一次电压端子的工频耐压试验	○		
6	局部放电测量	○		
7	准确度试验	○	○	
8	电容和介质损耗因数测量	○		
9	额定雷电冲击试验		○	
10	操作冲击试验		○	
11	户外型电子式电压互感器的湿试验		○	
12	异常条件耐受能力试验 (包括温升和短路承受能力)		○	
13	无线电干扰电压试验		○	
14	传递过电压试验		○	
15	电磁兼容试验: 发射		○	
16	电磁兼容试验: 抗扰度		○	
17	低压器件的冲击耐压试验		○	
18	暂态性能试验 (包括一次短路和线路带滞留电荷的重合闸)		○	
19	一次电压端子的截断雷电冲击试验			○
20	机械强度试验			○

注 “○” 表示需做此项试验。

4.2.2 对电子式电流互感器的要求

(1) 模拟量电压输出的额定值。对模拟量输出, 二次输出电压的额定频率分量方均根值, 为电子式电流互感器性能的依据。

1) 额定延迟时间 ( $t_{dr}$ ) 的标准值: 0、50、100、

200、500 $\mu$ s。

2) 额定二次电压 ( $U_{sr}$ ) 的标准值:

a. 在额定一次电流下的额定二次电压方均根值的标准值为: 22.5、150、200、225mV 及 4V。

b. 对于在中压系统中通常不使用二次转换器的情况 (传输系统直接连接到低压设备) 其标准额定值为:

a) 22.5mV 和 225mV, 用于输出电压正比于电流的电子式电流互感器 (如带内装负荷的铁心式互感器, 见图 3.3-25)。

b) 150mV, 用于输出电压正比于电流导数的电子式电流互感器 (如空心线圈, 见图 3.3-23)。

c. 对于使用二次转换器的情况, 其标准额定值为: 保护用时为 200mV, 测量用时为 4V。

3) 额定负荷 ( $R_{br}$ ) 的标准值以欧姆表示为: 2、20k $\Omega$  及 2M $\Omega$ 。总负荷需等于或大于额定值。

(2) 数字量输出的额定值 对数字量输出, 数字侧用 16 进制数代表额定一次电流。

1) 额定二次输出的标准方均根值列于表 3.3-29。

表 3.3-29 数字量输出的额定值

额定值	测量用 ECT (比例因子 SCM)	保护用 ECT (比例因子 SCP)	EVT (比例因子 SV)
量程标志 ( $range-flag=0$ )	2D41 H (十进制: 11 585)	01CF H (十进制: 463)	2D41 H (十进制: 11 585)
额定值 量程标志 ( $range-flag=1$ )	2D41 H (十进制: 11 585)	00E7 H (十进制: 231)	2D41 H (十进制: 11 585)

- 注 1. 所列 16 进数值, 在数字侧代表一次电流 (均为方均根值)。  
2. 保护用 ECT 能测量电流高达 50 倍额定一次电流 (0% 偏移) 或 25 倍额定一次电流 (100% 偏移), 而无任何溢出。  
测量用 ECT 和 EVT 能测量电流高达 2 倍额定一次值而无任何溢出。  
3. 如果互感器的输出是一次电流的导数, 其动态范围与电流输出的动态范围不同。电流互感器的最大量程与暂态过程的直流分量有关。微分后, 此低频分量的幅值减小。因而, 例如  $range-flag=0$  时, 电流导数输出的保护用 ECT 能测量无直流分量 (0% 偏移) 的 50 倍额定一次电流, 或全直流分量 (100% 偏移) 的 25 倍额定一次电流。  
4. 对保护用 ECT, 当  $range-flag$  置位时, 不发生溢出的一次电流最大可测量值增加一倍。

2) 额定延迟时间 ( $t_{dr}$ ) 的标准值为:  $2T_s$ 、 $3T_s$  ( $T_s$  为数据速率的倒数)。

3) 数据速率 ( $1/T_s$ ) 的额定值为:

在额定频率  $f_r=50$ Hz 或 60Hz 时,  $80f_r-48f_r-20f_r$ 。  
在额定频率  $f_r=16\ 2/3$ Hz 时,  $48f_r$ 。

(3) 对保护用电子式电流互感器的要求。普通保护用电子式电流互感器的准确级为 5P、10P; 暂态保护用电子式电流互感器的准确级为 TPE。它们的误差限值见表 3.3-30。

表 3.3-30 保护用电子式电流互感器误差限值

准确级	在额定一次电流下的 电流误差 (%)	在额定一次电流下的 相位误差		在准确限值一次电流下的 复合误差 (%)	在准确限值条件下的最大峰 值瞬时误差 (%)
		( $^{\circ}$ )	crad		
5TPE	$\pm 1$	$\pm 60$	$\pm 1.8$	5	10
5P	$\pm 1$	$\pm 60$	$\pm 1.8$	5	—
10P	$\pm 3$	—	—	10	—

注 TPE 级的定义等同于常规电流互感器的 TPY 级的定义。

(4) 电子式电流互感器的试验项目。电子式电流互感器



的试验分类与电磁式电流互感器相同，分为型式试验、例行试验和特殊试验。试验项目见表 3.3-31。

表 3.3-31 电子式电流互感器的试验项目

序号	试验项目名称	例行试验	型式试验	特殊试验
1	绝缘油或气体性能试验			
2	密封性能试验	○	○	
3	出线端子标志检验	○		
4	低压器件的工频耐压试验	○		
5	一次端子的工频耐压试验	○		
6	局部放电测量	○		
7	准确度试验	○	○	
8	电容和介质损耗因数测量	○		
9	光纤传输，功率测量（数字量输出时）	○		
10	驱动器特性的验证	○		
11	二次直流偏移电压的测量（模拟量输出时）		○	
12	接收器特性的验证		○	
13	定时准确度的验证		○	
14	短时电流试验		○	
15	温升试验		○	
16	额定雷电冲击试验		○	
17	操作冲击试验		○	
18	户外型电子式电流互感器的湿试验		○	
19	无线电干扰电压（RIV）试验		○	
20	传递过电压试验		○	
21	电磁兼容试验：发射		○	
22	电磁兼容试验：抗扰度		○	
23	低压器件的冲击耐压试验		○	
24	保护用电子式电流互感器的补充准确度试验		○	
25	防护等级的验证		○	
26	振动试验		○	
27	截断雷电冲击试验			○
28	一次电压端子的多次截断雷电冲击试验			○
29	机械强度试验			○
30	谐波准确度试验			○
31	依据所采用技术需要的试验			○

注 “○”表示需做此项试验。

5 特种互感器

5.1 剩余电流互感器

5.1.1 工作原理

在中性点非有效接地系统中，剩余电流互感器与接地继电器等构成单相接地保护装置。系统正常运行时，通过剩余电流互感器一次绕组中的三相电流的相量和等于零，剩余电流互感器的二次没有电流输出。在图 3.3-28 中，当 T 点发

生接地故障时，通过电流互感器的剩余电流等于相电容电流  $I_c$  的三倍，保护装置应可靠动作。所以剩余电流互感器的二次电流  $I_2$  是继电器整定电流。此时一次电流  $I_1$  是最小动作电流。

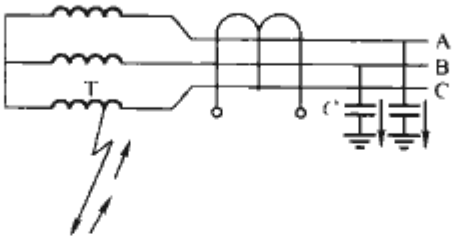


图 3.3-28 剩余电流互感器用于电机单相接地保护

从剩余电流互感器的相量图（见图 3.3-29）可得出

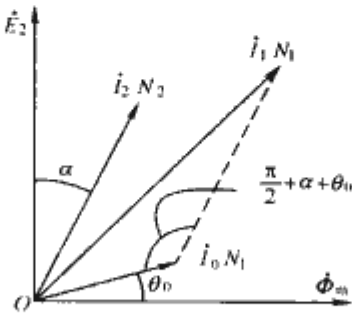


图 3.3-29 剩余电流互感器相量图

$$I_1 N_1 = \sqrt{(I_2 N_2)^2 + (I_0 N_1)^2 - 2(I_2 N_2)(I_0 N_1) \cos\left(\frac{\pi}{2} + \theta + \varphi\right)}$$

因为  $N_1 = 1$ ，所以一次最小动作电流为

$$I_1 = \sqrt{(I_2 N_2)^2 + (I_0)^2 - 2(I_2 N_2)(I_0) \sin(\theta + \varphi)}$$

5.1.2 计算要点

剩余电流互感器的一次最小动作电流的推荐值见表 3.3-32。由于一次安匝很小、励磁安匝  $I_0 N_1$  所占比例很大，所以其电流和匝数不成反比关系，即二次绕组匝数不能按电流比来确定。一般假定：当输出功率为最大时，励磁阻抗  $Z_0 = Z'_2$ ， $I_0 = I'_2$ ， $I_1 = I_0 + I'_2$ ，所以二次绕组匝数为

$$N_2 = \frac{I_1}{2I'_2}$$

由上述关系可见，一次最小动作电流主要决定于二次安匝和励磁安匝。二次绕组匝数确定后，二次安匝是个常数，因此计算一次最小动作电流实际上就是计算励磁安匝。

表 3.3-32 剩余电流互感器的一次最小动作电流

型 号	母线式	电缆式
继电器型号	DD11/60	DL 11/0.2
额定电流 $I_2$ (mA)	30	100
一次最小动作电流 (A)	2.4	1.3、1.8、3

5.1.3 结构

剩余电流互感器的结构可分为电缆式和母线式两种。

电缆式剩余电流互感器的二次绕组沿铁心对称布置，电缆从铁心窗口穿过，窗口尺寸按电缆外径及根数确定。

母线式剩余电流互感器的一次绕组是三相母线组，从矩形叠积式铁心窗口穿过。三相母线的几何中心应与铁心的几何中心对准，以减少由于母线排列不对称而引起的不平衡电压。同时为了减弱外界磁场的影响，采用钢罩屏蔽。铁心的两柱分别套上匝数相同的串联或并联的两个二次绕组，但应与继电器线圈联结相一致。

## 5.2 直流互感器

直流互感器工作原理和特点如下:

直流互感器用于直流电测定和直流系统继电保护。传统的直流互感器,实质上是利用安匝相等原理工作的饱和电抗器,故也称为电磁式直流互感器。现在,电子式直流互感器已得到应用。

电磁式直流电流互感器,是将饱和电抗器的直流控制绕组成为直流互感器的一次绕组,而饱和电抗器的交流工作绕组则成为互感器的二次绕组,但其工作状态与一般饱和电抗器有所不同。虽然一次侧有偶次谐波电动势,但由于一次绕组匝数少,感应电动势小,回路对谐波有足够的阻抗,一次绕组中偶次谐波电流受到充分抑制,电流仍接近理想直流。由于电抗器铁心材料导磁率很高,矫顽力很小,当一次直流变化时,将在负荷电阻  $R_b$  上得到与一次电流成比例的二次信号。直流电流互感器接线方式有并联和串联式两种。分别见图 3.3-30 和图 3.3-31。串联式还可以在二次侧接入中间互感器(交流),然后整流,使之具有二级变比,便于测量大电流。

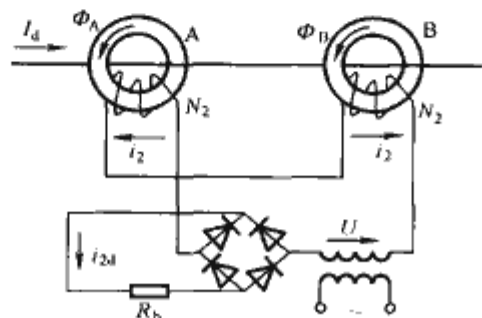


图 3.3-30 串联式直流电流互感器原理图

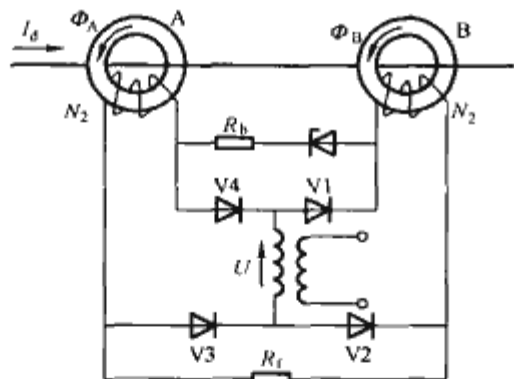


图 3.3-31 并联式直流电流互感器原理

将电磁式直流电流互感器与高电阻串联接在直流系统中,即构成直流电压互感器,其电路原理图见图 3.3-32。若一次和二次绕组匝数分别为  $N_1$  和  $N_2$ ,则从图 3.3-32 可知,在直流电流互感器一次绕组电压降可忽略的条件下,可得

$$U_d = i_1 R_1; U_2 = i_2 R_2$$

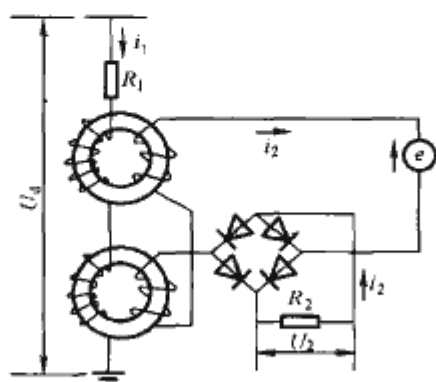


图 3.3-32 直流电压互感器电路原理图

当忽略励磁电流时,则有

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

所以

$$U_2 = \frac{N_1}{N_2} \frac{R_2}{R_1} U_d = k U_d$$

上式表明,二次电压  $U_2$  是与  $U_d$  成正比的。

电子式直流互感器的构成原理基本上与电子式交流互感器相同,见本章第 4 节。

## 5.3 组合互感器和计量箱

### 5.3.1 组合互感器

#### 5.3.1.1 工作原理

组合互感器是将电流互感器和电压互感器的器身组合后置于同一外壳(如:油箱或瓷箱)内的互感器。与使用单台电流互感器和单台电压互感器组成的装置相比,组合互感器的体积小、质量小、使用方便、价格便宜。

组合互感器中的电流互感器和电压互感器应符合相应的标准。GB 17201—1997 规定组合互感器应测定电流互感器通电流时对电压互感器误差的影响,以及电压互感器加电压时对电流互感器误差的影响。

#### 5.3.1.2 设计要点

设计组合互感器必须注意:

(1) 电流互感器的一次绕组通过电流时的磁场对电压互感器误差的影响。

(2) 电压互感器的误差可能因附近载流导体所产生的磁场而受影响。当导线与铁心轴向呈  $90^\circ$  夹角水平布置,而且环绕导线的磁通穿过开路绕组时,影响最大。当导线与铁心轴向平行时,影响实际上不存在。这一点对组合互感器是很重要的。在设计时应将电压互感器位于正确的位置。即使使铁心轴向与载流导线方向一致。

(3) 电压互感器一次绕组外施电压对电流互感器误差的影响。电流互感器的误差,不论产品工作电压高低,一般是在相当低的但能产生所需电流的测试设备上测定的。如果将高电压施加于电压互感器的一次绕组,由于此电压所引起的从一次绕组流至二次绕组的电容电流(当二次绕组无屏蔽时),一部分流过与二次绕组相连接的仪器、仪表,另一部分直接流至二次绕组的接地端,因而其误差会有些变化。同时,即使二次绕组有屏蔽,流过一次绕组的电容电流也将使二次绕组产生感应电流。特别是在 5% 额定电流下,此误差可能比误差限值还要大。在设计时,二次绕组要采用有效的屏蔽措施,并考虑避免感应电流的影响。

#### 5.3.1.3 结构特点

组合互感器有两种结构。

35kV 及以下电压等级制成三相共体式,可直接接于三相电力系统。电流互感器和电压互感器共用一个铁心,仅 A、C 相装设电流互感器,两个电压互感器绕组按 V/V 接法接在 A-B 和 B-C 相之间。接线原理图见图 3.3-33。

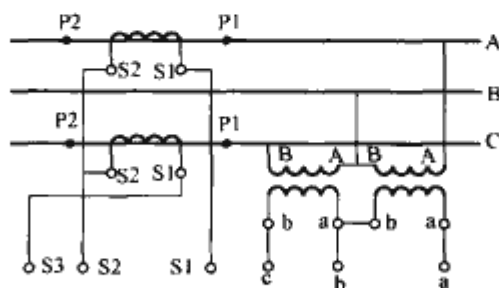


图 3.3-33 三相组合互感器



由于一次三个高压端子不但要接于供电系统 A、B、C 相上，作为电压互感器一次绕组引出端子，而且要作为电流互感器一次绕组引出端子，所以 A、C 相高压端子就兼作电压及电流互感器引出线端子。

66kV 及以上电压等级制成单相共体式。接在三相系统相与地之间。电压互感器和电流互感器置于同一箱体内。倒立式电流互感器的一、二次绕组，铁心在产品顶部，二次绕组及其引出线包绝缘后引至产品箱体底部的接线盒内。电压互感器的一、二次绕组和铁心在产品下部，一次绕组的高压引出线包绝缘后与倒立式电流互感器的一次绕组 P1 端相连，二次绕组引出线引至产品箱体底部的接线盒内。接线图见图 3.3-34。

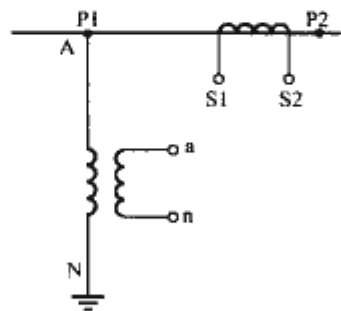


图 3.3-34 单相组合互感器

### 5.3.2 计量箱

计量箱是组合互感器与测量仪器、仪表的组合。在组合互感器的油箱一侧加一个密封盒，其中装有测量仪器、仪表，组合互感器的各二次出线与这些仪器、仪表的接线端子按规定的方式联结。密封盒外侧有门，以便检查和测试其中的仪器、仪表。根据需要，还可以安装保护元件供保护用。

## 第4章 电力电容器

## 1 概述

电力电容器在交、直流输配电、高电压试验、载波通信、激光及高能物理、冶金、化工等工矿企业及家用电器等方面都有着广泛的用途。随着我国经济、电力工业和科学技术的发展和进步,电力电容器及其成套装置已形成了多种类

型和品种。

### 1.1 用途和分类

电力电容器及其成套装置按用途的分类见表 3.4-1~表 3.4-2。

表 3.4-1 电力电容器的分类和用途

系列代号	名 称		额 定 值	标 准 号	主 要 用 途
B	高电压并联电容器	壳式	电压: 1.05~25kV 容量: 25~1000kvar	GB/T 11024 IEC 60871	并联接于 50Hz 或 60Hz 交流电力系统中, 用于补偿感性无功功率, 改善功率因数, 改善电压质量, 降低线路损耗, 提高系统或变压器的有功输出
		箱式	电压: $6.6/\sqrt{3}$ ~ $46/\sqrt{3}$ kV 容量: 1000~10 000kvar		
		集合式	电压: $3.15$ ~ $66/\sqrt{3}$ kV 容量: 1000~10 000kvar	JB 7112- 2000	
	低电压并联电容器	非自愈式	电压: 0.23~1.00kV 容量: 5~50kvar	GB/T 17886 IEC 60931	
		自愈式	电压: 0.23~1.00kV 容量: 5~100kvar	GB/T 12747- 2004 IEC 60831 -1999	
C	串联电容器		电压: 0.6~10kV 容量: 20~600kvar	GB/T 6115 IEC 60143	串联连接于 50Hz 或 60Hz 交流电力系统中, 用来补偿电力系统的感抗、减少线路电压降落, 增大传输容量, 提高输电线路的稳定性
A	交流滤波电容器		电压: 4.2~15.6kV 容量: 30~1000kvar	GB/T 11024 IEC 60871	与别的器件连接在一起组成交流滤波器, 并联连接于 50Hz 或 60Hz 的高压交流电力系统中, 用来对一种或多种谐波电流提供低阻抗通道, 降低网络谐波水平, 改善系统的功率因数
E	交流电动机电容器		电压: 0.11~0.66kV 电容: 1.0~10 $\mu$ F	GB/T 3667 IEC 60252	向电动机辅助绕组提供超前电流, 帮助电动机起动
O	耦合电容器及电容分压器		电压: $10/\sqrt{3}$ ~ $750/\sqrt{3}$ kV 电容: 3500~20 000pF	GB/T 19749- 2005 IEC 60358-1990	在电力线路载波 (PLC) 系统中使高频载波装置在低电压下与高压线路耦合, 实现载波通信以及测量、保护和控制
R	感应加热装置用电力电容器		电压: 0.375~3.00kV 容量: 9~3200 频率: 40~3900Hz	GB/T 3984 IEC 60110	在频率 40~50 000Hz 范围内的感应加热电气系统中, 用于提高功率因数或改善回路特性
J	断路器电容器		电压: 40~180kV 电容: 1000~3900pF	GB/T 4787 -1996	并联连接在交流高压断路器的断口上, 用以改善电压分布, 降低恢复电压上升率
M	脉冲电容器		电压: 1~500kV 电容: 0.002~400 $\mu$ F	JB/T 8168- 1999	主要用于冲击电压、冲击电流发生器, 冲击分压器, 振荡回路和连接脉冲装置
Y	压缩气体标准电容器		电压: 10~1200kV 电容: 20~1000pF	JB 1811	与高压电桥相配合, 用于测量绝缘介质的和高压电气设备的损耗角正切和电容, 也可用作分压电容器
F	防护电容器		电压: $10.5/\sqrt{3}$ ~ $20/\sqrt{3}$ kV 电容: 0.01~6.8 $\mu$ F	—	用于降低过电压的峰值, 配合避雷器保护发电机和电动机
D	直流滤波电容器		电压: 12~100kV 电容: 0.01~680 $\mu$ F	—	用于高压整流滤波装置和高压直流输电 (HVDC)
	电力电子电容器		电压: $\leq 10$ kV	GB/T 17702	在电力电子设备中 (特别是用于半导体切换和保护、滤波与储能设备中) 使用的电容器

注 表中为常用额定值的范围, 根据需要也可制造其他额定值的电容器。



表 3.4-2 电力电容器装置的分类和用途

系列代号	名 称	额 定 值	结 构 和 用 途
BB	高压并联电容器装置	电压：1.05~500kV 容量：0.1~300Mvar	通常由并联电容器组、开关、串联电抗器、放电线圈、氧化锌避雷器、接地装置、控制屏、组架等组成，主要用来与 50Hz 或 60Hz 交流电力系统并联连接，补偿感性无功功率，改善电压质量，降低线路损耗
	低压并联电容器装置	电压：0.4~1kV 容量：30~1000kvar	
JL	高压交流滤波电容器装置	电压：1.05~300kV 容量：1~300Mvar	通常由滤波电容器组，谐振电抗器，电阻器，开关，组架等组成。用于滤除系统中的高次谐波电流，同时提供一定的无功功率，改善电网供电质量
	低压交流滤波电容器装置	电压：0.4~1kV 容量：30~1000kvar	
CY	冲击电压发生器	电压：400~6000kV 电容：0.01~0.1μF	由高压脉冲电容器、球隙、电阻器、高压直流电源和控制、记录设备等组成 可由较低电压、较小功率的电源产生短时高电压，大功率的具有规定波形的冲击电压
CL	冲击电流发生器	电压：20~30kV 电流：5~1000kA	由脉冲电容器、球隙、电阻器、直流充电电源等组成。可根据需要产生 10 <sup>5</sup> ~10 <sup>6</sup> A 的冲击电流
YD	电容式电压互感器	电压：35/√3~1000/√3kV 二次绕组额定电压：100/√3V 准确等级：0.1~1 级 二次绕组额定容量：50~300VA 频率：50Hz	由耦合电容器、电容分压器、中压变压器、电抗器和阻尼器等组成 主要接在线与地之间，用来获得准确的二次电压，作高电压输配电系统的电压测量，保护和控制之用，并可作电力线载波耦合装置中的耦合电容器之用

1.2 基本参数

1.2.1 电容量

电容器的电容量是表征电容器在一定电压下储存电荷能力的参量。

(1) 平板电容器的电容量

$$C = \epsilon_r \epsilon_0 \frac{S}{D} \quad (\text{F}) \quad (3.4-1)$$

式中： $\epsilon_0$  为真空状态下介质的介电常数 ( $\epsilon_0 \approx 8.86 \times 10^{-12}$  F/m)； $S$  为极板面积， $\text{m}^2$ ； $D$  为极间距离， $\text{m}$ ； $\epsilon_r$  为相对介电常数 (相对电容率)。

(2) 卷绕式电容器的电容。由于极板两面起作用，其电容值约等于展开成平面长条时的两倍，即

$$C \approx 2 \times 8.86 \times 10^{-12} \frac{\epsilon_r l}{d} \quad (\text{F}) \quad (3.4-2)$$

式中： $b$  为极板宽度， $\text{m}$ ； $l$  为极板长度， $\text{m}$ ； $d$  为极间介质厚度， $\text{m}$ 。

1.2.2 容量

在交流电压作用下，电容器的容量或无功功率为

$$P_q = I_C U = 2\pi f C U^2 \times 10^{-3} \quad (\text{kvar}) \quad (3.4-3)$$

式中： $I_C$  为电容器的电容电流， $\text{A}$ ； $U$  为外施电压， $\text{kV}$ ； $f$  为频率， $\text{Hz}$ ； $C$  为电容器的电容， $\mu\text{F}$ 。

1.2.3 比特性、比能和储能因数

比特性是指交流电容器单位容量 (kvar) 的体积或质量，即

(1) 体积比特性  $\frac{V}{P_q}$

$$\frac{V}{P_q} = \frac{1}{2\pi f \epsilon_0 E^2 \epsilon_r} \quad (\text{L/kvar}) \quad (3.4-4)$$

式中： $V$  为电容器的体积， $\text{L}$ ； $P_q$  为电容器的容量， $\text{kvar}$ 。

(2) 质量比特性  $\frac{m}{P_q}$

$$\frac{m}{P_q} = \frac{\rho}{2\pi f \epsilon_0 E^2 \epsilon_r} \quad (\text{kg/kvar}) \quad (3.4-5)$$

式中： $\rho$  为电容器单位体积的质量， $\text{kg/L}$ ； $m$  为电容器的质

量， $\text{kg}$ 。

比能是指直流电容器在直流电压作用下单位体积所储存的能量，即

$$\frac{W}{V} = \frac{\epsilon_0 \epsilon_r E^2}{2} \quad (\text{kJ/L}) \quad (3.4-6)$$

式中： $W$  为储能， $\text{kJ}$ ； $V$  为体积， $\text{L}$ 。

由式 (3.4-4) 和式 (3.4-5) 可知：体积比特性和质量比特性均与  $E^2 \epsilon_r$  成反比， $E^2 \epsilon_r$  越大，每千乏电容器的体积和质量就越小。同样，从式 (3.4-6) 可知  $E^2 \epsilon_r$  越大，直流电容器单位体积所储存的能量就越大。这个  $E^2 \epsilon_r$  通常就称之为电容器的储能因数，它是评价电力电容器技术经济性能的重要指标。

1.2.4 电容器的损耗和损耗角正切

电容器在交流电压作用下，在产生无功功率  $P_q$  的同时，其内部介质、内部熔丝、内部放电器件、内部极板和连接导线等都会产生一定的有功损耗。电容器的损耗就是电容器内部产生的上述各种有功损耗之总和，通常用  $P$  ( $\text{W}$ ) 来表示。

电容器单位无功功率的损耗，即电容器的损耗与无功功率之比是衡量电容器效率和质量的重要参数，称为电容器的损耗角正切，用  $\tan \delta$  表示，即

$$\tan \delta = \frac{P}{P_q} \quad (3.4-7)$$

电容器的损耗要消耗电能，使电容器发热，因此，电容器的损耗和  $\tan \delta$  应越低越好。

1.2.5 自放电时间常数  $RC$

电力电容器的绝缘电阻  $R$  与电容  $C$  的乘积是一个与电容器的极板面积、极间介质厚度无关，仅取决于电容器极间介质的体积电阻率  $\rho_V$  和电容率  $\epsilon$  的值，可用式 (3.4-8) 表示

$$RC = \frac{\epsilon \rho_V}{3.6\pi} \times 10^{-12} \quad (3.4-8)$$

具有相同介质结构的电容器其  $\epsilon$  基本相同，所以电容器  $RC$  值主要决定于介质的  $\rho_V$ ，它是一个表征电容器，特别是

直流电容器性能优劣和制造工艺是否良好的重要参数。

### 1.2.6 额定值

电力电容器的额定值主要是指额定电压、额定电流、额定电容、额定频率和额定容量，其定义见相应的产品标准。

### 1.2.7 使用环境条件

电力电容器的使用环境条件主要是指户内、户外、安装地点的海拔高度、环境温度、湿度、污秽程度、风速和地震烈度、通电时留在电容器上的剩余电压等。

## 1.3 材料

电容器中的介质材料主要起绝缘和储能的作用。电力电容器性能的优劣在很大程度上与所用的介质材料、介质结构及制造工艺有关。对电力电容器用介质材料的主要要求是：电容率大、耐电强度高、损耗角正切（ $\tan\delta$ ）小、体积电阻率（ $\rho_v$ ）高、耐老化性能好、与其他材料的相容性好、价格低、来源广、不污染环境，并对人体无害或基本无害等。

### 1.3.1 固体介质材料

电力电容器中常用的固体介质材料主要是塑料薄膜和电容器纸，它们都具有优良的电气性能，易于加工成均匀薄层，便于绕卷，有一定的抗张强度，与液体介质的相容性优良。尤其是双轴定向聚丙烯薄膜（PP膜）具有良好的耐电强度和很低的介质损耗角正切是目前电力电容器中最主要的固体介质。

#### 1.3.1.1 塑料薄膜

电力电容器常用的塑料薄膜有聚丙烯薄膜和聚酯薄膜，其基本性能见表3.4-3。聚丙烯薄膜的耐电强度高，介质损耗角正切低，常用于交流电容器；聚酯薄膜的电容率大，体积电阻率高，常用于直流电容器和高压脉冲电容器。

表 3.4-3 电容器常用的塑料薄膜的性能

性 能		聚丙烯薄膜	聚酯薄膜
密度 (g·cm <sup>-3</sup> )		0.91	1.39
工作温度 (°C)		-50~105	-60~130
电容率 (50Hz)		22	3.2
介质损耗因数 (50Hz)		≤0.000 2	≤0.003
体积电阻率 (Ω·cm)		10 <sup>15</sup> ~10 <sup>17</sup>	10 <sup>16</sup> ~10 <sup>17</sup>
耐电强度 [MV·m <sup>-1</sup> (DC)]		200~600	>160
热导率 (W·cm <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup> )		2.2×10 <sup>-3</sup>	15×10 <sup>-3</sup>
抗张强度 (MPa)	纵向	≥118	147~206
	横向	≥137	147~196

在电力电容器中，作介质用的薄膜均为电工专用薄膜。PP膜按其表面状态的不同又可分为光膜、单面粗化膜和双面粗化膜，以及专供自愈式电容器用的电晕处理膜。PP膜可供选用的厚度有：4、5、6、7、8、9、10、11、12、14、15、18、20 $\mu\text{m}$ ，可供选用的宽度为8~500mm。温度等因素对各种薄膜性能的影响分别见图3.4-1~图3.4-4。

$$\Delta\epsilon(\%) = \frac{\epsilon_t - \epsilon_{20}}{\epsilon_{20}} \times 100\%$$

式中： $\epsilon_t$ 为 $t(^{\circ}\text{C})$ 时的电容率； $\epsilon_{20}$ 为 $20^{\circ}\text{C}$ 时的电容率。

聚丙烯薄膜是一种非极性介质，其相对电容率 $\epsilon_r$ 在 $20^{\circ}\text{C}$ 时为2.20，在 $50 \sim 10^{12} \text{Hz}$ 范围内与外加电压的频率无关。聚丙烯薄膜的 $\tan\delta$ 值在 $50\text{Hz} \sim 1\text{MHz}$ 的范围内不大于 $2 \times 10^{-4}$ 。

#### 1.3.1.2 电容器纸

电力电容器用的电容器纸在电容器纸的GB 12913—1991中

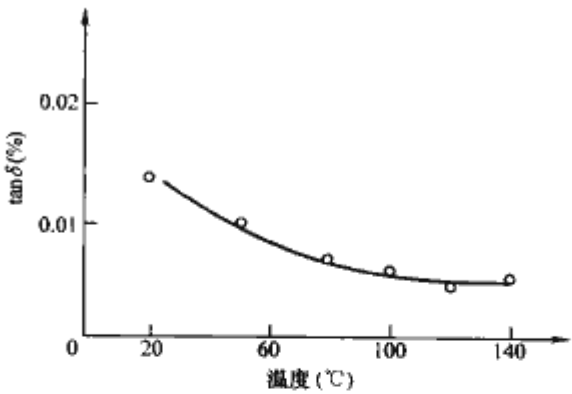


图 3.4-1 聚丙烯薄膜的  $\tan\delta$  与温度的关系

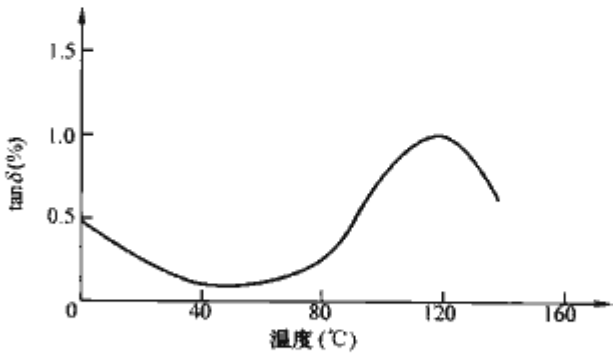


图 3.4-2 聚酯薄膜的  $\tan\delta$  与温度的关系

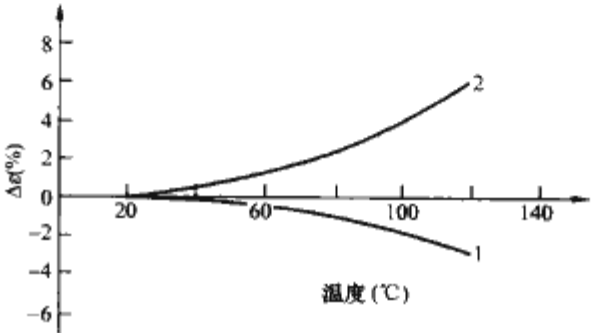


图 3.4-3 薄膜的  $\Delta\epsilon(\%)$  与温度的关系  
曲线 1—聚丙烯薄膜；曲线 2—聚酯薄膜

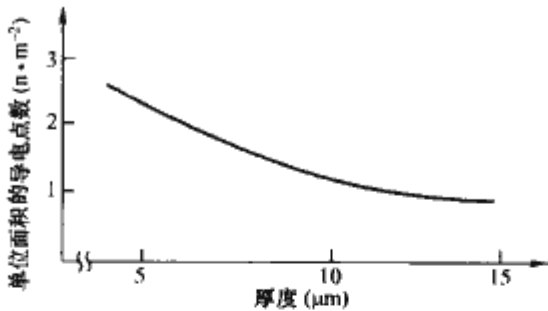


图 3.4-4 PP膜在  $200\text{MV/m}$ （DC）的电场强度作用下每平方米内的导电点数  $n$  与厚度的关系

属于B类纸，其主要的性能规格见表3.4-4。与塑料薄膜相比，电容器纸的电容率较高，浸渍性能和耐电弧的能力较优，但其耐电强度较低，每平方米的导电点数 $n$ 较多，介质损耗角正切较大，在生产过程中要消耗大量优质木材，现在已大部被双轴定向聚丙烯薄膜取代。由于电容器纸具有正的电容率温度系数，而双轴定向聚丙烯薄膜的电容率温度系数是负的，两者适当配合可构成复合电容率的温度系数接近零的复合介质结构，用于要求有特别低的电容温度系数的电容器中。图3.4-5为电容器干纸的电容率温度系数 $\alpha$ 与纸紧度 $d$ 的关系 $\alpha = (\frac{\epsilon}{\epsilon_0} - 1)/t$ ， $\epsilon_0$ 为 $0^{\circ}\text{C}$ 时的温度指导。图3.4-6为电容器干纸的电容率 $\epsilon_r$ 与纸紧度 $d$ 的关系。图3.4-7为电容器干纸的 $\tan\delta$ 与温度的关系。



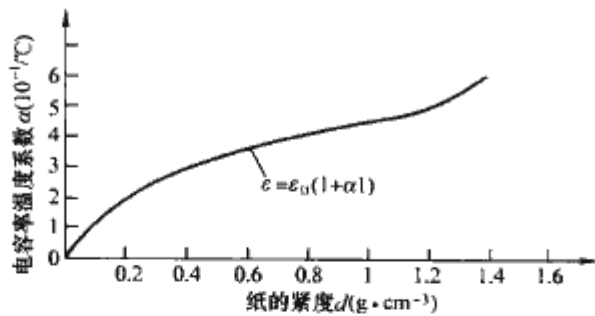


图 3.4-5 电容器干纸的电容率温度系数  $\alpha$  与纸紧度  $d$  的关系

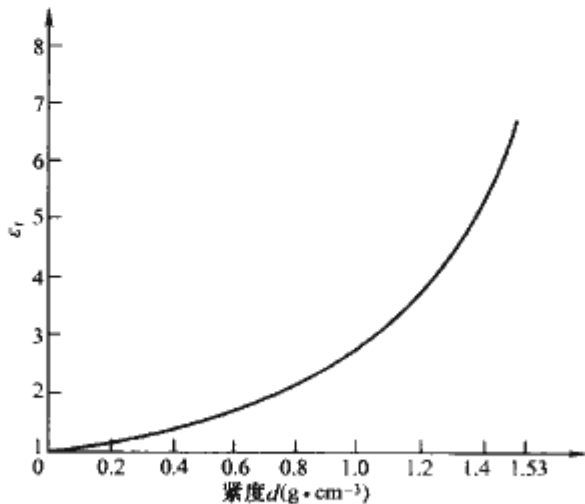


图 3.4-6 电容器干纸的电容率  $\epsilon_r$  与纸紧度  $d$  的关系 (100°C)

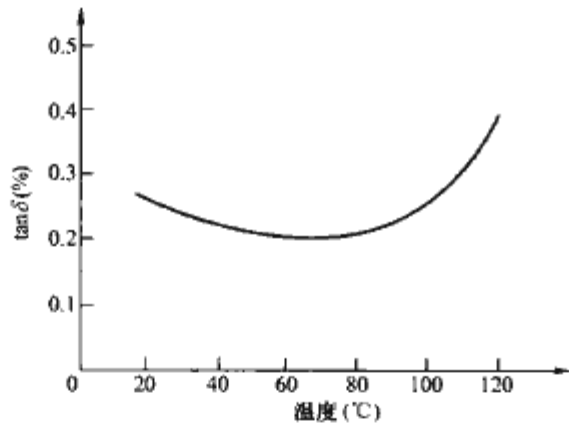


图 3.4-7 电容器干纸的  $\tan\delta$  与温度的关系

表 3.4-4 电力电容器用电容器纸的性能规格

型 号	紧度 ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	厚度 ( $\mu\text{m}$ )	透气度 ( $\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$ )	导电点 ( $\text{n} \cdot \text{m}^{-2}$ )	交流击穿电压 (V)	$\tan\delta \times 10^{-3}$ (60°C)
B-I 型	1.0	10	0.5~7	30~300	300~450	1.5~1.7
		12	0.1~5	10~150	325~470	$\leq 1.7$
		15	0.3~5	$\leq 80$	350~500	$\leq 1.7$
B-II 型	1.2	8	0.9~3	40~800	310~430	1.6~2
		10	0.5~3	50~400	350~450	$\leq 2$
		12	0.7~3	30~200	380~670	$\leq 2$
		15	0.2~2	10~100	430~600	1.8~2

1.3.2 液体介质

液体介质在电力电容器中用以浸渍固体介质和填充电容器内部的空隙，从而大幅度地提高电容器极板间及极对箱壳间的电气强度及散热能力。

目前我国电力电容器中常用液体介质有：苾基甲苯

(M/DBT)、二芳基乙烷 (PXE)、烷基苯 (DDB 或 AB)。矿物质绝缘油在电容器中已很少采用。在表 3.4-5 中列出了电力电容器用液体介质的各项性能。其中苾基甲苯、二芳基乙烷绝缘油均具有优良的电气物理性能，与聚丙烯薄膜、聚酯薄膜及其他电容器中的材料均具有良好的相容性、低毒，适于在全膜电容器中作浸渍剂，尤其苾基甲苯绝缘油除了具有优良的电气性能之外，还具有良好的低温性能和吸气性，适于用来浸渍场强较高，在寒冷地区运行的电力电容器。

硅油具有优良的耐燃性、闪点高、基本无毒，但其击穿电压较低，黏度较高不易在全膜电容器中实现良好的浸渍，加上价格较贵，目前仅用于浸渍有特殊耐燃要求的电容器。

蓖麻油是从蓖麻籽中提炼出来的植物油，耐电弧能力强，击穿时不会产生碳粒，在高温高场强下会在极板表面生成一层聚合物保护膜，使电容器具有较长寿命。由于蓖麻油  $\tan\delta$  值高、黏度大、浸渍性能差，不适于用来作交流箔式电容器的浸渍剂，较适于用来浸渍纸介质或膜纸复合介质直流电容器和长寿命、高比能脉冲电容器，在某些自愈式低压并联电容器中也有应用。

表 3.4-5 电力电容器用液体介质的性能

性 能	烷基苯 (AB)	二芳基 乙烷 (PXE)	苾基甲苯 (M/DBT)	苾甲基 硅油	蓖麻油
密度 ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ , 20°C)	0.87	0.99	1.00	1.01	0.96
运动黏度 ( $\times 10^{-6} \text{m}^2/\text{s}$ )	20°C	9	9.6	6.5	20~300
	-30°C	—	800	100	—
凝固点 (°C)	-60	-45	$< -60$	-65	-17
闪点 (°C)	135	148	140	280	250
芳香度 (%)	17	44	65	—	—
$\epsilon_r$ (25°C)	2.17	2.51	2.65	2.63~2.8	4.2
$\tan\delta$ (% , 80°C)	0.02	0.03	0.02	0.04	2.00
$P_v$ ( $\Omega \cdot \text{cm}$ )	20°C	$5 \times 10^{14}$	—	—	$1 \times 10^{14}$
	90°C	$2 \times 10^{14}$	$2.6 \times 10^{14}$	$8 \times 10^{14}$	—
比色散	128	190	207	118	103
击穿电压 (kV/2.5mm)	70	65	$> 70$	45	45
与 PP 膜的相容性	较差	较好	好	好	好
放气性 ( $\mu\text{L} \cdot \text{min}^{-1}$ )	30°C	—	-120	-140	—
	-40°C	—	-66	-66	—

电容器用电气绝缘油电气性能与温度的关系分别见图 3.4-8~图 3.4-15。在图 3.4-16 中列出了 PXE 绝缘油对聚丙烯薄膜的浸润性。在图 3.4-15 列出了苾基甲苯的运动黏度与温度的关系。

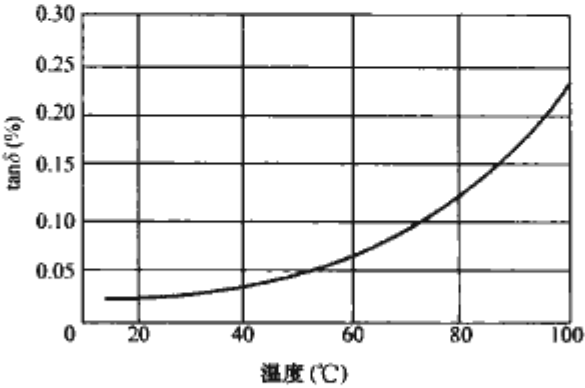


图 3.4-8 苾基甲苯绝缘油的  $\tan\delta$  与温度的关系

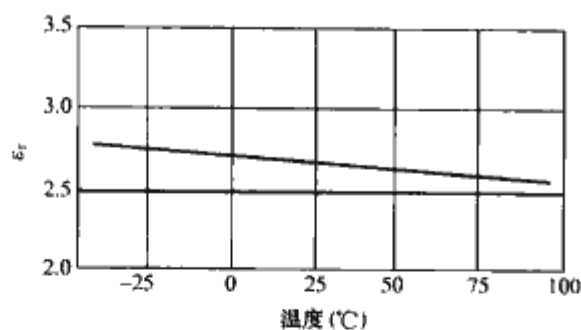


图 3.4-9 苄基甲苯绝缘油的  $\epsilon_r$  与温度的关系

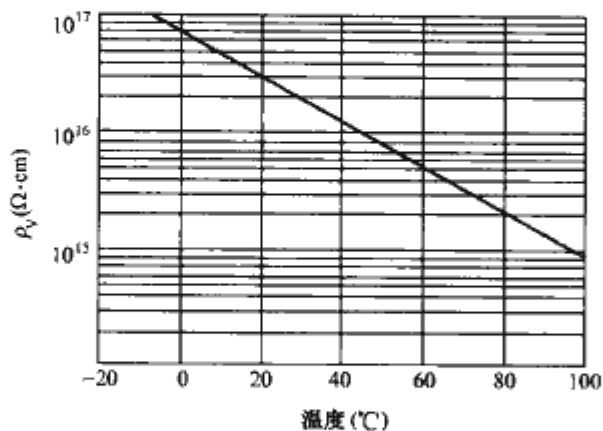


图 3.4-10 苄基甲苯绝缘油的  $\rho_v$  与温度的关系

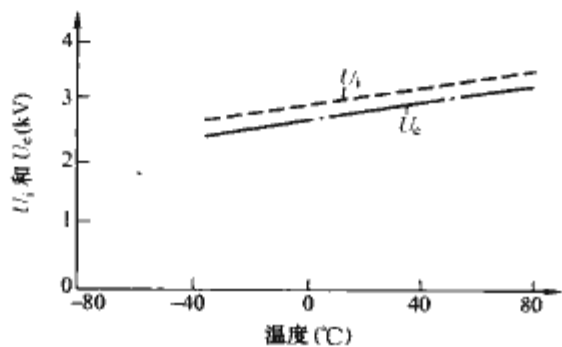


图 3.4-11 苄基甲苯浸 2 层 15 $\mu$ mPP 膜介质的  $U_i$  和  $U_e$  与温度的关系  
 $U_i$ —局部放电起始电压； $U_e$ —局部放电熄灭电压

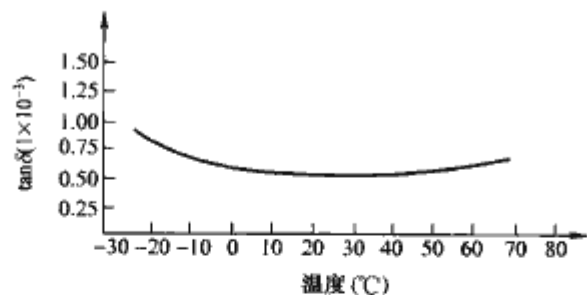


图 3.4-12 二芳基乙烷的  $\tan\delta$  与温度的关系

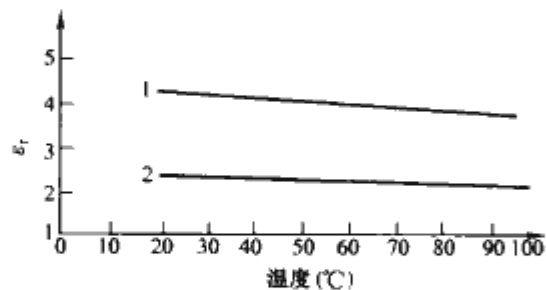


图 3.4-13 蓖麻油和烷基苯的  $\epsilon_r$  与温度的关系

### 1.3.3 气体介质

气体介质的特点是介质损耗角正切小，相对电容率稳定，特别适用于要求零损耗、高电容稳定性的压缩气体标准电容器中。目前在电力电容器中常用的气体介质有六氟化硫 ( $\text{SF}_6$ )、氮气和二氧化碳，其主要性能见表 3.4-6。

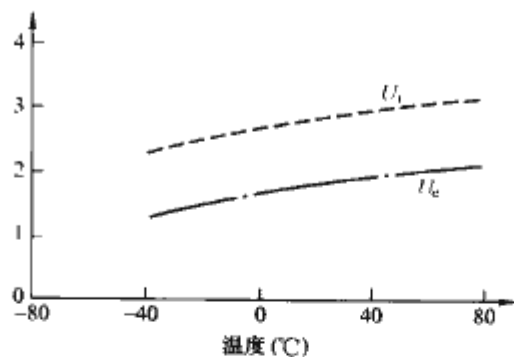


图 3.4-14 二芳基乙烷浸 2 层 15 $\mu$ mPP 膜介质的  $U_i$  和  $U_e$  与温度的关系

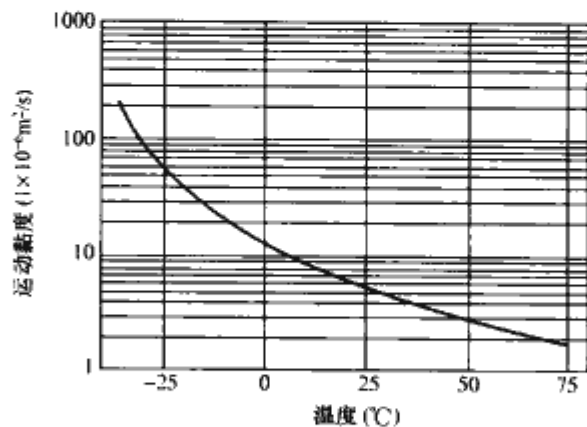


图 3.4-15 苄基甲苯的运动黏度与温度的关系

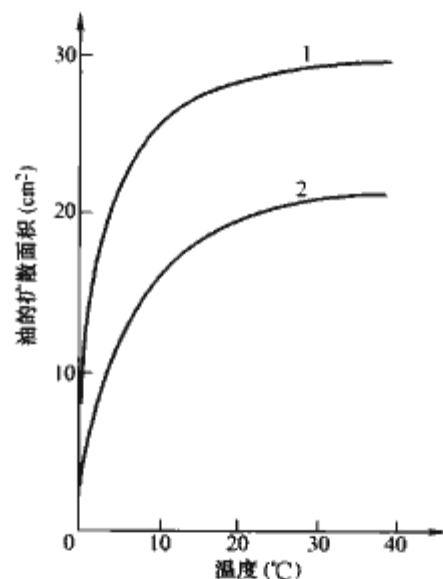


图 3.4-16 二芳基乙烷在聚丙烯膜表面上的扩散面积与时间的关系  
1—在粗化膜上；2—在光膜上

表 3.4-6 电力电容器常用的气体介质的性能

性能	六氟化硫	氮	二氧化碳
相对分子质量	146	28	44
密度 ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	6.1	1.25	—
沸点 ( $^{\circ}\text{C}$ )	-63.8	-195.6	-78.7
电容率	1.002 00	1.000 58	1.000 96

气体介质分子间的距离较大在交变电场的作用下其介质损耗角正切可视为零。气体介质的耐电强度与气压有关，随气压升高，气体介质的耐电强度开始增强较快，到一定气压后，耐电强度的增强变缓。例如，在同心圆柱形电极间的近似均匀电场中，当氮气的压力达到  $(15 \sim 20) \times 10^5 \text{ Pa}$ ，六氟化硫气体压力达到  $(6 \sim 8) \times 10^5 \text{ Pa}$  时，再增高气压，上述气体的耐电强度随气压升高的比率显著变小。因此，充  $\text{SF}_6$



气体的压缩气体标准电容器，其内部气压通常为  $(4\sim6) \times 10^5 \text{ Pa}$ ，充  $\text{N}_2$  压缩气体标准电容器的内部气压在  $(13\sim15) \times 10^5 \text{ Pa}$  的范围内。这时上述气体的耐电强度可达到  $10\sim12 \text{ V}/\mu\text{m}$ 。

使用  $\text{SF}_6$  气体时应注意以下事项：

(1) 电容器内部所有零部件必须经过充分的干燥，要严格防止外界水分的浸入，尽量不要采用含硅的材料，如硅橡胶密封件等。

(2) 要采用符合工业六氟化硫气体技术要求 (GB 12022) 的  $\text{SF}_6$ ，充气时应通过专用干燥器缓缓充入。

(3) 在长期使用中有可能产生有毒物质，因此，在换气或重新充气时要注意通风并采取一定的防范措施。

## 1.4 关键技术和发展方向

### 1.4.1 关键技术

(1) 电力电容器具有相当高的设计场强，介质中的任何杂质、金属微粒都会导致电容器失效。所以，对于电力电容器，清洁就是质量。在电力电容器的生产全过程，特别是心子、元件的生产过程中必须保持高度清洁。心子制造车间应采用全封闭、微正压、恒温、恒湿和空气净化措施。缩短从元件卷制到心子装箱的工艺时间是另一提高电力电容器产品质量的关键技术。

(2) 电力电容器所用箱壳、原材料、零部件的标准化是简化电力电容器设计程序，提高电力电容器工艺水平、产品质量、工作效率、降低成本的一项十分重要的关键技术。

(3) 精确、可靠地测定真空处理终点是实现电容器充分干燥、浸渍、保证电容器质量、缩短真空处理周期、提高设备利用率、节约能源的关键技术。

(4) 深入研究在不同场强、不同工况下电容器的损坏机理是在保证电容器可靠性的前提下大幅度提高电力电容器产品设计场强的技术基础。

(5) 电力电容器的密封性是其安全运行的基础，所以必须大力研究和提高电容器箱壳和绝缘子的焊接技术，确保出厂的电容器在运行中不出现渗漏。

(6) 自从在全膜电容器中取消引线片后，铝箔端部的焊接技术成了全膜电容器生产中的关键技术，对此必须下大力气对焊接机理、工艺、装备进行研究，确保焊接质量。

(7) 研究高压自愈式电容器的损坏机理和防护技术是发展高压自愈式电容器的关键。

### 1.4.2 发展方向

(1) 在保证可靠性、长寿命的前提下增大电容器的单台容量、降低单位容量电容器的重量和体积，降低电容器的生产成本和运行成本。

(2) 发展不燃或阻燃型电容器，以满足城市电网，特别是车站、机场、大楼等要害部门中变电设备无油化、阻燃、不燃的要求。

(3) 研制和生产安全、可靠、长寿命的高、低压并联电容器。

(4) 研制和生产高性能、长寿命、低电感的脉冲电容器，以满足高能物理、高电压技术、激光技术等领域的需要。

(5) 研制和生产  $1000\sim1500 \text{ kV}$  压缩空气标准电容器以满足我国高电压试验技术的要求。

(6) 紧跟国际潮流，研制和发展具有我国核心技术的光电式高电压、高精度电压互感器，GIS 电压互感器。

(7) 在电力电容器或成套装置中引入计算机信息处理技

术和电力电子技术。大力开发 SVC、有源滤波器等科技含量高的产品。

(8) 大力开发和研究直流输电用电力电容器及其成套装置。

## 2 并联电容器及其成套装置

### 2.1 并联电容器的无功补偿作用

连接在交流电力系统中的大部分电器均属于感性负荷，例如变压器、感应电动机、电抗器、荧光灯等，它们在电网中运行时除了需要从电网中得到一定的有功功率  $P$  外，还需要有一定的感性无功功率  $Q_L$  用来维持这些电器中的磁场。在表 3.4-7 中列出了某些感性负荷对感性无功功率  $Q_L$  的需求。

表 3.4-7 感性负荷对感性无功的需求

电器	对感性无功的需求
变压器	约 $0.05 \text{ kvar/kVA}$
感应电动机	约 $0.5\sim0.9 \text{ kvar/kW}$
荧光灯	约 $2 \text{ kvar/kW}$

并联电容器在交流电力系统中运行的时候为了在电容器的极板间建立相应的交变电场则需要有一定的容性无功功率  $Q_C$  来维持。因为电压  $U$  超前  $I_L 90^\circ$ ，所以设定  $U$  与  $I_L$  间的夹角  $+90^\circ$ ， $Q_L = I_L U \cdot \sin\varphi = I_L U$ ；而又因电压  $U$  落后  $I_C 90^\circ$ ，所以  $U$  与  $I_C$  间的夹角为  $-90^\circ$ ， $Q_C = -I_C U$  为一负值。这样，由电容器产生的无功功率  $Q_C$  正好可以抵消或供给感性负荷所需的无功功率。如图 3.4-17 和图 3.4-18a 所示，在并联电容器  $C$  接入该系统前，系统电源需向负荷输

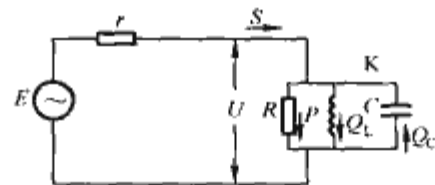


图 3.4-17 各种功率在电路中的分布

出有功功率  $P$  和无功功率  $Q_L$ ，系统向负荷输出的总的视在功率为  $S$ 。如果在此时合上图 3.4-17 中的开关  $K$  将并联电容器投入运行，如图 3.4-18 (b) 所示由并联电容器产生的与  $Q_L$  符号相反的容性无功功率  $Q_C$  就可以补偿掉部分  $Q_L$ ，

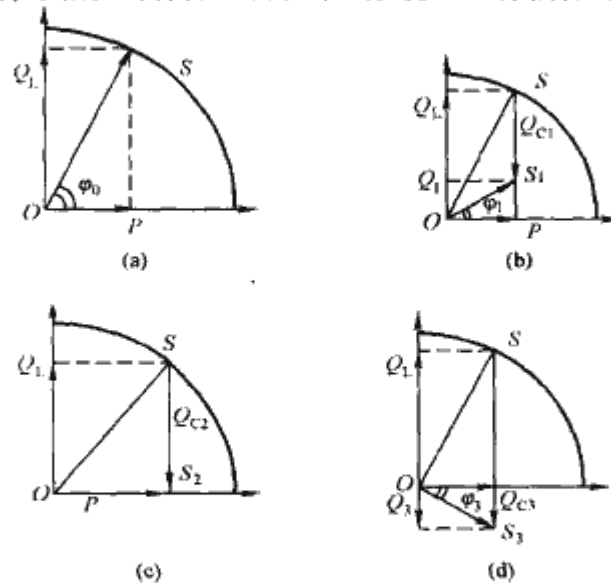


图 3.4-18 无补偿、欠补偿、全补偿、过补偿的矢量图

(a) 无补偿；(b) 欠补偿；(c) 全补偿；(d) 过补偿



使系统向负荷提供的无功功率由  $Q_L$  降低到  $Q_L$ ，系统的总输出也随之从  $S$  降到  $S_1$ ，负荷的功率因数从  $\cos\varphi_0$  提高到  $\cos\varphi_1$ 。上述这种用并联电容器的容性无功功率  $Q_C$  来补偿感性无功功率  $Q_L$  的过程通常就称为并联电容器的无功补偿。当用并联电容器对系统或负荷进行无功补偿时，若  $|Q_C| < |Q_L|$  为欠补偿，如图 3.4-18 (b) 所示。若  $|Q_C| = |Q_L|$  为全补偿，如图 3.4-18c 所示，这时系统仅输出有功功率  $P$ ， $\cos\varphi=1$ 。如果投入并联电容器的容量  $|Q_C| > |Q_L|$ ，这时如图 3.4-18 (d) 所示。系统向负荷输送的无功功率  $Q_3 < 0$ ，即电容器向系统倒送无功功率，系统的输出从全补偿时的  $P$  升高到  $S_3$ ，功率因数从 1 降到  $\cos\varphi_3$ 。这种接入系统的并联电容器的容量大于系统所需无功容量的工况，通常就称之为并联电容器的过补偿。这种过补偿不但会增大电容器的设备投资，还会增大线损，使感应电动机发生自激磁造成电机损坏，是应该避免的。

## 2.2 壳式高压并联电容器

### 2.2.1 结构

壳式高压并联电容器是一种在标称电压 1kV 以上交流电力系统中应用最为广泛，数量最多的电力电容器。它通常为油浸式，主要由元件、绝缘件、连接件、内放电电阻、出线套管和由 1~2mm 薄钢板制成的矩形箱壳构成。在壳式高压内熔丝并联电容器中，在每个元件前还串联有内部熔丝。按电容器中内部元件排列方式的不同，壳式高压并联电容器的内部结构又可分为图 3.4-19 (a) 所示的元件立放结构和同图中图 3.4-19 (b) 所示的元件平放结构两种。在元件立放结构中的元件长度较长，单个元件的容量较大，极间介质和铝箔的利用率较高，单台电容器中的元件数较少，元件前通常不串有内部熔丝。内部放电电阻接在图 3.4-24 所示的引出线之间。而元件平放结构的优点是不同容量电容器中元件的长度、所用极间介质和铝箔的宽度都相同，适于进行标准化批量生产，单台电容器中的元件数量较多有利于内部熔丝的设计和准确动作。我国大容量高电压壳式并联电容器大部分采用元件平放结构。与箱式和集合式高电压并联电容器相比，壳式高压并联电容器的单台容量、体积和重量均较小，可根据实际需要组成不同容量、不同电压等级的电容器组。更主要的是壳式高压并联电容器单位千乏电容器消耗的原材料小，另外，其重量轻、体积小、电容器中各种零部件的标准化程度高，适于批量生产，且质量稳定、经济性好，是目前国内外高电压并联电容器的主流结构形式。

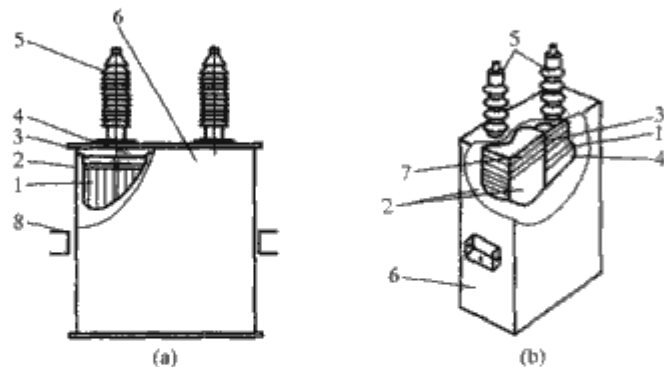


图 3.4-19 壳式电容器的外形及内部结构

(a) 内部元件立放结构；(b) 内部元件平放结构

1—元件；2—绝缘件；3—连接件；4—放电电阻；

5—套管；6—箱壳；7—内熔丝；8—吊攀

壳式高压并联电容器中的元件、绝缘件和电容器心子制造、试验和装配等都必须要在空气洁净度、温度和湿度条件

达到工艺要求的环境中进行。对装配好的电容器在封口前需进行真空干燥和浸渍处理、除去残存在电容器内部间隙和介质中的水分和空气，然后用预先经过干燥、脱气及净化处理的绝缘油，在保持高真空的条件下对电容器进行浸渍，使洁净的绝缘油充满整个电容器内部的各个间隙，并渗入介质内部，达到充分浸渍。为了防止电容器在低温条件下内部出现负压，电容器箱壳封口需等电容器内部温度降到规定温度之后，在电容器箱壳内部保持一定油压的条件下进行。

### 2.2.1.1 元件

元件是电容器的基本单元，壳式高压并联电容器中的元件通常由 4~6 张薄膜介质与每 2 张铝箔如图 3.4-20 所示相互重叠配置后绕卷、压扁而成。

在图 3.4-20 (b)、图 3.4-20 (d) 所示分别为缩箔、插引线片的元件结构。这种结构的元件极板利用率高、生产工艺简单，由于在铝箔边缘常具有在机械切割过程中形成的肉眼看不见的毛刺和尖角，在过电压的作用下，在毛刺和尖角处较易发生局部放电。为了防止电容器发生早期损坏，采用这种元件结构的电容器通常只能在较低的场强下运行。

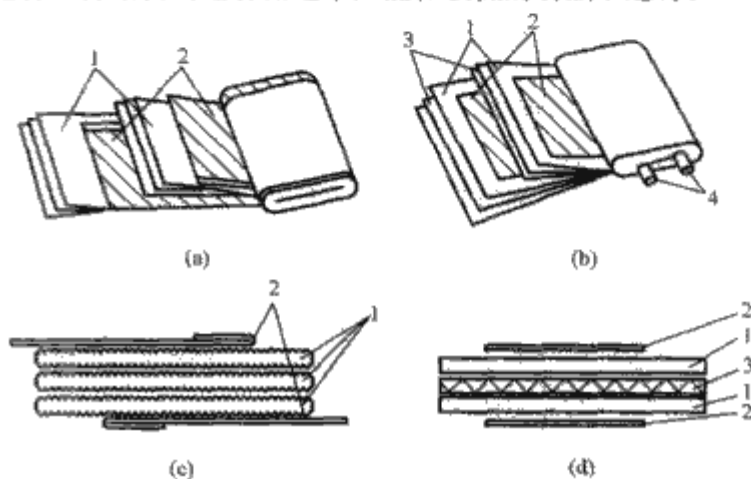


图 3.4-20 箔式电容器的元件结构

1—薄膜；2—铝箔；3—电容器纸；4—引线片

(a) 铝箔突出折边结构；(b) 缩箔插引线片结构；

(c) 铝箔突出折边结构；(d) 缩箔插引线片结构

铝箔突出折边结构是针对缩箔插引线片结构的缺点而提出的一种新型结构，其特点如图 3.4-20 (a)、图 3.4-20 (c) 所示，上、下两张铝箔分别向一边突出于固体介质之外，铝箔的另一边则向内折边，并处于固体介质层内。这样不但消除了铝箔边缘的毛刺和尖角，而且还增加了铝箔的边缘厚度，从而改善了极板边缘的电场分布，使电容器元件的起始局部放电场强  $E_i$  和熄灭局部放电场强  $E_e$  均得到较大幅度的提高。在图 3.4-21 和图 3.4-22 中分别列出了在由两层

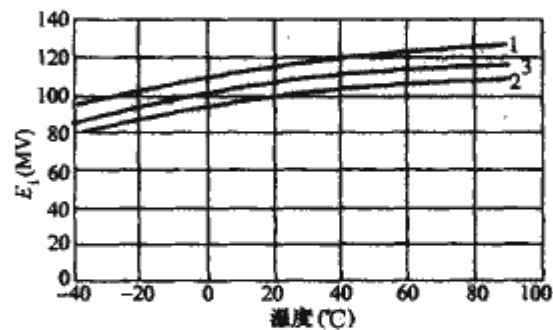


图 3.4-21 电容器元件的起始局部放

电场强  $E_i$  与温度的关系

曲线 1—铝箔突出折边结构的元件；

曲线 2—是铝箔突出不折边元件；

曲线 3—激光切割铝箔元件



15 $\mu$ mPP膜浸M/DBT绝缘油的电容器元件上测得的 $E_i$ 与温度的关系和 $E_c$ 与温度的关系,其中曲线1是铝箔突出折边结构的元件,曲线2是铝箔突出不折边元件。从图中可以看出铝箔折边可以提高元件的起始局部放电场强 $E_i$ 15%~20%,熄灭局部放电场强 $E_c$ 15%~25%,其中低温下的 $E_c$ 和 $E_i$ 的提高尤为显著。采用激光切割铝箔可以减少铝箔边缘的毛刺和尖角,因而用激光切割铝箔,其 $E_c$ 和 $E_i$ 略高于用机械切割铝箔绕制的元件,但仍低于采用折边铝箔的元件,且激光切割铝箔的价格远高于机械切割铝箔,所以在全膜介质电容器中通常采用铝箔突出折边的元件。为了达到充分浸渍、采用粗化膜作介质,在铝箔与薄膜、薄膜与薄膜之间应留有适当的间隙,防止浸渍后薄膜溶胀堵塞油隙。

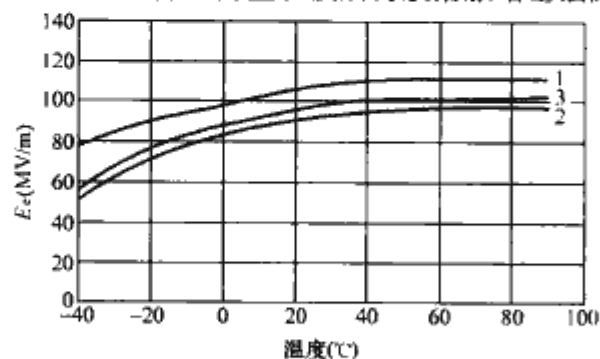


图 3.4-22 电容器元件的熄灭局部放电场强  $E_c$  与温度的关系  
曲线 1—铝箔突出折边结构的元件;  
曲线 2—是铝箔突出不折边元件;  
曲线 3—激光切割铝箔元件

### 2.2.1.2 内部绝缘和电气连接

在电容器内部的元件之间、串联段之间和心子与箱壳之间都设有由电缆纸、绝缘纸板或塑料薄层制成的绝缘件,使相互间达到技术条件规定的绝缘水平,并使心子完成装配后达到预定的尺寸和松紧度。

为了使电容器具有额定容量,能在额定电压下可靠运行,元件之间必须按设计要求进行电气连接。图 3.4-23 是内部无熔丝壳式高压并联电容器的电气连接示意图的例子,图 3.4-24 是内部有内熔丝的壳式高压并联电容器的电气连

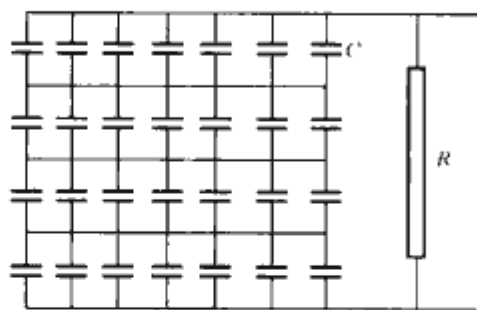


图 3.4-23 内部无内熔丝的壳式高压并联电容器的电气连接示意图例  
R—内放电电阻; C—元件电容

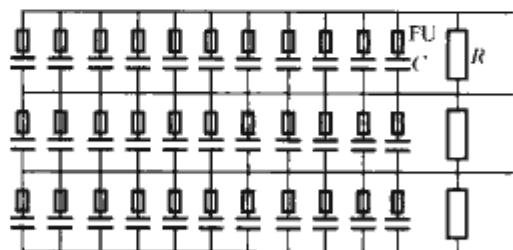


图 3.4-24 内部有内熔丝的壳式高压并联电容器的电气连接示意图例  
R—内放电电阻; C—元件电容; F—内熔丝

接示意图的例子。两图中的内放电电阻 R 用于释放电容器脱离电网后残存在电容器中的电荷。内部有内熔丝的高电压并联电容器在实际运行中一旦内部有熔丝动作,在电容器内部就会产生通过引出线之间的放电回路无法释放的“陷阱电荷”,为了及时释放这些“陷阱电荷”需在内部熔丝高电压并联电容器内部的每个元件串联段上,如图 3.4-24 所示并联一个放电电阻 R。这种结构的内放电电阻在内部熔丝电容器运行时起释放因内部熔丝动作产生的“陷阱电荷”的作用,在内部熔丝电容器脱离电网后又起释放电容器上的残余电荷的双重作用。

### 2.2.1.3 箱壳与套管

壳式高压并联电容器的箱壳如图 3.4-19 所示,为直角平行六面体。为了适应标准化批量生产和安装方便的需要,箱壳的长度在许多国家都是统一的。例如在俄罗斯箱壳长度均统一为 380mm,在美国和欧洲箱壳长度均统一为 343mm (13.5in)。箱壳通常用 1~2mm 的薄钢板或不锈钢板制成,其主要作用是保护电容器内部的零部件及介质不受外界大气的污染,保持整台电容器的密封性。电容器在运行中产生的热量也要靠箱壳表面散发到周围大气中去。为了降低电容器在实际运行时的温升,单位千乏电容器箱壳的散热面积应尽可能大。电容器在实际运行中内部介质的体积还会随着温度的变化而变化,所以电容器的箱壳还应随着电容器内部介质体积的变化发生一定的弹性变形。如图 3.4-19 所示在电容器箱壳的顶部装有供出线用的套管,套管应根据电容器的电压等级、输出容量、电容器安装地点的海拔高度、空气湿度、污秽等级等因素来选择。双套管电容器的两个出线是通过安装在电容器箱壳顶部的两个对壳绝缘的套管引出的,而单套管电容器的两个出线只有其中的一个是通过壳绝缘的套管引出的,而另一个出线则通过接壳的方式从箱壳的接线端引出。

### 2.2.2 额定值和主要性能

#### 2.2.2.1 额定电压

我国壳式高电压并联电容器的额定电压有:1.05、3.15、6.6/ $\sqrt{3}$ 、6.3、10.5、11/ $\sqrt{3}$ 、11、12/ $\sqrt{3}$ 、12、19kV。另外根据用户需要,也可以向用户提供 1~25kV 范围内的其他额定电压的电容器。6.3kV 和 11/ $\sqrt{3}$ kV 两者的额定电压值基本相同,但前者的绝缘等级为 6kV 级,后者的绝缘等级为 10kV 级。

#### 2.2.2.2 额定容量

壳式高电压并联电容器大部分都是单相电容器,其单台容量有:30、50、100、200、334、500、800、1000kvar 等。根据用户需要,也可以向用户提供 1000kvar 以下其他单台容量的电容器。

#### 2.2.2.3 电容偏差

在 GB/T11024.1《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器》第 1 部分中规定,电容器单元的电容与额定电容的差应不超-5%~+15%。三相单元中任意两个线路端子间测得的电容的最大值和最小值之比应不超过 1.08。

#### 2.2.2.4 损耗角正切 ( $\tan\delta$ )

电容器的损耗角正切与所用的介质材料、制造工艺密切相关。在图 3.4-25 中列出了不同介质对电容器  $\tan\delta$  的影响。对电容器  $\tan\delta$  的要求由制造厂和购买方协商确定。全膜介质电容器的  $\tan\delta$  通常不大于  $(1\sim5)\times 10^{-4}$ 。

#### 2.2.2.5 极间介质的电气强度

为使壳式高压并联电容器在电网中能安全可靠地运行,

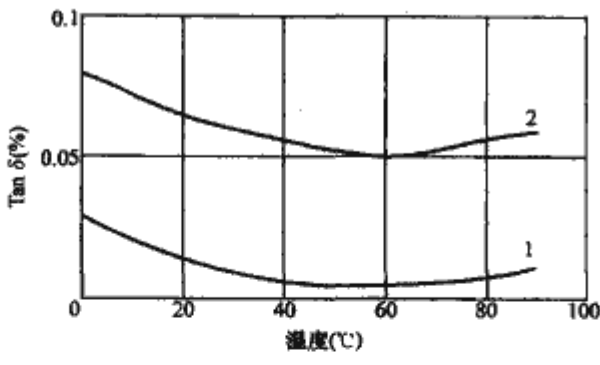


图 3.4-25 电容器的  $\tan\delta$  值与温度的关系  
1—油浸全聚丙烯薄膜介质；  
2—油浸二膜一纸介质

每台电容器在出厂前都必须能经受住工频交流  $2.15U_N$  或直流  $4.3U_N$  历时 10s 的试验电压。试品在验收时，如需检验电容器的极间介质的电气强度，试验电压应取出厂试验值的 75% 或更低。

2.2.2.6 过负载能力

壳式高压并联电容器应具有一定的耐受过负载的能力，应允许在运行中出现表 3.4-8 所示的电压水平。必须指出的是，表 3.4-8 中给出的，高于  $1.15U_N$  的过电压是以在电容器整个寿命内发生不超过 200 次为前提确定的。

表 3.4-8 运行中允许的电压水平

型式	电压因数 $\times U_N$ (方均根值)	最大持续时间	说 明
工频	1.00	连续	电容器运行任何期间内的最高平均值。在运行期间内出现小于 24h 的例外情况采用如下规定
	1.10	每 24h 中 8h	系统电压调整与波动
	1.15	每 24h 中 30min	系统电压调整与波动
	1.20	5min	轻负荷下电压升高
	1.30	1min	
工频 加谐波	使电流不超过 1.3 倍该单元在额定正弦电压和额定频率下产生的电流		

再投入运行之前电容器上的剩余电压不超过额定电压的 10% 和在切合电容器时产生的过渡过电压的第一峰值不超过  $2\sqrt{2}$  施加电压（方均根值），持续时间不大于 1/2 周波条件下，电容器每年可切合 1000 次（相应的过渡过电流峰值可达  $100I_N$ ）。

电容器单元应能在电流方均根值为 1.3 倍该单元在额定正弦电压和额定频率下产生的电流下连续运行，过渡过程除外。由于实际电容最大可达  $1.15C_N$ ，故最大电流可达  $1.5I_N$ 。这些过电流的倍数是考虑到谐波和  $1.1U_N$  及以下的过电压共同作用的结果。

2.2.2.7 绝缘水平

对地绝缘（三角形连接或中性点绝缘的星形连接）的电容器，如果其所有端子对壳绝缘，箱壳接地，则其套管和端子对壳的绝缘应具有表 3.4-9 所示的与该电容器拟接入系统的标称电压（方均根值）相对应的绝缘水平。

对地绝缘的电容器，如果在运行中其箱壳是对地绝缘的，则其套管和端子对壳的绝缘应耐受 2.5 倍额定电压的交流电压。

中性点接地的电容器，其套管和端子对壳应耐受 2.5 倍额定电压的交流电压。

当电容器单元端子与外壳间的交流电压试验是以额定电

压为依据时，试验电压应按式计算

$$U_t = 2.5U_N n$$

式中： $U_t$  为工频试验电压； $U_N$  为电容器串联单元的额定电压； $n$  为相对于外壳连接电位的串联单元数。

表 3.4-9 绝缘水平 kV

系统标称电压（方均根值）	设备最高电压 $U_m$ （方均根值）	额定雷电冲击耐受电压（峰值）	额定操作冲击耐受电压（峰值）	额定短时工频耐受电压（干试与湿试）（方均根值）
3	3.5	40	—	18/25
6	6.9	60	—	23/30
10	11.5	75	—	30/42
15	17.5	105	—	40/55
20	23.0	125	—	50/65
35	40.5	185	—	80/95
66	72.5	325	—	140
		350	—	160
110	126	450	—	185/200
220	252	850	—	360
		950	—	395
330	363	1050	850	460
		1175	950	510
500	550	1425	1050	630
		1550	1175	680
		1675	—	740

注 1. 对同一设备最高电压给出两个绝缘水平者，在选用时应考虑电网结构及过电压水平、过电压保护装置的配置及其性能、可接受的绝缘故障等。  
2. 斜线下的数据为外绝缘的干耐受电压。

2.3 箱式和集合式高电压并联电容器

2.3.1 箱式高电压并联电容器

箱式高电压并联电容器（以下简称箱式电容器）是一种将多个电容器心子组装在一个由厚钢板制成的大箱壳中构成的特大容量的高压并联电容器，其结构示意图如图 3.4-26 所示。在箱体的上部有三个高压出线套管，说明它是一台三相电容器。

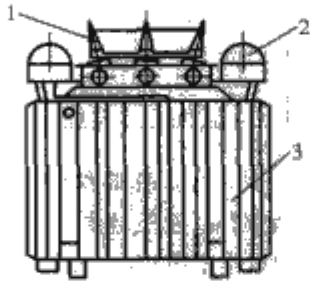


图 3.4-26 箱式电容器结构示意图  
1—出线套管；2—油补偿器；3—箱体

此种结构的电容器因为其箱体是刚性的，所以在箱体的上部还设有两个油补偿器，用来补偿因温度变化引起的箱体内油体积的变化。在箱体内部的上部还设有放电线圈。供电容器脱离电网后释放电容器内的残余电荷及继电保护、电压测量之用。

箱式电容器是一种只有在日本大量生产和使用的高电压并联电容器，它的特点是单台容量大、电压等级高、占地面



积小，较适于像日本这样的地区使用。图 3.4-26 为一台额定电压 66kV、三相、20 000kvar 的落地型箱式电容器。此种大型箱式电容器内部结构复杂，对原材料质量、加工工艺要求很高。在电容器内无内熔丝，在运行中一旦个别元件击穿，就有可能导致整台电容器退出运行。所以，这种箱式电容器的额定场强选得较低，单位千乏电容器消耗的原材料较多，成本和价格均较高。

目前，我国根据用户需要也可生产箱式高压并联电容器，其结构示意图如图 3.4-27 所示。在这种高压箱式并联电容器的箱体内部也含有多个有全膜电容器元件组成的心子、在每个元件前均串联了一根内部熔丝。在运行过程中，即使有个别元件发生击穿，内熔丝动作，故障元件可及时被切除，整台电容器仍可继续运行。在电容器箱体内部设有油补偿器，用以补偿内部液体介质因温度变化引起的体积变化。

在表 3.4-10 中列出了我国生产的部分箱式高压并联

电容器的技术参数。表中的内部接线结构Ⅲ是指在箱体内部有三个独立的电容串，每个独立的电容串通过引出线及与箱壳绝缘的套管引出，每台上述结构的箱式电容器的顶部共有 6 个出线套管。

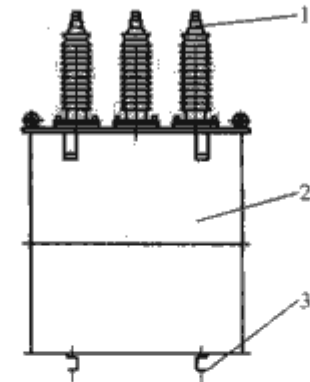


图 3.4-27 箱式电容器结构示意图  
1—出线套管；2—箱体；3—槽钢

表 3.4-10 国产部分箱式高压并联电容器的技术参数

型 号	额定电压 (kV)	额定容量 (kvar)	额定电容 (μF)	内部接 线结构	外形尺寸 (L×W×H, mm×mm×mm)	安装尺寸 (C×D, mm×mm)	重量 (kg)
BAM6.6/√3-600-1×3W	6.6/√3	600	3×43.8	Ⅲ	694×385×888	286×280	182
BAM6.6/√3-900-1×3W	6.6/√3	900	3×65.8	Ⅲ	694×485×1068	286×385	254
BAM38.5/√3-1200-1×3W	6.6/√3	1200	3×2.578	Ⅲ	1590×1000×1490	820×940	1050
BAM38.5/√3-1800-1×3W	38.5/√3	1800	3×3.876	Ⅲ	1590×1000×1490	820×940	1400
BAM38.5/√3-2400-1×3W	38.5/√3	2400	3×5.154	Ⅲ	1590×1000×1700	820×940	1618
BAM38.5/√3-3000-1×3W	38.5/√3	3000	3×6.442	Ⅲ	1650×1000×1700	820×940	1981
BAM38.5/√3-3600-1×3W	38.5/√3	3600	3×7.731	Ⅲ	1660×1050×1700	820×940	2237
BAM38.5/√3-4000-1×3W	38.5/√3	4000	3×8.591	Ⅲ	1660×1050×1700	820×990	2340
BAM38.5/√3-4800-1×3W	38.5/√3	4800	3×10.3	Ⅲ	1590×1000×2400	820×990	2794
BAM38.5/√3-5000-1×3W	38.5/√3	5000	3×10.74	Ⅲ	1590×1000×2400	820×940	2900
BAM38.5/√3-5400-1×3W	38.5/√3	5400	3×11.6	Ⅲ	1590×1000×2400	820×940	3132
BAM38.5/√3-6000-1×3W	38.5/√3	6000	3×12.9	Ⅲ	1870×1200×2400	820×1100	3710

2.3.2 集合式高压并联电容器

集合式高压并联电容器（以下简称集合式电容器）是一种只有在我国大量生产和大量使用的大容量高压并联电容器。其结构示意图如图 3.4-28 所示。其外形与箱式电容器相似，都有一个由厚钢板制成的大箱体，在箱体的顶部装有出线端子。与箱式电容器不同的是，在集合式电容器箱体内部不是多个电容器心子，而是多台内部电容器单元（简称内单元）。因而集合式高压并联电容器实质上是 1 组或 3 组（三相电容器）集装在箱体内部的内单元电容器组。在这些内单元中的每个元件通常都串联一根内熔丝。在运行中如果有

某个元件发生击穿故障，与其串联的内熔丝就会及时限流开断故障元件，从而保证整台集合式电容器仍可正常运行。

在集合式电容器的箱体内部充满符合标准要求的电气绝缘油（充油式）或干燥的绝缘气体（充气式）。箱体中的实际油位可从位于箱体上部储油柜上的油位计直接读出。当集合式电容器处于其温度类别的下限温度，且未投运时，在油位计上应仍有油面可见。在油位计上设有一 30、20、40℃ 的三个油位标记，分别表示通电的电容器内的油温达到上述相应温度时的油位。浸在箱体内绝缘油中的内单元的出线套管的爬电距离和高度通常可小于暴露在大气中的相应电压等级的套管的爬电距离和高度。

集合式高压并联电容器的绝缘水平，极间耐压和极对箱体的电压试验均应符合 GB/T11024.1—2001 中相应条目的要求。例如：三相集合式高压并联电容器如果以中心点不接地星形接线直接进入标称电压 1kV 以上的电力系统，且箱体接地（落地安装），则该电容器的与箱体绝缘的所有线路端子与箱体之间以及相与相之间均应具有表 3.4-9 所示的与接入系统的标称电压（方均根值）相对应的绝缘水平。如果该三相集合式高压并联电容器是安装在绝缘台架上，箱体对地绝缘，则与箱体绝缘的所有线路端子与箱体之间的绝缘只需耐受 2.5U<sub>N</sub> 的工频电压，而相与相间的绝缘水平仍应符合表 3.4-9 的要求。所以对于拟接入 66kV 及以上交流电力

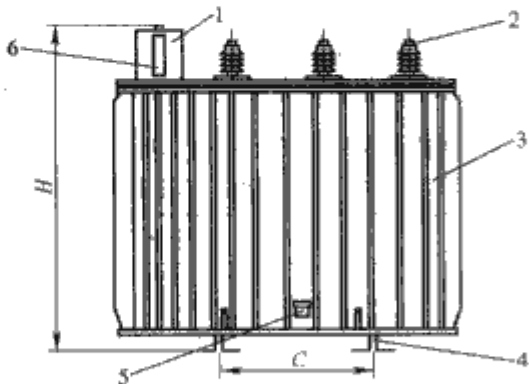


图 3.4-28 集合式电容器结构示意图  
1—储油柜；2—出线套管；3—箱体；  
4—脚；5—放油阀；6—油位计

系统，并安装在绝缘台架上的集合式高压并联电容器，从经济和技术角度出发以采用单相结构为好。

2.4 自愈式低电压并联电容器

自愈式低电压并联电容器是一种在极间介质发生击穿时，击穿点周围的金属化电极层就会迅速蒸发，自动恢复电容器性能的低电压并联电容器。在这种电容器中因为采用蒸发在介质层上的金属化层作电极，所以也称为金属化电容器。自愈式低电压并联电容器（以下简称自愈式电容器）主要在标称电压 1kV 及以下交流电力系统中用于改善功率因数。

2.4.1 结构

自愈式电容器有多种结构形式，如图 3.4-29 所示。图 3.4-30 为多个电容单元构成的组合式电容器。

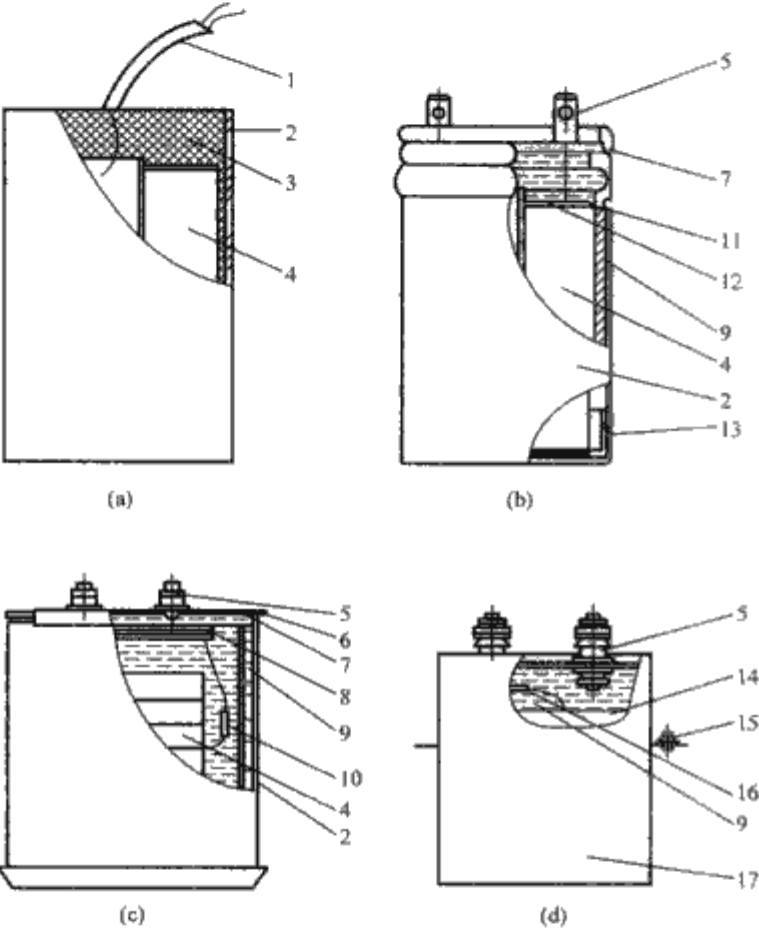


图 3.4-29 自愈式电容器结构示意图

- (a) 干式塑壳结构；(b) 油浸圆筒铝壳结构；  
(c) 油浸方形塑壳结构；(d) 油浸方形金属壳结构  
1—引出线；2—塑料壳；3—灌封料；  
4—元件；5—端子；6—密封件；7—盖；  
8—电感线圈；9—浸渍剂；10—温度断路器；  
11—连接线；12—上衬；13—下衬；14—心子；  
15—接地端子；16—放电电阻；17—金属壳

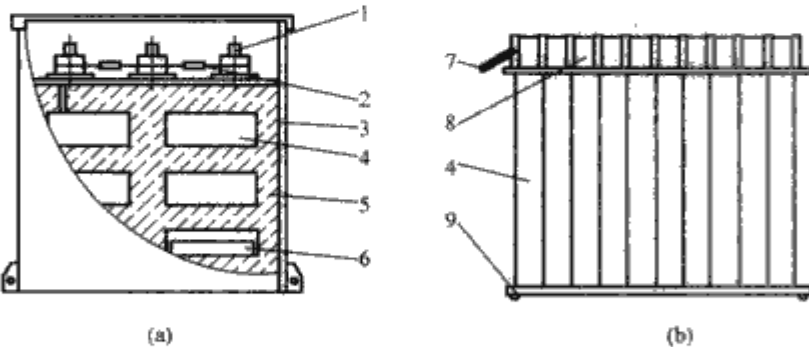


图 3.4-30 组合式电容器结构示意图

- (a) 内部组合式；(b) 外部组合式  
1—端子；2—放电电阻；3—外壳；4—内单元；5—蛭石；  
6—散热片；7—引出电缆；8—保护罩；9—底座

元件是组成自愈式电容器的基本单元。由图 3.4-31 所示，自愈式电容器的元件通常是由两张单面金属化双轴定向聚丙烯薄膜在心轴上用专用卷绕机绕卷而成。

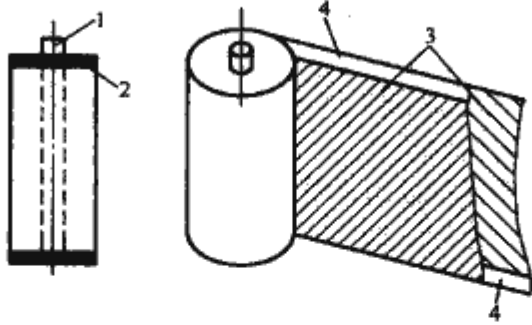


图 3.4-31 自愈式电容器的元件结构示意图

1—心轴；2—喷金层；3—金属化层电极；4—薄膜

2.4.2 介质和极板

2.4.2.1 介质

自愈式电容器中的固体介质主要采用 6~12μm 厚的表面经过电晕处理的自愈式电容器专用聚丙烯薄膜。自愈式电容器用聚丙烯薄膜的主要性能见表 3.4-11。用于灌注自愈式电容器用的绝缘油必须具有优良的相容性。常用的绝缘油有蓖麻油、菜籽油、硅油等，金属化膜在这些油中长期浸泡不会发生显著溶胀和金属化层脱落。在干式或半干式自愈式电容器中则常充入 SF<sub>6</sub> 气体、树脂或灌封蜡。

表 3.4-11 自愈式电容器用聚丙烯薄膜的性能

项 目		性 能	
直流击穿场强 (DC, MV·m <sup>-1</sup> )	膜厚 (μm)	平均值	最小值
	4≤d<8	≥370	≥250
	8≤d≤10	≥400	≥300
	10<d≤12	≥470	≥370
体积电阻率 (Ω·cm)		≥1.0×10 <sup>16</sup>	
tanδ		≤3.0×10 <sup>-4</sup>	
ε <sub>r</sub>		2.2±0.2	
湿润张力 (mN·m <sup>-1</sup> )		≥33	

2.4.2.2 极板

自愈式电容器的极板是在高真空状态下蒸发在聚丙烯薄膜上的金属化层，其厚度仅为 0.01~0.02μm。极板材料主要是铝和锌。铝金属化膜在大气中会在表面生成一层紧密的氧化铝保护层，所以在大气中允许储存的时间较长。而锌金属化膜在大气中容易被氧化，所以在大气中允许储存的时间较短，往往需要在真空包装的条件下储存。而在运行的过程中由铝金属化膜制成的电容器的年电容损失率却又高于用锌金属化膜制成的电容器。铝锌复合金属化膜是继上述两种金属化膜之后出现的一种性能较好的金属化膜。在表 3.4-12 中列出了上述 3 种金属化膜在大气中的允许存放时间和这三种金属化膜制成的电容器的年电容损失率—ΔC/C (%)。

表 3.4-12 金属化膜在大气中的允许存放时间和用以制成的电容器的年电容损失率

项 目	锌金属化膜	铝金属化膜	铝锌复合金属化膜
在大气中的允许存放的时间 (d)	3~6	90~180	100~120
电容器在运行中的年电容损失率—ΔC/C (%)	<1	2~4	0.6~1.2

金属化膜上金属化层的厚度是至关重要的，过厚会影响其自愈性能，过薄会使自愈式电容器的电容损失率和损耗功



率增大。金属化层的厚度通常用方阻表示,铝金属化层的方阻应控制在(2~4)  $\Omega/\square$ ,锌金属化层则应控制在(4~6)  $\Omega/\square$ 的范围内,铝和锌金属化层的厚度与方阻的关系和图 3.4-32 所示。方阻的测量和计算可分别按图 3.4-33 和式 (3.4-9) 进行

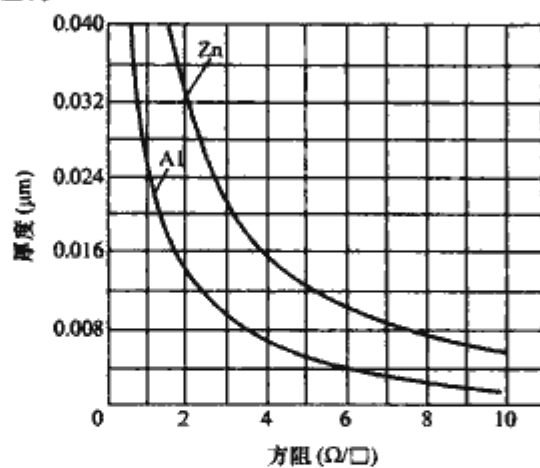


图 3.4-32 铝和锌金属化层厚度与方阻的关系

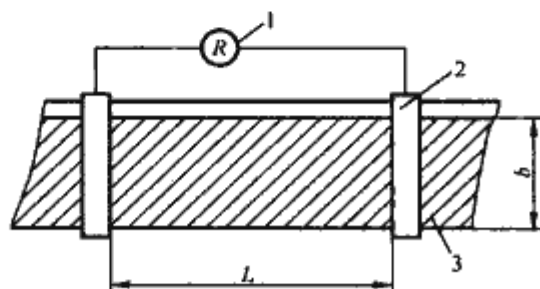


图 3.4-33 金属化层方阻测量方法示意图  
1—电阻表；2—测量电极；3—金属化层  
 $L$ —电极间的距离； $b$ —金属化层的宽度

$$R_s = \frac{Rb}{L} (\Omega/\square) \quad (3.4-9)$$

式中： $R_s$  为方阻， $\Omega/\square$ ； $R$  为实测电阻， $\Omega$ ； $b$  为金属化层宽度，mm； $L$  为金属化层测量长度，mm。

自愈式电容器的介质与极板根据需要可构成多种组合形式，常用的组合形式如图 3.4-34 所示。

为了将自愈式电容器的极板引出，在自愈式电容器元件的两个端面需喷涂熔融状态的金属。铝金属化膜元件采用纯度为 99.99% 以上的纯铝或铝锡为主的合金喷涂。锌金属化膜元件则采用铝（质量百分数为 60%）锡（质量百分数为 40%）合金或纯度为 99.99% 的锌喷涂层。为了增强喷涂与连接导线间的钎焊强度，在有的元件端面还喷第 2 层含锡量为 90% 的锡、锑、铜合金。在图 3.4-35 中列出了自愈式电容器元件中的金属化极板与端面喷金层的连接状况。



图 3.4-34 自愈式电容器介质与极板的常用组合形式

(a) 普通型；(b) 边缘加厚型；(c) 两串型；(d) 三串型

在图 3.4-34 (b) 中所示的边缘加厚型金属化极板可增强金属化极板与喷金层的接触，降低接触电阻，增强自愈式

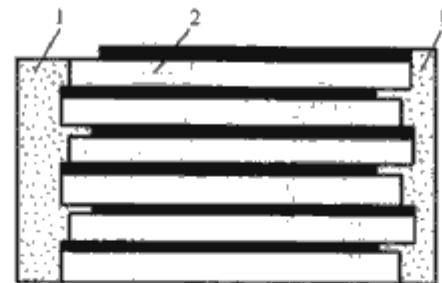


图 3.4-35 金属化极板与端面喷金层的连接状况  
1—喷金层；2—金属化极板

电容器的抗涌流能力。

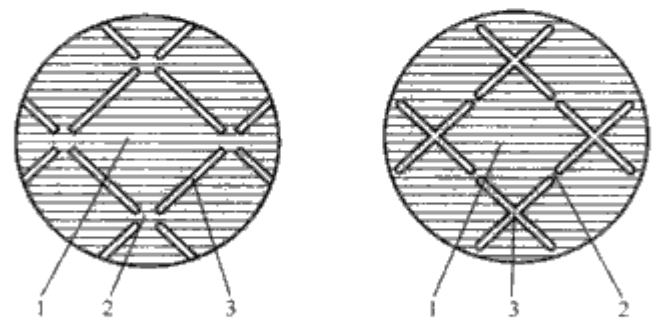


图 3.4-36 金属化安全膜

1—电极单元；2—狭窄通道；3—绝缘间隙

在图 3.4-36 中列出了两种金属化安全膜的图案。在这种安全膜的金属化层上留有一定图案的绝缘间隙，从而把金属化电极分隔成许多小电极，在这些小电极之间通过狭窄通道相互连接。如果在某个小电极区发生介质击穿，四周的小电极就会通过狭窄通道向该小电极放电，将在狭窄通道上的金属化层蒸发，使该小电极与其他小电极隔离，有效地阻止电弱点对电容器破坏的扩展和自愈不良现象的出现，提高电容器的安全性。但这种安全膜的利用率较低、 $\tan\delta$  较大、价格较高，目前还没有大量推广使用。

#### 2.4.3 过压力隔离器及温度断路器

为了防止自愈式电容器在运行的过程中因内部故障引起外壳爆裂和二次事故，通常在自愈式电容器内部应设有防爆器件。

##### 2.4.3.1 外壳防爆槽

适用圆筒形铝外壳的自愈式电容器的保护。当自愈式电容器因内部故障使铝筒内的压力增大到设定值时，导线被拉断，故障电容器退出运行，防止了事故的扩大。其结构和动作原理如图 3.4-37 (a)、(b) 所示。

##### 2.4.3.2 压力防爆片

适用于矩形外壳的自愈式电容器，如图 3.4-37 (c)、(d) 所示，当电容器内部因故障而使压力增大时，箱壳向外膨胀，固定在箱壳两侧面上的防爆片被拉断，使故障电容器脱离电网。

##### 2.4.3.3 温度断路器

如图 3.4-37 (e) 和图 3.4-37 (f) 所示，在单元或元件的连接线中串接了一个温度断路器，当电容器或元件内部因故障使电容器内部温度超过规定值时，温度断路器动作，使故障电容器或元件脱离电网，退出运行。

##### 2.4.3.4 元件计算

极板有效长度可用式 (3.4-10) 进行计算

$$L = \frac{Cd}{3700B} \times 10^5 (\text{m}) \quad (3.4-10)$$

式中： $C$  为元件电容， $\mu\text{F}$ ； $d$  为薄膜层厚度， $\mu\text{m}$ ； $B$  为介质有效宽度，mm。

元件外径  $D_s$  可用式 (3.4-11) 进行计算

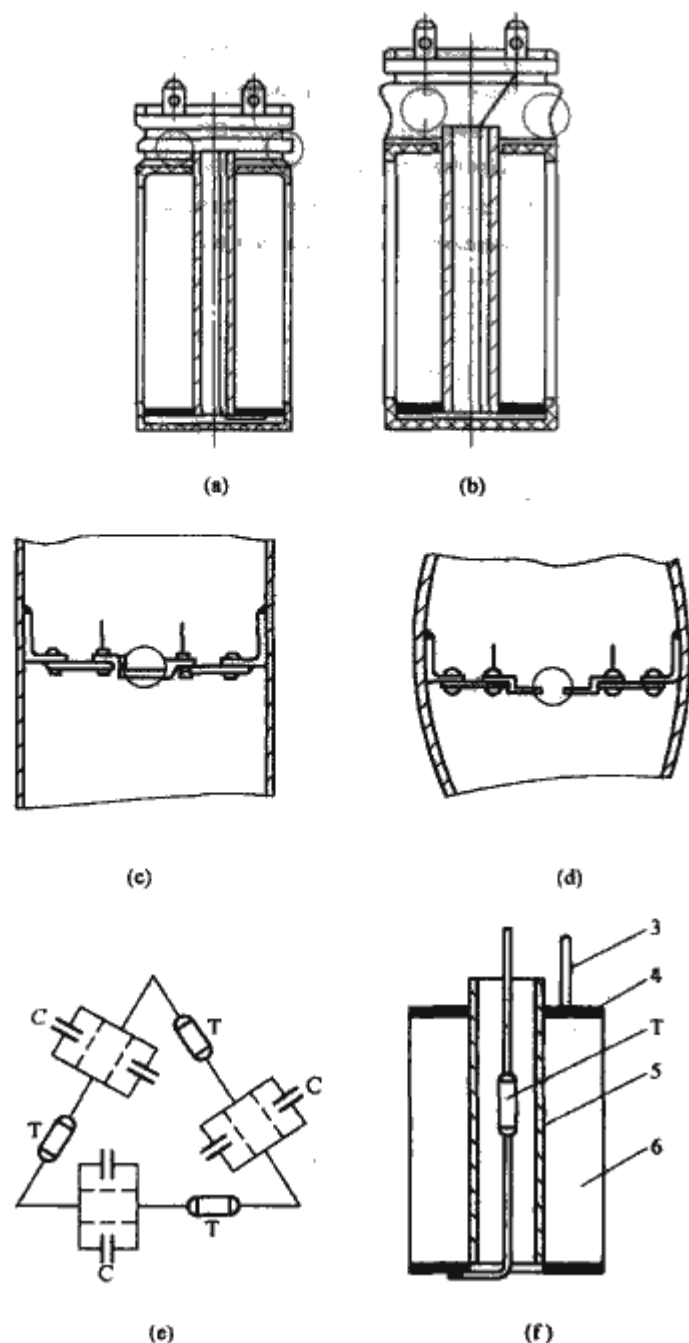


图 3.4-37 保护器件

- (a) 防爆槽型 (动作前); (b) 防爆槽型 (动作后);  
 (c) 防爆片型 (动作前); (d) 防爆片型 (动作后);  
 (e) 单元温度保护型; (f) 元件温度保护型  
 1—动作前; 2—动作后; 3—引出线; 4—喷金层;  
 5—心轴; 6—金属化膜;  
 C—电容器; T—温度断路器

$$D_s = 1.128 \sqrt{2dL + \frac{\pi}{4} D_0^2} \text{ (mm)} \quad (3.4-11)$$

式中:  $D_0$  为心轴直径, mm。

有效圈数  $N$  可用式 (3.4-12) 进行计算

$$N = \frac{D_s - D_0}{4d} \times 10^3 \quad (3.4-12)$$

以上各算式适用于以聚丙烯薄膜为介质的自愈式电容器元件的计算, 卷绕必须紧密, 否则系数 3700 要作适当修正。

## 2.5 并联电容器及并联电容器组的保护

### 2.5.1 内部熔丝保护

如图 3.4-24 所示, 内部熔丝 (以下简称内熔丝) 是一种设在电容器单元内部与元件串联连接的内部保护器件。当并联电容器在交流电力系统运行的过程中发生某个元件击穿时, 与该故障元件并联的完好元件就会向故障元件放电, 从而使与故障元件串联的内熔丝迅速熔断, 将故障元件瞬时断开, 使该电容器单元的其余部分以及接有该电容器单元的电

容器组仍能继续运行。故障元件脱开后, 故障电容器中故障串联段的完好元件上的电压大约为初始电压的  $mn/[m(n-1)+1]$  倍 (式中  $n$  为电容器中的并联元件数,  $m$  为电容器中的串联元件数)。

电容器内部所用的内熔丝应符合 GB/T 11024.4—2001 的要求。内熔丝的电流与电压范围取决于电容器的设计。值得注意的是内熔丝的主要作用是开断故障元件, 但对电容器内部连接线之间的短路和带电部分与外壳之间的短路不提供保护, 而这两者有可能导致外壳爆裂。

正确设计的内熔丝具有良好的限流作用, 能在不到 1ms 的时间内将故障元件开断。外部并联电容器数量和电源系统可达到的短路电流不影响内部熔丝的限流。为了使内熔丝电容器在整个寿命期间安全可靠地运行, 内熔丝能正确可靠地动作, 在设计内熔丝电容器时, 确保电容器内每个串联段中有足够数量的并联元件也是十分重要和必不可少的。

### 2.5.2 外部熔断器保护

电容器单元的内部故障和在中心点接地系统中电容器外部套管的闪络都可以用设置在电容器外部与电容器相串联的并联电容器用外部熔断器来加以保护。无内熔丝电容器中的内部故障, 最初通常是个别元件击穿, 从而使与击穿元件相并联的所有元件短路, 使电容器中失去一个串联段, 这又使剩余串联段上的电压升高, 引发剩余串联段相继发生故障, 最终使通过电容器的电流大幅增大, 从而与该故障单元串联的外部熔断器动作, 将故障电容器单元从回路中切除, 接有该故障电容器单元的其余部分得以继续运行。

#### 2.5.2.1 外部熔断器额定值的选择

高压并联电容器的最大电流可达  $1.5I_N$ , 为了使外部熔断器在运行中不发生误动作, 通常外部熔断器的额定电流取与其串联的并联电容器额定电流的 1.65 倍。为了避免熔断器因投切时的瞬态过程和机械原因而误动作, 对于某些电容器组, 熔断器的额定电流可选得更大些。

外部熔断器的额定电压应不小于电容器额定电压的 1.1 倍。

#### 2.5.2.2 外部熔断器的类型

外部熔断器的类型如图 3.4-38 所示。

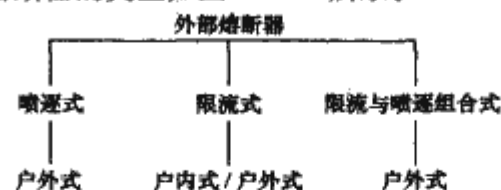


图 3.4-38 外部熔断器类型

#### 2.5.2.3 喷逐式熔断器

这是一种在我国单台电容器保护中用得最多的外部熔断器。这种熔断器的特点是:

(1) 熔断器动作时会产生噪声并释放气体, 所以喷逐式熔断器只适用户外。

(2) 开断工频故障电流的能力有限, 通常只适用于通过熔断器的故障电流不大于 1800A 的场合。

(3) 开断与短路电容器并联的电容器放电能量的能力有限。标准喷逐式熔断器的额定开断能量通常不大于 15kJ 或更小。如果与故障电容器并联的电容器放电能量过大, 故障电容器的外壳和与其串联的熔断器管在放电能量的作用下有可能会发生爆裂。对于全膜电容器, 在并联能量限制到 15kJ 时, 即使电容器发生故障, 电容器外壳发生爆裂的几率通常是可以接受的。在额定电压下, 该限值相当于并联连接 50Hz, 3900kvar 电容器。对于全纸或膜纸复合介质电容



器,并联的能量通常应限制到 10kJ,在额定电压下,该限值相当于并联连接 50Hz,2600kvar 电容器。这些能量限值是按电容器电压为额定电压峰值的 1.1 倍计算得出的,当预计工频过电压较高时,并联电容器的容量应相应降低。

#### 2.5.2.4 限流熔断器

限流熔断器动作时能将通过熔断器的短路电流限制到比预期值小的值,并在正常工作频率电流过零之前将电流减小到零。所以通常限流熔断器对短路电容器可能得到的并联储能能量的上限没有限制,也就是对与故障电容器并联的电容器的容量没有限制。限流熔断器开断故障电容器时通常不会发出很大噪声,所以在户内、户外均可使用。

#### 2.5.2.5 限流与喷逐组合式熔断器

这是一种把限流熔断器与喷逐式熔断器组装在一起的熔断器。这种熔断器也能将工频短路电流限制到比预期值小的值,并在正常工作频率电流过零之前将电流减小到零并开断。此种熔断器在小故障电流的工况下由喷射式熔断器动作开断故障电容器;在大故障电流的工况下由限流式熔断器动作,将故障电流限流开断。此种熔断器因其喷射式熔断器部分动作时会发出很大噪声,所以仅适用于户外,又因其有限流熔断器部分,所以对短路电容器可能得到的并联储能能量的上限没有限制。

#### 2.5.2.6 电容器组接线对熔断器选择的影响

(1) 单串联段接地星形与三角形接线电容器组。对于这种电容器组由于一旦电容器发生击穿时,通过故障电容器及熔断器的预期故障电流相当大,为防止电容器外壳及熔断器爆裂应采用限流熔断器或组合式熔断器。

(2) 单串联段不接地星形接线电容器组。对于这种电容器组,来自并联电容器的放电能量是选用喷射式熔断器还是限流式熔断器的决定因素。

(3) 多串联段电容器组。因为多串联段中的完好电容器段将限制通过短路电容器的工频故障电流,所以在这样的电容器组中,可能得到的工频故障电流不是决定性因素,来自与故障电容器同处一个串联段中的并联电容器的放电能量往往是选用喷射式熔断器还是限流式熔断器的决定因素。

#### 2.5.2.7 与电容器外壳爆裂曲线的配合

为了减小电容器发生故障时外壳发生爆裂的危险,所选择的熔断器应能在图 3.4-39 所示的外壳爆裂低几率区内完成开断,箱壳容积大约为 30 000cm<sup>3</sup> 的电容器的典型外壳爆裂曲线见图 3.4-39。

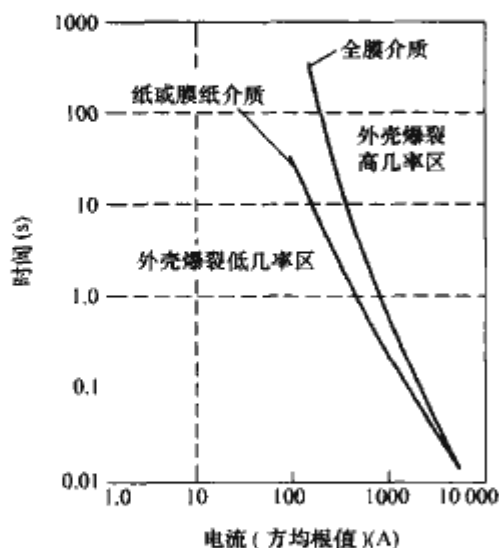


图 3.4-39 箱壳容积大约为 30 000cm<sup>3</sup> 的电容器的典型外壳爆裂曲线

#### 2.5.3 不平衡保护

不平衡保护的目的是:

- (1) 当邻近故障电容器的完好电容器上的过电压过大时发出警报或断开整个电容器组。
- (2) 故障未被熔断器断开时将电容器撤出运行。
- (3) 保护无内部或外部熔断器的电容器组。

在我国高电压并联电容器组通常以中心点不接地星形接线的方式进入电网,不平衡保护中采用的主要保护电路如图 3.4-40 所示。

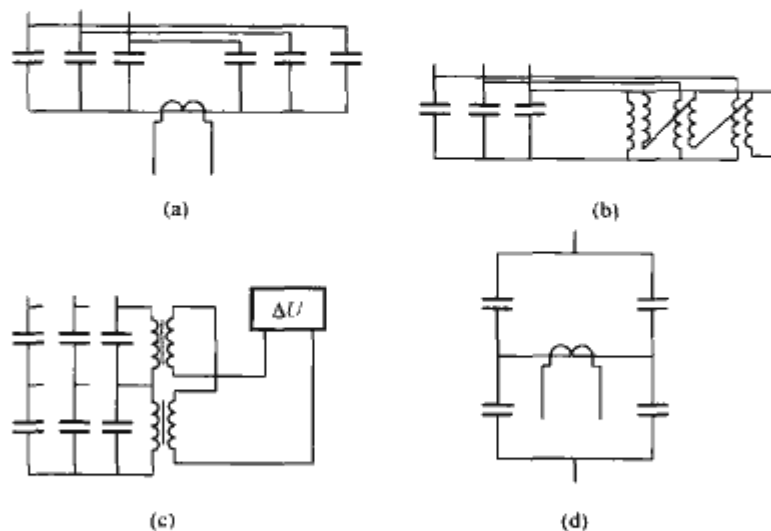


图 3.4-40 中性点不接地星形接线采用的不平衡保护电路

- (a) 中性点间的电流不平衡保护电路;  
(b) 开口三角电压保护电路; (c) 差压保护电路; (d) 桥式保护电路

为避免由投切或其他瞬态过程引起的误动作,不平衡继电器应有一定延时,典型的延时整定为 0.1~1s。对于装有外部熔断器的场合,要考虑与熔断器相配合。如果系统使用自动重合闸,则继电保护应具有闭锁自动重合闸的功能,以免电容器遭受高倍涌流和过电压的冲击。

不平衡继电器的整定值应根据与故障电容器相邻的电容器上的过电压值来确定,即当相邻电容器上的过电压低于 10% 时报警,超过 10% 时开断电容器组。对于采用内部熔丝保护和无熔丝保护的电容器组,其不平衡保护按电容器内部元件过电压的允许值整定。

#### 2.5.4 过电流保护

由于系统电压波动、谐波和短路故障可能会引起过大的流经电容器的电流,需对电容器组实施过电流保护,通常用带有继电器的电流互感器来检测流过电容器组的电流,当通过电容器组的电流大于  $1.3I_N$  小于  $1.4I_N$  时过流保护延时几个周波后动作开断电容器组。当流过电容器的电流超过  $3I_N$  时短路保护动作。

#### 2.5.5 过电压和欠电压保护

过电压是造成电容器在电网运行过程中发生早期损坏的重要因素之一。为使电容器在电网中能安全可靠地运行,对高压并联电容器进行过电压保护是十分必要的。过电压保护可采用具有反电压—时间特性的对峰值敏感的电压继电器,也可以采用具有积分功能的可得到瞬时峰值电压的电流继电器。电压保护继电器也用来实现欠电压保护和闭锁自动重合闸的功能。

#### 2.5.6 其他保护和安全装置

##### 2.5.6.1 限流电抗器

在电容器组的回路中串入感抗不大于电容器容抗 1% 的



限流电抗器可有效扼制电容器组投入电网时通过电容器回路的涌流，将涌流控制在电容器可承受的 100 倍电容器额定电流及以下。

2.5.6.2 放电装置

电容器是一种储能器件，当电容器从电网中被开断后，在电容器中仍会有相当数量的剩余电荷，在电容器的出线端子间仍会有剩余电压。为了防止电容器上的剩余电荷和剩余电压对操作人员造成伤害，在每个电容器内部都必须装设内放电装置。有时为了加速放电，缩短再投入的间隔时间，需要在电容器的外部端子间接放电线圈，也可以用两个放电线圈连接于两相的线与线之间，电容器外接放电线圈见图 3.4-41。

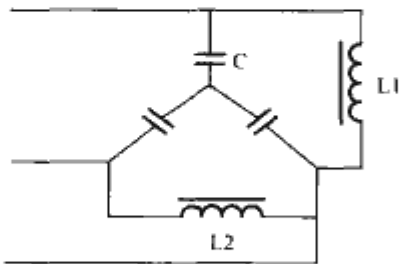


图 3.4-41 电容器外接放电线圈  
C—电容器；L1、L2—放电线圈

应特别注意，放电装置不能代替在接触电容器之前和接触过程中把电容器所有端子短接在一起并接地。

为防止在不载流的金属部件上出现浮动电位，必须用适当尺寸的导线将外壳和结构连接起来。

2.6 并联电容器成套装置

2.6.1 组成和接线

并联电容器成套装置通常由并联电容器、串联电抗器、断路器、放电线圈、组架、母线排、保护和安全装置及控制屏等组成。图 3.4-42 为高压并联电容器成套装置典型接线的一个例子。当每相只有一个电容器串联段时，为避免因电容器击穿而造成相间短路，引发电容器箱壳爆裂恶性事故的发生，装置中的电容器组应接成中心点不接地星形。对于拟接入 66kV 及以上交流电力系统的高电压并联电容器成套装置，为降低对装置中电容器的对壳绝缘水平的要求，通常可将电容器装设在对地绝缘的台架上，由台架的支柱绝缘子来承担装置对地的绝缘水平。

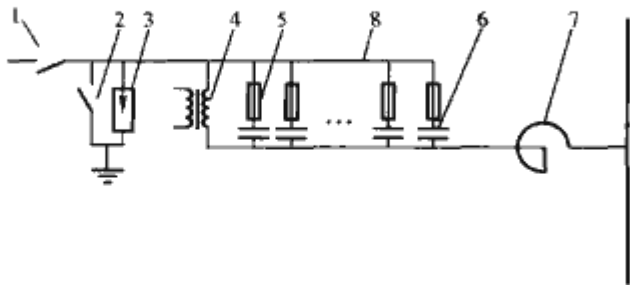


图 3.4-42 高压并联电容器成套装置典型接线  
1—断路器；2—接地开关；3—避雷器；4—放电线圈；  
5—熔断器；6—电容器；7—串联电抗器；8—母线排

2.6.2 串联电抗器的作用和选择

在交流电力系统中，大型电弧炉、大功率变流装置、电力机车、大型轧钢机等非线性负荷在运行中都会向电力系统输送大量谐波功率。在这样的系统中，如果投入不串有适当电抗器的电容器，系统中的谐波会被严重放大，波形严重畸变，使系统中的设备损坏或无法正常工作。为防止上述谐波放大现象的发生，如图 3.4-42 所示，在并联电容器装置中应配备串联电抗器，其电抗  $X_L$  值应按所接入的电容电感支

路的电抗对系统中的主要谐波呈感性的原则来选取，即

$$nX_L > \frac{X_C}{n}$$

$$\alpha = \frac{X_L}{X_C} \times 100\% > \frac{1}{n^2} \tag{3.4-13}$$

式中： $\alpha$  为串联电抗率； $n$  为谐波次数； $X_L$  为串联电抗器的电抗， $\Omega$ ； $X_C$  为并联电容器的电抗， $\Omega$ 。

在表 3.4-13 中列出了相对于谐波次数  $n$  串联电抗率  $\alpha$ （%）应选用的范围或值。

表 3.4-13 串联电抗率应选用的范围

$n$ (次)	3	5	7	9
$\alpha$ (%)	12~13	5~8	3	2

串联电抗器在电容器回路中可以如图 3.4-42 所示那样接在中心点侧，也可以将串联电抗器接在母线侧。接在母线侧的串联电抗器处于高电位，需有较高的绝缘水平。串联电抗器的主要性能见表 3.4-14。

表 3.4-14 对串联电抗器的性能要求

项 目	性能要求
电抗值允许偏差	0~+15%
1.8 倍工频额定电流下的电抗值与额定电抗值之差	不超过-5%
三相电抗器每相电抗与三相电抗平均值之差	不超过±4%
最大持续运行电流	1.35 $I_N$
短时过电流能力	25 $I_N$ ，持续时间 2s
线圈平均温升（电阻法）	≤60K
顶层油温升（温度计法）	≤55K
稳态过电压	应能在工频加谐波电压峰值为 $2\sqrt{2}U_N$ 下运行

串联电抗器的其他各项性能应满足相应标准的要求。

2.6.3 投切现象及开关选择

将电容器组投入电网时，有可能产生高频高幅值的涌流。将电容器组从电网切除时，在断路器断口间的电容电流开断后的 0.5 个周波时在断口间的恢复电压有可能达到  $2\sqrt{2}U_N$ ，如果这时断路器断口间的绝缘强度低于此电压，断路器就有可能发生重燃，在电容器上就可能会出现  $3U_N$  的过电压，如果断路器发生第一次重燃并熄灭后经过 0.5 周波再次发生重燃，则在电容器上就有可能经受  $5U_N$  过电压的作用，这会导致电容器严重损伤甚至击穿，爆裂。所以用于投切电容器的断路器必须是具有优良绝缘恢复特性的不重燃断路器。除此之外，所用断路器还必须能耐受不小于 100 倍电容器组额定电流的涌流的作用，操作应灵活、触头无弹跳、能进行频繁投切。通常可选用性能优良的 SF<sub>6</sub> 断路器或真空开关。

2.6.4 放电线圈

当电容器需要在很短的时间间隔内投切时，在电容器组的端子上应并接放电线圈，使电容器在脱离电网后的 5s 内能将端子上的剩余电压从  $\sqrt{2}U_N$  降低到其额定电压方均根值的 10% 及以下。放电线圈的二次绕组可用作继电保护和电压测量。放电线圈的电压等级和绝缘水平应与电容器组的相同，如果电容器组是安装在绝缘台架上的，放电线圈可与电容器组处于同一台架上。放电线圈的平均温升应不高于 55K，顶层油面温升应不高于 50K。



## 2.7 并联电容器及其成套装置的选用、维护和安全规则

### 2.7.1 并联电容器及其成套装置的选用

#### 2.7.1.1 额定电压的选择

高电压并联电容器与低电压自愈式并联电容器中电介质上的工作场强比其他电器中电介质上的工作场强要高得多，如果在实际运行中作用在电容器上的电压超过了表 3.4-8 中规定的允许电压水平，电容器的实际使用寿命就可能会大大缩短，造成电容器早期失效。因此，在选用电容器时应按所选电容器的额定电压不低于拟接入处电网的实际最高运行电压的原则来选择，并且应考虑接入电容器后所引起的电网电压的升高及由串联电抗器引起的电容器端子电压高于网络电压等因素。

在电容器回路中接入串联电抗器后电容器的端子电压将升高到网络电压的  $K$  倍

$$K = \frac{100}{100 - \alpha} \quad (3.4-14)$$

式中： $K$  为电容器端子电压/网络电压； $\alpha$  为串联电抗率，%。

例如：当  $\alpha = 6\%$  时， $K = 1.06$ ；当  $\alpha = 12\%$  时， $K = 1.14$ 。

#### 2.7.1.2 绝缘水平的选择

电容器组和电容器成套装置的绝缘水平应按所要接入的电力系统的标称电压（方均根值）从表 3.4-9 中选取。至于在电容器组和电容器成套装置中的电容器单元的绝缘水平则可根据这些电容器单元的外壳接地与否及连接方式的不同按表 3.4-15 及图 3.4-43、图 3.4-44 及图 3.4-45 来选择。

表 3.4-15 绝缘要求

类 型	绝 缘 要 求
A1	全绝缘，应能耐受表 3.4-9 中相应的工频电压和冲击电压
A2	
A3	
B1	只需耐受 2.15 倍额定电压的交流电压
B2	只需耐受 2.5 倍额定电压的交流电压

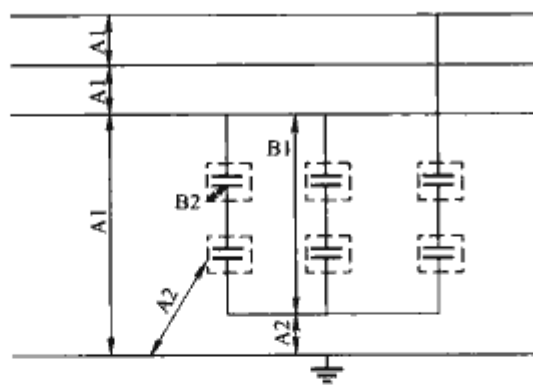


图 3.4-43 对地绝缘的电容器组

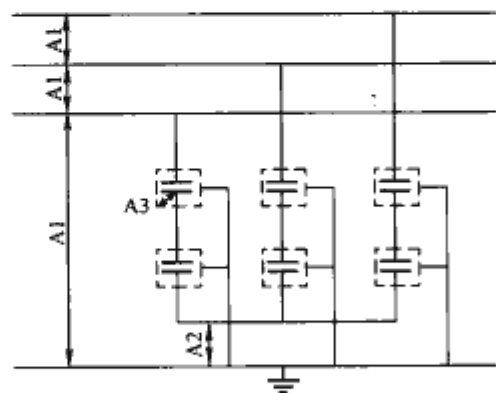


图 3.4-44 对地绝缘而外壳接地的电容器组

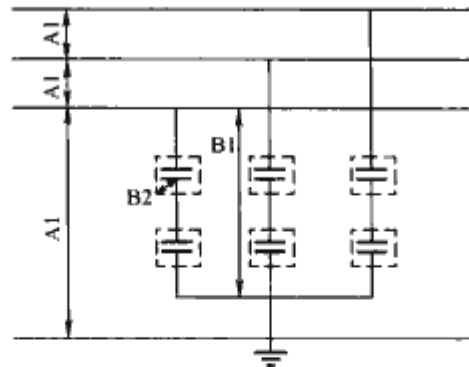


图 3.4-45 接地的电容器组

#### 2.7.1.3 温度类别与环境条件的选择

在选用电容器时一定要根据安装地点的环境条件、通风状况、可能出现的最高环境温度和最低环境温度来选择具有适当温度类别的电容器。在电容器的整个使用寿命内，环境温度应始终不超过所用电容器温度类别规定的温度上限和下限。

当电容器安装地点的海拔超过 1km，则应与生产厂家联系，由厂家提供能适应相应海拔的电容器。

#### 2.7.1.4 电容器容量的选择

并联电容器的容量可根据负荷的功率  $P$  (kW)，补偿前的功率因数  $\cos\theta_1$ ，补偿后要求达到的功率因数  $\cos\theta_2$  通过式 3.4-15 的计算求得

$$Q_c = P \left( \sqrt{\frac{1}{\cos^2\theta_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2\theta_2} - 1} \right) \quad (3.4-15)$$

例如：某负荷的  $P = 435\text{kW}$ ， $\cos\theta_1 = 0.7$ ，要求通过无功补偿后的功率因数达到  $\cos\theta_2 = 0.95$ ，则

$$\begin{aligned} Q_c &= 435 \times \left( \sqrt{\frac{1}{0.7^2} - 1} - \sqrt{\frac{1}{0.95^2} - 1} \right) \\ &= 435 \times 0.69 = 300(\text{kvar}) \end{aligned}$$

如果已知的是负荷的视在功率  $S$  (kVA)，则可通过  $P = S\cos\theta_1$ ，先求出  $P$  (kW)，然后再用式 (3.4-14) 即可求出所需用来补偿的电容器的容量  $Q_c$ 。

### 2.7.2 并联电容器的维护和安全规则

#### 2.7.2.1 维护

为保证电容器的安全运行，应每天对电容器组进行巡视，检查电容器的箱壳、瓷套根部和端子处是否漏油，箱壳有无过度膨胀、是否有异常响声，端子是否有因过热变色、异味等现象。如发现不正常现象应及时处理。除每日巡视外，还应对电容器组进行定期检查、清扫和维护。其中包括：

(1) 检查和清扫电容器箱壳、套管和接线端子，如接线松动应用力矩扳手拧紧；箱壳上的油漆脱落、起层应及时进行补漆；如发现电容器有局部渗油可用焊锡或环氧树脂胶进行补漏；如发现电容器漏油，外壳严重变形，外部熔断器动作，则应进行检查并将损坏的电容器及熔断器及时更换。

(2) 检查继电保护和整定值。

(3) 检查集合式电容器储油柜上的吸湿器，如发现其中硅胶变为粉红色，说明硅胶已失去吸湿效能应及时进行更换。

#### 2.7.2.2 安全规则

在安装、检查、维护电容器时必须严格遵守下列安全规则：

(1) 在操作人员触碰电容器之前，必须对电容器进行充分放电，电容器的各接线端均必须相互短接并接地。

(2) 在处理渗漏油电容器时，应尽量避免皮肤与油及油蒸气接触。如果皮肤上沾油，可用肥皂和清水清洗。如果进

入眼睛,可用温水清洗。对油和废弃物,可采用燃烧法处理。

(3) 电容器到现场后应立即开箱,检查核对后把电容器存放在室内。

(4) 如需对电容器进行预防性试验,以不进行极间耐压试验为好。

### 3 交流滤波电容器及其成套装置

交流滤波电容器是一种在交流电力系统中与其他电器相配合起滤除谐波电流和基波无功补偿双重作用的电容器。

#### 3.1 工作原理

如图 3.4-46 所示将一个 L-C 滤波支路接入一个含有谐波源的系统时,该支路的基波阻抗为

$$Z_1 = \omega L - \frac{1}{\omega C} = X_{L1} - X_{C1}$$

式中:  $\omega$  为基波角频率;  $L$  为支路电感;  $C$  为支路电容;  $X_{L1}$  为支路的基波感抗;  $X_{C1}$  为支路的基波容抗。

该支路对谐波的阻抗为

$$Z_n = n\omega L - \frac{1}{n\omega C} = nX_{L1} - \frac{X_{C1}}{n}$$

当  $nX_{L1} = \frac{X_{C1}}{n}$  时,即当  $\frac{X_{L1}}{X_{C1}} = \frac{1}{n^2} = \alpha$  时,  $Z_n = 0$ ; 上述

L-C 滤波支路对第  $n$  次谐波呈现低阻抗。式中的  $\alpha$  通常称作串联电抗率,用电容器容抗的百分率表示。该 L-C 滤波支路对不同谐波次数  $n$  呈现低阻抗时的串联电抗率  $\alpha$  和  $Z_1$  值列于表 3.4-16。由此表可以看出,当 L-C 滤波支路对某次谐波呈现低阻抗时,该支路对基波的阻抗  $Z_1$  仍为容性。所以该支路在对某次谐波起滤波作用的同时,对系统中的基波负荷仍起着无功补偿的作用。

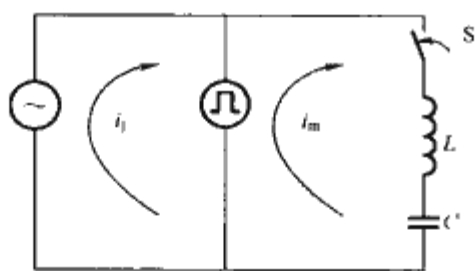


图 3.4-46 L-C 滤波支路

表 3.4-16 L-C 滤波支路呈现低阻抗时的  $n$ 、 $\alpha$ 、 $Z_1$  值

谐波次数 $n$	3	5	7	11
串联电抗率 $\alpha$ (%)	11	4	2	0.83
$Z_1$	$-0.89X_{C1}$	$-0.96X_{C1}$	$-0.98X_{C1}$	$-0.99X_{C1}$

#### 3.2 结构和性能参数

交流滤波电容器的结构与并联电容器相似。IEC 和国标把交流滤波电容器与高压并联电容器归入同一标准,仅在附录 B 中对交流滤波电容器的附加定义、要求和试验作了相应的规定和说明。

##### 3.2.1 额定容量

交流滤波电容器的额定容量  $Q_N$  是指额定基波容量和额定谐波容量的算术和,即

$$Q_N = Q_{N1} + \sum_{n>1} Q_{Nn} \quad (3.4-16)$$

式中:  $Q_{N1}$  为基波额定容量;  $\sum_{n>1} Q_{Nn}$  为额定谐波容量;  $n$  为谐波次数。

需要特别指出的是,交流滤波电容器的额定容量通常不等于其额定电压和额定电流的乘积,即  $Q_N \neq U_N I_N$ ,这与普通的概念是不同的。

##### 3.2.2 额定电压

在设计交流滤波电容器时,额定电压应从下列两式求得两个值中取大者

$$U_N = U_{N1} + \sum_{n>1} U_{Nn} \quad (3.4-17)$$

$$U_N = \sqrt{\frac{Q_N}{2\pi f_N C_N}} \quad (3.4-18)$$

式中:  $U_{Nn}$  为第  $n$  次额定谐波电压;  $f_N$  为额定基波频率;  $C_N$  为额定电容。

##### 3.2.3 额定电流

交流滤波电容器的额定电流为基波和谐波频率下,基波额定电流和各次谐波额定电流的平方值之和的平方根,即

$$I_N = \sqrt{I_{N1}^2 + \sum_{n>1} I_{Nn}^2} \quad (3.4-19)$$

式中:  $I_{N1}$  为额定基波电流;  $I_{Nn}$  为额定第  $n$  次谐波电流。

##### 3.2.4 额定频率

交流滤波电容器的额定频率为基波频率,通常为 50Hz 或 60Hz。

##### 3.2.5 主要性能参数

(1) 电容器电容的允许偏差。

1) 用于带通滤波器中的单元为  $\pm 5\%$ ;

2) 用于高通滤波器中的单元为  $\pm 7.5\%$ 。

(2) 端子间的工频耐受电压

$$U_t = 2.15U_1 + 1.5U_H (\text{历时 } 10s)$$

式中:  $U_1$  为安装后的基波电压方均根值;  $U_H$  为安装后的谐波电压方均根值的算术和。

(3) 端子间的直流耐受电压

$$U_t = 4.3U_1 + 3U_H (\text{历时 } 10s)$$

交流滤波电容器的其他性能参数及要求与高压并联电容器相同。

#### 3.3 使用与维护

交流滤波电容器的使用与维护与高压并联电容器相同。只是由于交流滤波电容器在运行中有大量谐波电流通过,所以线路端子与导线的连接必须接触良好,以免发生端子温度过高,甚至发生焊料熔化、端子松动、漏油等故障。为了有利于电容器散热,电容器间的间隔应为 70~100mm。

#### 3.4 成套装置

无源交流滤波装置 (FC) 通常由交流滤波电容器、滤波电抗器和滤波电阻等组成,以对某次谐波或某次以上谐波形成低阻抗通路,达到抑制高次谐波的目的。在一个滤波装置中,通常根据需要设有 2~5 个单调谐滤波器和一个高通滤波器。图 3.4-47 即为某变电站中设置的交流滤波装置的

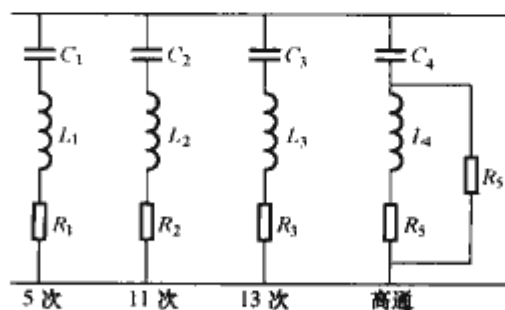


图 3.4-47 某交流滤波装置原理接线图



原理接线图。图 3.4-48 为该滤波装置的阻抗—频率特性。从图 3.4-48 中看出，该装置对 250Hz（5 次）、550Hz（11 次）、650Hz（13 次）的谐波均呈现低阻抗，对 1000Hz 及以上的谐波也呈现低阻抗，达到了设计预定的目的。

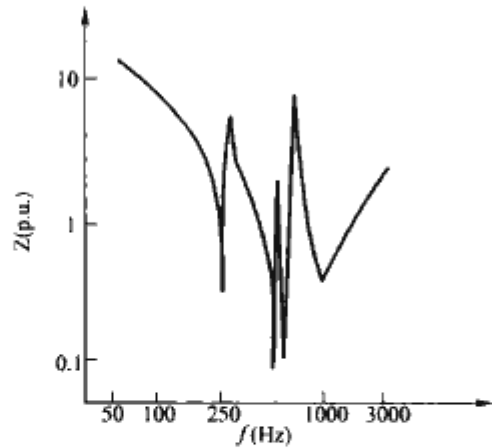
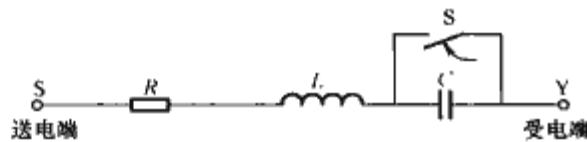


图 3.4-48 某交流滤波装置的阻抗—频率特性

4 串联电容器及其成套装置

4.1 工作原理

在长距离输电线路中，线路电抗  $X_L$  往往是限制输电线路输送容量，影响受端电压稳定的重要因素。在图 3.4-49 中列出了长距离输电的等值电路图，在开关 S 闭合时，该输电线的阻抗为  $Z_0 = R + jX_L$ ，当开关 S 打开使电容 C 串联接入输电线路后，输电线的阻抗就降为  $Z = R + j(X_L - X_C)$ ，从而缩短了输电线的等效输电距离，使输电线的输送容量得以提高，受端电压的质量得到改善。



4.2 结构和性能

串联电容器的外形与内部结构与并联电容器相似，箱壳内的每一个元件均串有一根内部熔丝。为满足运行过程中可能出现的各种过负荷工况的要求，串联电容应且具有较强的耐受过电流和过电压的能力。串联电容器在运行过程中端子间可能出现的最高电压是由过电压保护装置的类型和电容器的极限电压  $U_{lim}$  决定的。串联电容器端子间试验电压  $U_s$  应从表 3.4-17 中选取。试验电压可以是直流电压，也可以是交流电压，试验电压的持续时间均为 10s。试验过程中应不发生击穿也不发生闪络。

表 3.4-17 试验电压力  $U_{lim}$

保护类型	直流试验	交流试验	衰减放电试验
K 和 N <sub>1</sub>	1.7	1.2	1.6
L 和 N <sub>2</sub>	2.0	1.4	1.8
M	1.9	1.3	1.7
无保护装置	1.9	1.3	1.7

注 保护类型参见 GB/T 6115.1—1998 中的 7.6.2。

4.2.1 电容偏差

在标准温度下的电容与额定电容之偏差应不超过下列限值：

- 对电容器单元：±7.5%；
- 对额定容量小于 30Mvar 的电容器组：±5.0%；

——对额定容量 30Mvar 及以上的电容器组：±3.0%。

4.2.2 绝缘水平

4.2.2.1 箱壳接地的电容器单元

线路端子与箱壳间的绝缘应耐受表 3.4-9 中相应的试验电压，历时 1min，型式试验时应在淋雨状态下进行。

4.2.2.2 箱壳对地绝缘的电容器单元

线路端子与箱壳间的工频试验电压按下式计算

$$U_t = 1.2nU_{lim} \text{ (但不低于 } 2.15U_N \text{)}$$

式中： $U_t$  为工频试验电压； $U_{lim}$  为电容器单元的极限电压； $n$  是相对于金属台架的串联单元数。

4.2.3 工频过电流能力

在 12h 内， $1.10I_N$  历时 8h；

在 6h 内， $1.35I_N$  历时 30min；

在 2h 内， $1.5I_N$  历时 10min。

在任何 24h 的运行周期内，电容器组的平均容量应不大

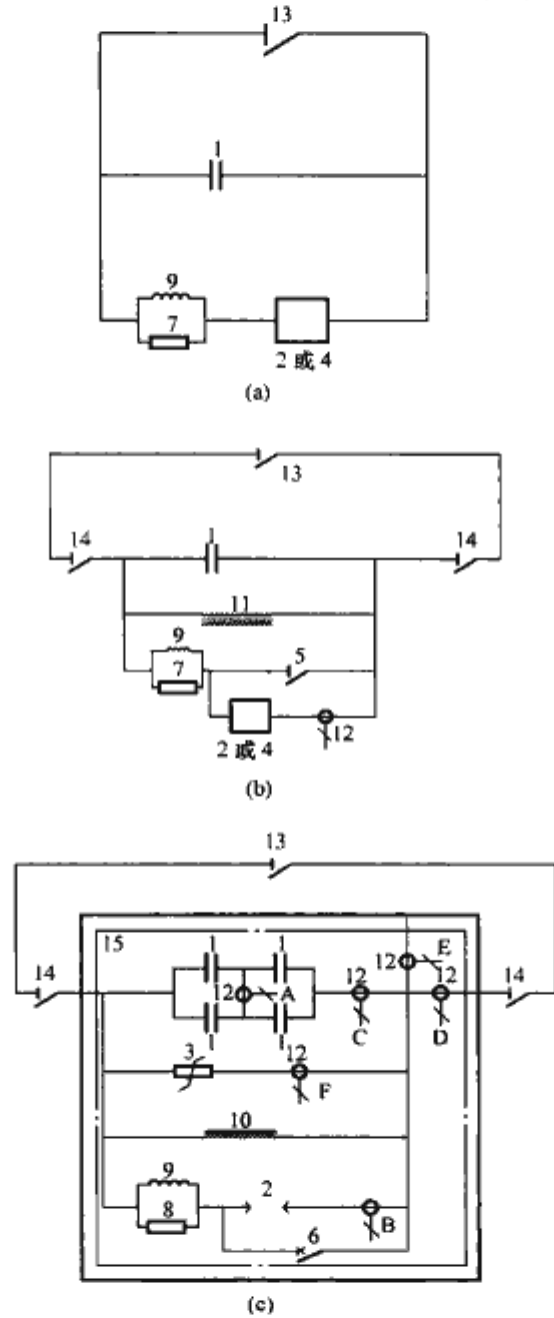


图 3.4-50 典型的相组或段接线  
(a) 300kvar 的相组；(b) 2Mvar 以上的相组；  
(c) 10Mvar 以上的相组或段

1—电容器；2—火花间隙（K 或 L 型）；3—非线性电阻器（M 型）；4—管装置（N 型）；5—断路器或负荷开关；6—断路器；7—阻尼电阻器；8—阻尼电阻器；9—阻尼线圈；10—放电线圈；11—电压互感器；12—电流互感器；13—旁路开关；14—串联隔离开关；15—台架（对地绝缘）A—不平衡保护；B—检验间隙电流；C—不平衡保护和过电流保护；D—一次谐波保护，再插入控制，供给台架电源；E—台架故障保护；F—非线性电阻器的过负荷保护

于其额定容量。

4.2.4 暂态过电压能力

串联电容器应能在端子间反复出现最高瞬时电压达  $\sqrt{2}U_{lm}$  的暂态过电压的工况下运行。

4.3 成套装置

串联电容器装置通常是由 3 个相同的相组构成的，装置的容量越大，其结构就越复杂。在图 3.4-50 中列出了几个典型的相组或段结线。

5 耦合电容器及电容式电压互感器

5.1 耦合电容器

5.1.1 用途

耦合电容器的高压端子接于输电线上，低压端子经载波耦合装置接地，用于输电线载波通信系统（PLC），能够通过 30~500kHz 的载波频率信号。作为电容分压器，广泛用作电容式电压互感器的重要组成部分。还可用作过电压保护电容器及用来监测电网上的电压谐波。

5.1.2 产品结构

如图 3.4-51 所示，耦合电容器产品主要由器身、瓷套等部件组成。电压等级 110kV 及以下的耦合电容器由 1 台耦合电容器单元组成，电压等级更高时通常由 2~4 台耦合电容器单元叠装而成。

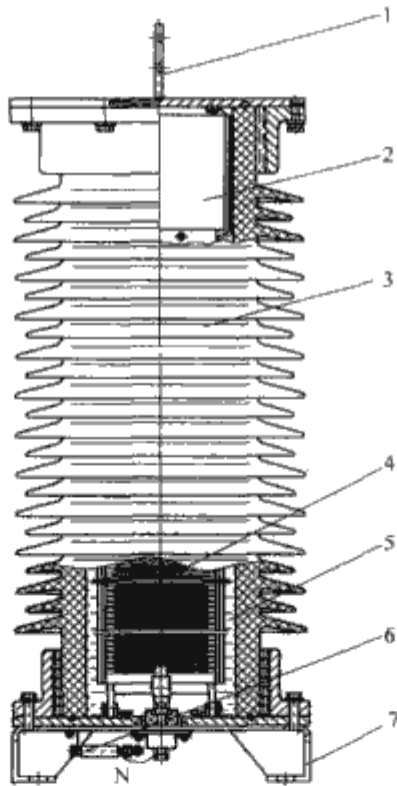


图 3.4-51 耦合电容器的结构示意图  
1—端子；2—金属膨胀器；3—瓷套；4—器身；  
5—绝缘油；6—低压端子；7—底座

电容器的器身由一个或几个芯子串联组成，每个芯子又有多个电容器元件串联而成。元件用两张铝箔作电极，极间固体介质通常是聚丙烯薄膜和电容器纸复合，浸渍用绝缘油采用烷基苯或更优的二芳基己烷（PXE，PEPE）。采用二芳基乙烷浸渍全薄膜介质的耦合电容器已有生产和使用，其电气绝缘性能更为优良。内部充有 SF<sub>6</sub> 气体的耦合电容器具有难燃、防爆的优点，开辟了电容器产品无油化的道路。

瓷套是器身的容器，其机械强度应能承受电容器顶部的导线拉力、风力和地震力的作用。外绝缘的爬电比距和干弧

距离应符合有关规定。近几年新发展的硅橡胶复合套管也可代替瓷套使用，具有耐污秽能力强、抗弯强度高的优点。用于补偿绝缘油体积随运行温度变化的膨胀器，有外油式和内油式两种。

电容器的低压端子 N 用以连接载波耦合装置（结合滤波器）。当耦合电容器不用于载波通信时，应使用金属连接片将 N 端子直接接地。

5.1.3 主要性能参数

产品的技术性能参数应符合 GB/T 19749—2005《耦合电容器及电容分压器》。主要性能参数列于表 3.4-18。

表 3.4-18 耦合电容器的主要性能参数

项 目 名 称	技 术 要 求	数据示例
额定电压(kV)	等于所接入系统的标称电压	220/ $\sqrt{3}$
额定电容(优先值)( $\mu$ F)	0.003 5、0.005、0.007 5、 0.01、0.015、0.02	0.005
电容偏差(%)	-5~+10	
电容温度系数(K <sup>-1</sup> )	由制造方提出	-2×10 <sup>-4</sup>
电容器的损耗(tan $\delta$ )	制造方和购买方商定	0.001
额定电压因数	见 GB/T 19749	1.2/连续， 1.5/30s
绝缘水平	见 GB/T 19749	
局部放电(pC)	≤10	5
高频电容	与额定电容的相 对偏差-20%~+50%	
高频等值串联电阻(Ω)	≤40	
低压端子的杂散电容(pF)	≤200 [当接于 CVT 时不 大于 (300+0.05) C <sub>N</sub> ]	
机械强度	见 GB/T 19749	

5.2 电容式电压互感器

5.2.1 特点和用途

5.2.1.1 特点

电容式电压互感器（CVT）在我国是 20 世纪 60 年代发展起来的高压电力系统用电压互感器，在 35~750kV 电力系统中获得了广泛应用。在 110~220kV 等级 CVT 的应用占绝对优势，在 330~750kV 等级则占 100%，最近已研制出 1000kV 特高压 CVT 新产品。CVT 和传统的电磁式电压互感器（VT）相比具有以下特点：

（1）绝缘可靠性高。CVT 的高电压全部由电容器承担，电容器内部电压分布均匀、介质耐电强度高。并且其大电容可降低雷电波的波头陡度，对变电所的设备也有一定的保护作用。

（2）因为对系统呈现容性负荷，不会与系统中的分布电容、断路器的断口电容形成电力系统的铁磁谐振。为从根本上解决 VT 引起的铁磁谐振问题，有的在 35kV 电压等级也采用 CVT。

（3）除具有 VT 的全部功能外，还可兼作耦合电容器用于载波通信系统，节省设备安装场地和费用。

（4）110kV 以上设备价格较低，电压等级越高价格优势越大。

5.2.1.2 用途

在高压、超高压和特高压电力系统中，用于电压测量、功率和电能计量，同时向继电保护装置和自动控制装置提供电压信号。可以兼作耦合电容器用于电力线载波通信系统，也可用于电网谐波电压的监测。



### 5.2.2 工作原理

CVT 的工作原理包括如下要点，并可参见图 3.4-52。

(1) 电容分压器分压。通过电容分压器分压，将电网上的高电压降低到不大于 20kV 的中压。

(2) 变压器降压。通过中压变压器再将中压降低（电磁感应原理）到二次设备所需要的低电压  $100/\sqrt{3}\text{V}$  或 100V。

(3) 电抗器补偿。通过在中压回路串联补偿电抗器，使 CVT 的内部感抗与容抗接近相等，以降低二次负荷变化对输出电压的影响，见式 (3.4-20)

$$X_K + X_T \approx X_C \quad (3.4-20)$$

式中： $X_K$  为补偿电抗器的感抗； $X_T$  为中压变压器的漏抗； $X_C$  为电容分压器的容抗，其值为  $1/[\omega(C_1 + C_2)]$ 。

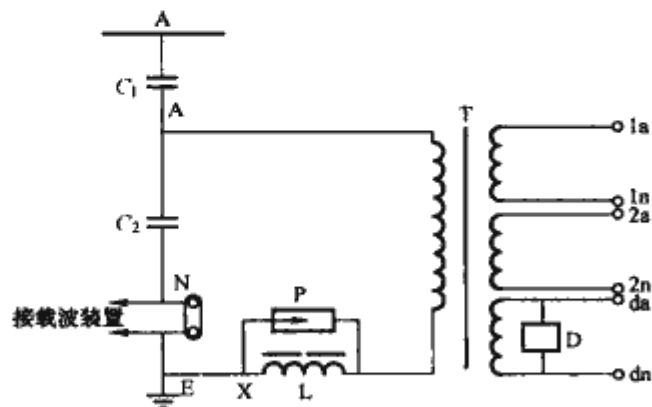


图 3.4-52 电容式电压互感器原理接线图

$C_1$ —电容分压器的高压电容； $C_2$ —电容分压器的中压电容；  
T—中压变压器；L—补偿电抗器；D—阻尼器；P—限压器

### 5.2.3 产品结构

CVT 由电容分压器和电磁单元两部分组成，结构型式通常为单相、单柱式，其结构示意图见图 3.4-53。电容分压器叠装在电磁单元上，中压连线和低压端子的引线分别通过中压套管和低压套管引入电磁单元，完全封闭在内部，形成一个整体的立柱。电容分压器的高压端子直接与高压输电线路或变电所的高压母线相连；低压端子接至载波通信装置（结合滤波器），当不用于载波通信时应用连接片与接地端子可靠相连。单柱式结构具有外形美观、结构紧凑的优点，得到广泛应用。在个别情况下，为检修方便也有采用分装式结构的，即将电容分压器与电磁单元分开安装、电气上相连接。

根据 CVT 电压等级的不同，电容分压器由 1~5 台耦合电容器单元串联叠装而成，它承担着 CVT 的线对地工作高电压和各种绝缘耐受电压，电容量的大小、电容量和分压比的稳定性对整个 CVT 的可靠运行以及电压测量的准确度都起着关键性的作用。电容分压器占 CVT 制造成本的 60%~95%，电压等级越高所占比重越大。近几年在电容器介质材料、瓷套或硅橡胶复合套管以及芯子卷制、真空浸渍工艺等方面的技术进步有力地促进了 CVT 质量和性能的提高。

电磁单元的油箱内装有中压变压器、补偿电抗器、阻尼器等器件。中压从电容分压器引入，二次电压从油箱侧面的出线盒引出。为方便电压误差和相位误差的调整，在中压变压器的一次绕组和补偿电抗器的线圈上设有若干调节抽头，在出厂试验时进行仔细调整，可以达到用户要求的准确等级。

### 5.2.4 主要性能参数

CVT 的性能和技术参数应符合国标 GB/T 4703—2001《电容式电压互感器》的要求，包括额定电压、准确等级、额定输出、绝缘水平、铁磁谐振、暂态响应、温升限值、短路耐受能力等，前述所有对耦合电容器的性能参数要求也适

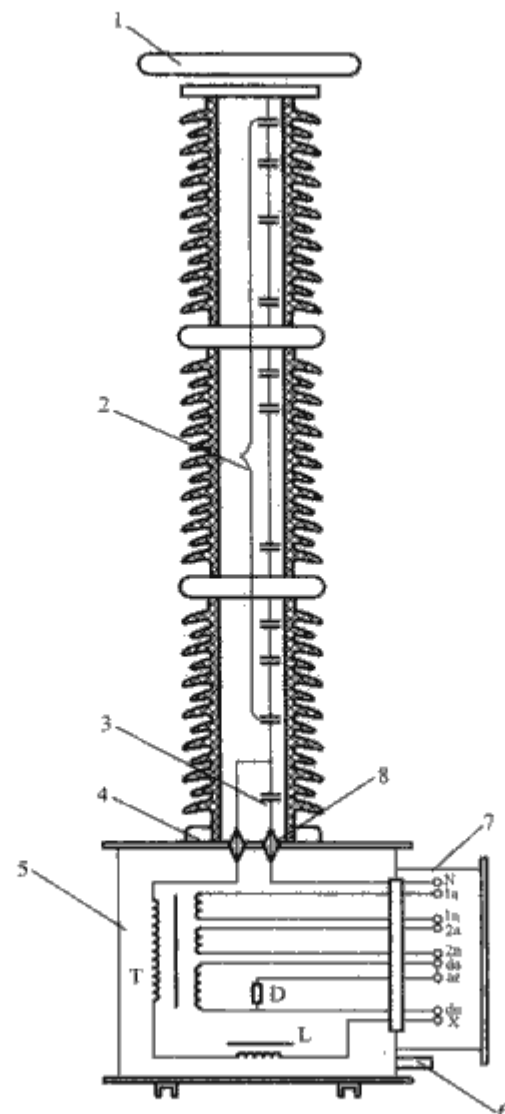


图 3.4-53 电容式电压互感器的结构示意图

1—压环；2—电容分压器的高压电容  $C_1$ ；  
3—电容分压器的中压电容  $C_2$ ；4—中压套管；  
5—电磁单元；6—接地端子；7—二次出线端子盒；  
8—低压套管

用于 CVT。现就几项主要技术性能参数作如下说明。

(1) 准确等级。分测量等级和保护等级两种。各种准确等级的误差限值和适用条件见表 3.4-19。

表 3.4-19 各种准确等级的误差限值和适用条件

项 目		测量准确级					保护准确级	
		0.1	0.2	0.5	1.0	3.0	3P	6P
误差限值	电压误差(%)	±0.1	±0.2	±0.5	±1.0	±3.0	±3.0	±6.0
	相位差(′)	±5	±10	±20	±40	不规定	±120	±240
适用条件	电压(%)	80~120					5~150 或 5~190 <sup>①</sup>	
	频率范围(%)	99~101					96~102	
	温度范围	温度类别的下限温度至上限温度						
	负荷(%)	25~100						
	负荷功率因数	0.8(滞后)						

① 适用于中性点非有效接地系统用 CVT。

(2) 额定输出。现行国家标准规定了互感器的额定输出优先值。由于二次数字化仪表和微机保护的推广应用，二次所需负荷已大幅度降低。实际运行经验表明，在一般情况下选用 50VA 以下的额定输出即可满足使用要求。选用过大的额定输出，不但会提高 CVT 的制造成本和难度，而且还会增大设备的复杂程度从而也会降低运行的可靠性。更为重要的是，互感器是在 25%~100% 的额定输出下保证准确度

的，若使用到 25% 以下测量准确度就受到损失。所以，从实际出发，将 CVT 的额定输出降下来，会对制造和运行都带来益处。IEC 60044-5：2004《互感器 第 5 部分：电容式电压互感器》新标准推荐的 CVT 额定输出优先值有两个系列：系列 I 是 1.0、2.5、5VA，负荷的功率因数为 1；系列 II 是 10、25、50、100VA，负荷的功率因数为 0.8 滞后。采用 IEC 新标准的新的国家标准正在制定中。IEC 新标准可供采用。

(3) 铁磁谐振及其阻尼。CVT 内部含有电容和非线性的变压器励磁电感，在一次侧突然加电压或二次侧短路又突然消除的过渡过程中，过电压使中压变压器铁心饱和，励磁电感  $L_0$  下降，中压回路固有频率将上升到电源频率的 1/7、1/5、1/3，视回路参数不同可能出现某一种分次谐波振荡，常见的是 1/3 次谐波振荡。由于电源不断供给能量，若没有适当阻尼，振荡将会持续下去，过电压和过电流可能对电磁单元造成危害。但 CVT 内部的这种铁磁谐振仅存在于中压回路，不会影响到电力系统。

为使 CVT 能够可靠地阻尼内部铁磁谐振，标准规定：在电压为  $0.8U_{1N}$ 、 $1.0U_{1N}$  和  $1.2U_{1N}$  而负荷实际上为零的情况下，互感器的二次端子短路后又突然消除短路，其二次电压峰值应在 0.5s 内恢复到与正常值相差不大于 10% 的电压值。在  $1.5U_{1N}$ （适用于中性点有效接地系统）或  $1.9U_{1N}$ （适用于中性点非有效接地系统）而负荷实际上为零的情况下，互感器的二次端子短路后又突然消除短路，其铁磁谐振持续时间应不超过 2s。铁磁谐振阻尼特性是 CVT 的一项重要性能指标，阻尼方式的研究一直是产品开发的一项重点工作。实际应用的阻尼器有电阻型、谐振型和速饱和电抗器型三种，CVT 用阻尼器的基本类型及各类型阻尼器的特点及应用详见图 3.4-54 和表 3.4-20。

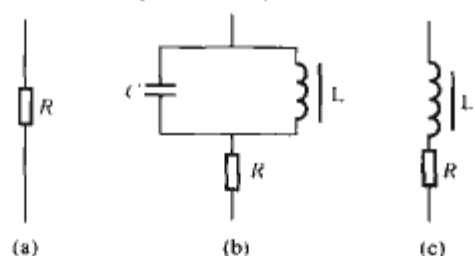


图 3.4-54 CVT 用阻尼器的基本类型

(a) 电阻型；(b) 谐振型；(c) 速饱和电抗器型

表 3.4-20 各类型阻尼器的特点及应用

类 型	特 点	应 用
电阻型	结构简单，阻尼效果好，但耗能大对准确度有不利影响	适用于准确级和额定输出低的产品
谐振型	耗能低，对准确度影响小，性能可靠，但对暂态响应有不利影响	仅限中性点非有效接地系统使用
速饱和电抗器型	耗能低，对准确度影响小，可改善暂态响应特性	广泛应用于 110kV 及以上 CVT

(4) 暂态响应特性。当 CVT 的一次侧发生对地短路时，二次电压要经过一段短暂时间才能衰减到零。这是因为在一次短路瞬间，CVT 内部的电容器、电抗器和中压变压器上以及谐振阻尼器都有一定的储能，这些能量要经过 R、L、C 回路释放，视回路参数不同将出现振荡衰减或指数衰减的过程。这种暂态响应的时间、幅值和频率超过一定的限制时

将对二次所接继电保护装置的正确动作造成不利影响。

标准规定：在额定电压下互感器的高压端子对接地端子发生短路后，二次输出电压应在额定频率的一个周期内衰减到短路前电压峰值的 10% 以下。在有些情况下，可能提出更严格的要求（如 5% 以下）。当采用谐振型阻尼器时暂态响应可达到 10% 以下，采用速饱和电抗器型阻尼器的 CVT 暂态响应可以达到 5% 以下。

## 5.2.5 误差的设计计算

### 5.2.5.1 等效线路及相量图

CVT 的简化等效线路及相量图如图 34-55 所示。等效电阻  $R$  由电容分压器等效电阻、补偿电抗器线圈直流电阻和中压变压器绕组的直流电阻所组成。等效感抗  $X_L$  由补偿电抗器的电抗和中压变压器的漏抗所组成。从图中可以看出，若  $X_L \approx X_C$ ，则 CVT 的测量误差就会大大减小。

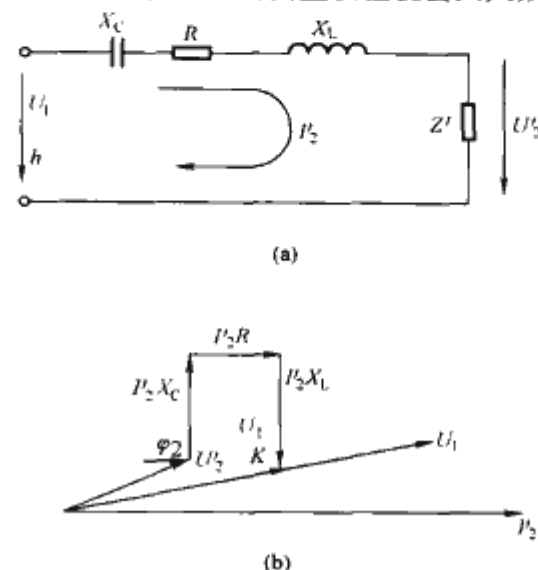


图 3.4-55 CVT 的简化等效线路及相量图

(a) 简化等效线路；(b) 相量图

$K$ —电容分压器的分压比； $X_C$ —电容分压器的等效容抗；  
 $R$ —等效电阻； $X_L$ —等效感抗； $Z'$ —二次负荷阻抗折算值； $\varphi_2$ —二次负荷的功率因数角

### 5.2.5.2 总误差表达式

CVT 二次绕组的电压误差  $\epsilon_u$  和相位差  $\delta_u$  由下列各分项组成

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_u &= \epsilon_0 + \epsilon_x + \epsilon_b + \epsilon_d + \epsilon_t \\ \delta_u &= \delta_0 + \delta_x + \delta_d + \delta_t \end{aligned} \right\} \quad (3.4-21)$$

式中： $\epsilon_0$ 、 $\delta_0$  为空载电压误差和相位差； $\epsilon_x$ 、 $\delta_x$  为二次负载造成的电压误差和相位差； $\epsilon_d$ 、 $\delta_d$  为阻尼器负荷造成的电压误差和相位差； $\epsilon_t$ 、 $\delta_t$  为其他二次绕组同时带负荷而造成的电压误差和相位差； $\epsilon_b$  为电压补偿值。

### 5.2.5.3 负荷对误差的影响

由于被检验绕组所带负荷造成的误差是 CVT 总误差的重要组成部分。其电压误差和相位差由下式给出

$$\left. \begin{aligned} \epsilon_x &= -(U_r \cos \varphi_2 - U_x \sin \varphi_2) \\ \delta_x &= 34.4 (U_r \sin \varphi_2 - U_x \cos \varphi_2) \end{aligned} \right\} \quad (3.4-22)$$

式中： $\epsilon_x$  为负载造成的电压误差，%； $\delta_x$  为负载造成的相位差，(′)； $U_r$  为回路等效电阻上的压降，%； $U_x$  为回路剩余电抗 ( $X_L - X_C$ ) 上的压降，%。

在误差计算中，阻抗压降的基值为该绕组额定电压折算到中压侧的值。当二次负荷额定值增大时， $U_r$  和  $U_x$  都成比例增大，误差也相应增加。



### 5.2.5.4 频率对误差的影响

电网频率的变化会影响 CVT 等值电抗的调谐。X<sub>C</sub> 和 X<sub>L</sub> 相互偏离造成剩余电抗增大，从而使负载误差增加。频率变化造成的附加误差可用下式计算

$$\left. \begin{aligned} \Delta\epsilon_p &= (\omega_N/\omega - \omega/\omega_N) QK^2 \times 10^2 / \omega_N U_1^2 (C_1 + C_2) \\ \Delta\delta_p &= (\omega_N/\omega - \omega/\omega_N) 34.4 PK^2 \times 10^2 / \omega_N U_1^2 (C_1 + C_2) \end{aligned} \right\} \quad (3.4-23)$$

式中：Δε<sub>p</sub> 为频率变化造成的电压误差，%；Δδ<sub>p</sub> 为频率变化造成的相位差，(°)；ω 为电网实际角频率，S<sup>-1</sup>；ω<sub>N</sub> 为电网额定角频率；S<sup>-1</sup>；Q 为二次负荷的无功分量，var；P 为二次负荷的有功分量，W。

### 5.2.5.5 温度对误差的影响

温度的变化使电容分压器的等效电容发生变化，从而

表 3.4-21

CVT 品种选择建议表

电压等级/kV	产品型号	准确级/总的额定输出 (VA)	额定电容 (pF)	特点和适用条件
35	TYD35/√3-0.02FH	0.2/100	20 000	在母线、线路、用于计量
	TYD35/√3-0.003 5FH	1/20 或 3/50	3500	场强低。线路测量、同期
66	TYD66/√3-0.02FH	0.2/100	20 000	在母线、线路，用于计量
	TYD66/√3-0.01FH	0.2/50 或 0.5/100	10 000	场强低。在母线、线路，用于计量、测量、同期
110	TYD110/√3-0.02H	0.2/300 或 0.1/100	20 000	容量大，在母线上用于计量
	TYD110/√3-0.01H	0.2/100 或 0.1/50 或 1/150	10 000	场强低。在母线、线路，用于计量、测量、同期
	TYD110/√3-0.01H	1/20 或 3/50	10 000	场强低，中压低。线路测量、同期
220	TYD220/√3-0.01H	0.2/300 或 0.1/100	10 000	容量大，在母线上用于计量
	TYD220/√3-0.005H	0.2/100 或 0.1/50 或 1/150	5000	场强低。在母线、线路，用于计量、测量、同期
	TYD220/√3-0.005H	1/20 或 3/50	10 000	场强低，中压低。线路测量、同期
330	TYD330/√3-0.005H	0.2/250 或 0.1/100	5000	普遍适用
500	TYD500/√3-0.005H	0.2/300 或 0.1/100	5000	普遍适用
750	TYD765/√3-0.005H	0.2/200 或 0.1/100	5000	普遍适用

(2) 准确级和额定输出。应当注意电压互感器与电流互感器不同：后者各二次绕组的铁心是相互独立的，误差互不影响；前者各二次绕组共用一个铁心，彼此有电磁联系，各绕组的准确级和额定输出互有影响。选择时一定要从实用出发，千万不要认为准确级越高、额定输出越大越好。正如前述，额定输出选得过大就会毫无意义地增加制造难度、提高成本，还会带来实际测量精度和运行可靠性的降低。建议额定输出选为实际计算负荷的 1.5~2 倍为宜。另外，在某一最高准确级下各二次绕组的额定输出之和是 CVT 的关键参数，总输出值在各主二次绕组之间可以根据需要任意分配。例如，最高 0.2 级/总输出为 100VA 的 CVT，可以分为 0.2/40VA，0.5/30VA，0.5/30VA；或 0.2/20VA，0.5/40VA，0.5/40VA 等。在对电能计量精度要求高的场合（如发电厂）可以选用 0.1 级的 CVT，但此时的主二次绕组总输出不宜超过 100VA。

### 5.2.6.2 运行监测与维护

(1) 每年定期监测电容分压器中每节耦合电容器的电容和损耗 (tanδ)，做好记录，逐年比较，及时判断故障。由于下节电容器与电磁单元连接成一个整体，其测试方法应遵循制造厂的使用说明书。若需使用“自激法”，应注意控制测试电压和电流，防止对设备造成损害。

(2) 每年定期监测电磁单元各绕组间及对地的绝缘电

使 X<sub>C</sub> 和 X<sub>L</sub> 相互偏离造成剩余电抗增大，负载误差增加

$$\left. \begin{aligned} \Delta\epsilon_t &= -Q\alpha_c \Delta TK^2 \times 10^2 / \omega_N U_1^2 (C_1 + C_2) \\ \Delta\delta_t &= -34.4 P\alpha_c \Delta TK^2 \times 10^2 / \omega_N U_1^2 (C_1 + C_2) \end{aligned} \right\} \quad (3.4-24)$$

式中：Δε<sub>t</sub> 为温度变化造成的电压误差，%；Δδ<sub>t</sub> 为温度变化造成的相位差，(°)；α<sub>c</sub> 为电容分压器的电容温度系数，K<sup>-1</sup>；ΔT 为温度的变化量，K。

### 5.2.6 设备选用、运行监测与维护

#### 5.2.6.1 设备选用

(1) 不同品种 CVT 的品种选用建议见表 3.4-21。品种的区分以额定电容为主，其次为额定中压。若无特别需要，最好选常用品种。

阻，必要时测试油的耐压、损耗、微量水分或色谱，通过前后比较看变化情况，正确判断故障。

(3) 经常检查电容分压器和电磁单元有无渗漏油现象。一旦发现渗漏，需及时进行处理，以免引起内部绝缘损坏或内绝缘受潮。

(4) 经常监视电压指示是否正常。在同一个变电所（或发电厂的开关场）内往往有安装在不同位置的几台 CVT 测量的是同一电压，可以通过相互对比来判断电压指示的正确性，从而判断 CVT 内部是否存在故障。经验表明：若电容分压器的 C1 元件击穿，二次电压指示就会偏高；C2 元件击穿，二次电压就会明显偏低。

(5) 经常监视 CVT 三个剩余电压绕组构成的开口三角电压是否正常，一般在 3V 以下为正常。达到 5V 以上为异常，可能在某相互感器上有故障，再进一步查找问题所在之处。

(6) 注意监视电磁单元油表上所指示的油位。油位过低反映可能有渗漏，油位过高则可能是内部进水或发生了“内漏”（即电容分压器内的油通过连接套管漏到电磁单元中）。对于后者则是一个严重的信号，因为电容器内缺油就会导致大量元件击穿甚至爆炸。

(7) 注意监听 CVT 有无异常响声和振动，这可能是内部铁心松动或内部发生了持续的铁磁谐振。



(8) 红外仪测温是发现设备局部温度升高的有效诊断手段,定期对 CVT 各部位进行远红外扫描,可及早发现内部故障。

### 5.2.7 技术发展趋势

(1) CVT 产品向小容量、高精度方向发展。“小容量”是指电容量小、额定输出容量小,这是现代二次设备向数字化发展的必然结果。高精度是电力市场对电能计量的要求。电能计量要达到 0.2 级,则要求互感器精度达到 0.1 级。

(2) 为进一步提高 CVT 的运行可靠性,要求承担高电压的电容分压器采用新介质材料。现在已经在并联电容器上成熟应用的所谓“全薄膜介质”完全有条件应用到耦合电容器和 CVT 上,这种介质材料比现在普遍采用的“膜纸复合介质”耐电强度高、损耗小。

(3) 向无油化方向发展。采用  $\text{SF}_6$  气体绝缘或固体绝缘材料的 CVT 已经开发出来,今后有推广应用前景。前者已有一年以上的运行经验。

(4) 电子式电压互感器相对于传统的互感器有很多优点,是今后的发展方向。取消电磁单元,以传统电容分压器承担高电压并抽取电压信号、在低压侧进行电光转换和光缆传输的电子式 CVT 有可能首先获得实际应用。

## 6 感应加热装置用电力电容器 (以下简称电热电容器)

电热电容器主要用于感应加热电气系统中,专门用来改善感应加热、熔化以及类似场合的功率因数。

### 6.1 结构和性能

电热电容器分水冷式、空气自冷式和空气强冷式三种。水冷式电热电容器的心子和元件的内部结构如图 3.4-56 所示。其中 3.4-56 (a) 是芯子图,蛇形冷却水管由紫铜管弯成,表面搪锡,常用锡锌合金钎焊在元件端面的铝箔上。电热电容器在运行中产生热量由流过蛇形冷却管中的冷却水带走。水冷式电热电容器的单台容量已达到 2000~3000kvar,质量比特性可做到 0.015kg/kvar。图 3.4-56 (b) 是元件图,铝箔向两端突出,元件的宽度大于长度,这样既有利于降低极板损耗,又有利于热量向冷却水管传导。

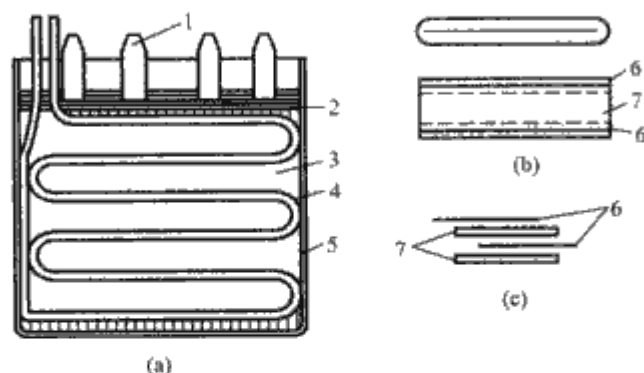


图 3.4-56 水冷式电热电容器内部结构

(a) 芯子; (b) 元件; (c) 极板与介质结构

1—连接片; 2—元件; 3—锌锡合金层;

4—冷却水管; 5—绝缘件; 6—铝箔; 7—介质

随着全膜介质电热电容器的出现,单位千乏电容器的介质损耗功率已降到 0.1~0.4W,电热电容器的极板损耗和引线损耗在总损耗中的比例迅速上升,变得不可忽略。

电容偏差应不超过:

对于单元及具有 4 个单元及以下的电容器组,  $-5 \sim +10\%$ ;

对于具有 5 个及以上单元的电容器组,  $0 \sim +10\%$ ;  
多端子电容器单元的各个电容之和应在电容器单元规定的偏差之内。

### 6.2 过负荷能力

#### 6.2.1 最高允许电压

每天允许在不超过  $1.05U_N$  的电压下最多运行 12h。

重复施加电压的最大峰值应不超过  $1.05 \times \sqrt{2} \times U_N$ 。

在过渡状态期间,端子间及端子与外壳间的瞬时电压应不超过  $2\sqrt{2} \times 1.05U_N$ 。

#### 6.2.2 操作过电压

每年可经受用不重击穿断路器投切电容器时产生的峰值不大于  $2\sqrt{2}$  施加电压,持续时间不大于 1/2 周波的过电压 5000 次。

#### 6.2.3 最大允许电流

电容器允许连续运行的最大电流为:

对于额定频率  $f_N \leq 60\text{Hz}$  的电容器,  $1.2I_N$ ; 对于额定频率  $f_N > 60\text{Hz}$  的电容器,  $1.15I_N$ 。

### 6.3 安装、运行和维护

电热电容器的特点是额定频率高、额定电流大,单位千乏电容器的散热面积小。因此,对在运行过程中的散热和冷却问题必须予以足够重视。对于空气自冷式和空气强冷电热电容器,在安装时应在电容器之间留有足够的间距使冷却空气温度不超过其在温度类别中规定的冷却媒质的上限温度。要特别注意连接导线与电容器端子间的接触必须良好。对于水冷式电容器,在投运时必须严格按照先通水后通电,先断电后断水的程序进行。在水冷式电热电容器的运行过程中,如出现停水或水流量低于要求时,当冷却水的出水温度超过其温度类别中规定的冷却媒质上限温度时,均应立即将电容器退出运行,在查出故障原因并排除故障后,方可按规定程序再次将电容器投入运行。冷却水应是清洁的,中性的,其电导率应低于 300S/m,以便限制其泄漏电流。对于水冷式电热电容器,在停止运行期间应将管子中的水及时排出,以防水管中的水结冰,损坏电容器。

## 7 脉冲电容器

脉冲电容器的特点是能够把一个小功率电源在较长时间间隔内对电容器的充电能量储存起来,在需要的某一瞬间,在极短的时间间隔内将所储存的能量和电荷迅速释放出来,形成强大的冲击功率  $[(1 \sim 5) \times 10^8 \text{kVA/m}^3]$  和强大的冲击电流  $(10^7 \text{A/m}^3)$ ,也可通过并联充电后进行串联放电的方法产生大功率高电压的冲击电压。在高电压试验技术、高能物理、激光技术、地质探矿及火箭技术等领域都有着广泛应用。

### 7.1 结构和性能

由于用途不同,脉冲电容器的工作条件、性能要求、结构、寿命、外形尺寸各异。

额定电压 110kV 及以上的脉冲电容器,通常采用瓷套或绝缘筒为主体的绝缘外壳,在此类脉冲电容器的内部通常设有多个圆盘形的扩张器,用以补偿电容器内部绝缘油的体积随温度的变化。对于额定电压在 110kV 以下的脉冲电容器,通常采用由钢板焊成的方形钢外壳,在电容器内部常有多个心子组成。为了降低电容器的固有电感,在元件结构、



内部引线、出线套管等方面常采用许多特殊的措施和结构。例如：采用有多对引线片的元件；电流方向相反的引线尽量靠近；采用盘形瓷套或绝缘顶盖等。为了通过强大的电流及其引起的电动力，脉冲电容器内部的导线必须有足够的截面积和机械强度，在电容器心子中各种导线必须进行可靠固定，在充放电过程中产生的电动力的作用下，内部导线不应发生断裂和大幅度位移。对脉冲电容器的主要性能要求见表 3.4-22。

项 目	要 求
电容偏差	冲击分压用±5%；其余±10%
绝缘电阻或时间常数	$C \leq 1\mu\text{F}$ ： $R \geq 1 \times 10^9 \Omega$ ； $C > 1\mu\text{F}$ ： $RC \geq 1 \times 10^9 \Omega\text{F}$
比能 ( $\text{J}/\text{cm}^3$ )	与工作条件、介质材料、额定电压、结构、耐久性等有关，通常在 0.2~10 的范围内
耐久性	通常在 1000~几万次充放电范围内

### 7.2 使用和维护

脉冲电容器经放电后，再存放一段时间，在电容器的端子上常会出现一种会危及测量仪表和人身安全的再生电压。经研究，这种再生电压是由电容器内部的介质吸放现象产生的。介质吸放现象的等效电路见图 3.4-57。

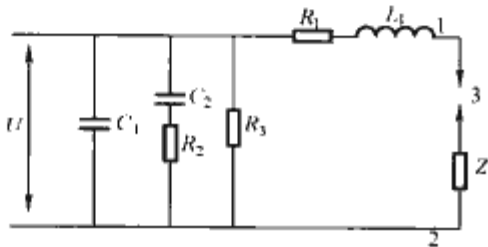


图 3.4-57 介质吸放现象等效电路  
 $C_1$ —极化过程快的电容（电子位移极化）；  
 $C_2$ —极化过程慢的电容（偶极子极化），其时间常数为  $R_2C_2$ ； $R_3$ —电容器的绝缘电阻；  
 3—间隙； $Z$ —负载阻抗； $R_1$ 、 $L_1$ —电容器的引线电阻和引线电感；1、2—电容器的出线端子

当外回路的间隙 3 击穿时，表示极化过程快的电容  $C_1$  通过  $R_1$ 、 $L_1$  向负载  $Z$  放电，与此同时表示极化过程慢的电容  $C_2$  通过  $R_2$ 、 $R_1$ 、 $L_1$  也向负载  $Z$  放电。由于  $R_3 \gg R_2$ 、 $R_2 > R_1$ ，所以在放电间隙导通期间， $C_1$  和  $C_2$  通过电容器的绝缘电阻  $R_3$  的漏泄电流可以忽略不计。当放电间隙 3 熄弧后，电容  $C_1$  上的电荷已经放完，而电容  $C_2$  上的电荷还有剩余，这时电容  $C_2$  就通过  $R_2$  对电容  $C_1$  进行充电。于是在电容器的端子上就再次出现电压，即再生电压，当其达到平衡电压后，电容  $C_1$  和  $C_2$  通过绝缘电阻  $R_3$  缓慢放电，再生电压缓慢下降，如图 3.4-58 所示。

因此，为防止操作人员和仪表遭受电击，在对脉冲电容器进行安装、使用和维护时，在操作人员接触脉冲电容器之前，必须用接地棒对电容器进行放电，然后将两个端子用导线短接，使电容器充分放电。对平时放置在实验室中不使用的电容器，最好将其端子短接，以免因各种原因在端子间产生电压。

在使用中如发现内部有响声、外壳膨胀、渗漏油等现象时应及时检查；发现故障电容器应及时更换。

脉冲电容器应在其使用说明书和技术条件所规定的条件和范围内使用，不可任意提高放电重复频率，降低放电回路

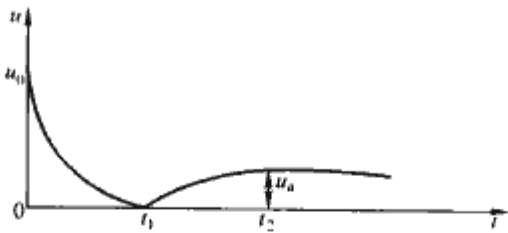


图 3.4-58 电容器放电时和放电后端子电压随时间的变化  
 $u_0$ —初始充电电压； $u_a$ —再生电压；  
 $0 \sim t_1$ —间隙燃弧时间； $t_1 \sim t_2$ —再充电时间

阻抗，以免电容器发生早期损坏。

## 8 均压电容器

均压电容器是一种并联连接在交流高压断路器的断口上，用以改善电压分布、降低恢复电压上升率的电容器，也称作断路器电容器。

### 8.1 结构和性能

油浸式均压电容器通常采用瓷套外壳、内部元件全部串联，内部带油补偿器，上、下端盖兼作引出端子，在运行中与断路器断口相并联。

除油浸式均压电容器外，还有陶瓷均压电容器和环氧树脂浇注金属化干式均压电容器。

均压电容器的额定值及性能要求见表 3.4-23。

项 目	额定值及性能要求
额定电压 (kV)	40、90、120、180、240、360
额定电容 (pF)	1000、1500、1800、2400、2700、3000、3600、3900
电容偏差 (%)	±5
$\tan\delta$	不大于 0.2%

均压电容器的绝缘水平如表 3.4-24 所示。

表 3.4-24		均压电容器绝缘水平			kV
电容器的 额定电压	绝 缘 水 平				
	额定短时工 频耐受电压 (方均根值)	2h 工频耐受 电压 (方均 根值)	额定雷电冲 击耐受电压 (峰值)	额定操作 冲击耐受 电压 (峰值)	
40	130	80	360	205	
90	260	180	590	380	
120	325	240	775	615	
180	460	360	1110	760	
240	580	480	1380	1095	
360	790	720	1985	1350	

### 8.2 选用

在给断路器断口选配均压电容器时，以下因素是必须加以考虑的。

(1) 所选均压电容器的额定电压应稍大于断路器断口承受的电压，即

$$U_{CN} \geq \frac{rkU_{SN}}{n\sqrt{3}}$$

式中： $U_{CN}$ 为均压电容器的额定电压； $U_{SN}$ 为系统的标称电

压;  $n$  为断路器的断口数;  $r$  为断口电压不均匀系数, 通常取 1.1;  $k$  为系统供电端电压系数, 通常为 1.1~1.15。

(2) 所选的均压电容器的绝缘水平应等于或稍高于断路器断口的绝缘水平。

(3) 所选均压电容器的额定电容应能满足使各个断口电压分布达到基本均匀的目的。即应使断口电压分布的不均匀系数  $r \leq 1.1$ 。

在实际选用中, 为了降低断路器断口上的恢复电压上升率, 可能需要选用更大电容的均压电容器。

## 9 交流电动机电容器

### 9.1 电动机起动电容器

这是一种向电动机辅助绕组提供超前电流, 帮助电动机起动, 当电动机一旦运转后, 即应从电路中断开的电容器 [见图 3.4-59 (a)]。这种电容器不能长时间运行, 若长时间接在电动机的辅助绕组中, 不但电容器会损坏, 而且往往会烧坏电动机。

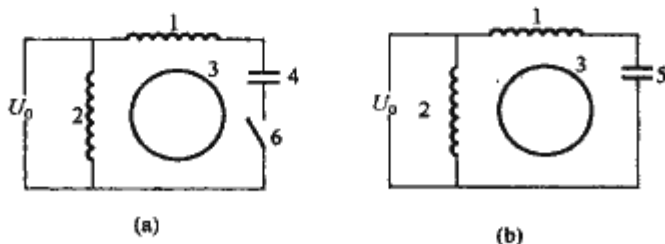


图 3.4-59 电动机电容器在单相异步电动机中的接入方式

(a) 起动时接入; (b) 固定接入

1—辅助绕组; 2—主绕组; 3—转子; 4—电动机起动电容器; 5—电动机运行电容器; 6—离心开关

### 9.2 电动机运行电容器

这是一种用来与电动机辅助绕组相连接, 以帮助电动机起动并改善在运行状态下的转矩的电容器。其在电动机中的接入方式见图 3.4-60 (b)。

### 9.3 结构、额定值和注意事项

电动机电容器是一种在家用电器中广泛使用的小型电容器, 其介质材料大部分采用聚丙烯薄膜, 极板材料大部分采用金属化层, 故具有自愈性能。电动机电容器的额定电压通常为 250~600V, 额定电容为 0.68~35 $\mu$ F。

如图 3.4-59 所示, 由于电动机电容器在使用中是与电动机的辅助绕组相串联的, 所以作用在电动机电容器端子间的电压通常会远高于作用在电动机端子间的电源电压  $U_0$ 。在选用电动机电容器时, 应根据在运行中电容器端子间可能出现的最高电压不高于电容器的额定电压的原则来选择具有相应额定电压的电容器。在选配电动机电容器时, 还应注意避免在电容器与辅助绕组间发生串联谐振, 造成电动机和电容器严重损坏事故的发生。

## 10 标准电容器

标准电容器是一种主要用于 50Hz (或 60Hz) 工频交流高压测量电路中, 与高压电桥相配合可测量各种高压电器试品的电容和介质损耗角正切 ( $\tan\delta$ ), 还可用作测量工频高压的分压电容器。

### 10.1 结构和主要性能要求

高压标准电容器如图 3.4-60 所示由组装在绝缘筒内的高压电极 1 和被其包围的低压电极 2、屏蔽电极 0 组成。在绝缘筒内部充有  $\text{SF}_6$  或  $\text{N}_2$  的压缩气体作介质。电容器内部  $\text{SF}_6$  的工作气压通常不大于 0.5MPa (表压),  $\text{N}_2$  的工作气压通常不大于 1.3MPa。所选用的绝缘筒和承压部件都必须具有足够的机械强度和密封性, 电容器内部电极的表面必须十分光洁。

标准电容器的额定优先值、主要性能要求、耐受电压水平及局部放电性能分别见表 3.4-25~表 3.4-28。

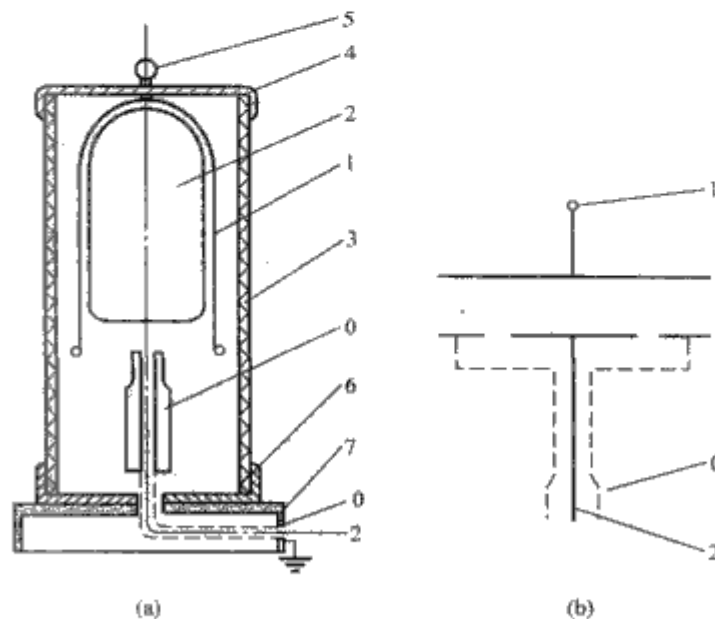


图 3.4-60 充  $\text{SF}_6$  压缩气体的标准电容器

(a) 结构图; (b) 电气连接图

1—高压电极; 2—低压电极; 3—绝缘筒; 4—上盖; 5—接线性; 6—下盖; 7—底座; 0—屏蔽电极

表 3.4-25 标准电容器的额定优先值

项 目	额 定 优 先 值							
额定电压 (kV)	50	100	250	350	500	800	1000	1200
额定电容 (pF)	100		50		30		20	

表 3.4-26 标准电容器的主要性能要求

项 目	性 能 要 求
密封性能	年泄漏量不大于 1%
机械性能	能承受 2 倍额定气压 (表压) 72h
电容偏差	不大于额定值的 $\pm 3\%$ ; 测量误差应 $< \pm 0.05\%$
电容温度系数 $\alpha_C$	不大于 $3 \times 10^{-5} \text{K}^{-1}$
$\tan\delta$	根据用途不同分为 4 档: $1 \times 10^{-4}$ 、 $5 \times 10^{-5}$ 、 $2 \times 10^{-5}$ 、 $1 \times 10^{-5}$
电容压力系数 $\alpha_p$	不大于 $\pm 2.2 \times 10^{-3} \text{Pa}^{-1}$
电容电压系数 $\alpha_U$	不大于 $\pm 3 \times 10^{-5}$
电容分压比误差 $f_K$	不大于 $\pm 1\%$

表 3.4-27 标准电容器的耐受电压水平

电容器额定电压 (kV)	试 验 电 压	
	高、低电压端子间, 高电压端子与接地端子间	低电压端子间低电压端子与接地端子间
1000 以下	$1.2U_N$	2kV
1000 及 1200	$1.1U_N$	2kV



表 3.4-28 标准电容器在额定电压下的局部放电性能

额定电压 (kV)	局部放电量 (pC)
50~500	不大于 5
>500~1200	不大于 10

10.2 使用和维护

高压标准电容器是一种高精度的计量器具，在使用和搬运时，应避免发生冲击和碰撞，以避免内部电极发生位移。要维护好绝缘筒外表面的光洁，不应有擦伤和裂纹发生，在使用前应用柔软白布将电容器的绝缘外壳擦拭干净，以免因表面污物引起爬电。电容器内部的气体若系 SF<sub>6</sub>，要特别注意防止水分渗入，并必须使用高纯度的 SF<sub>6</sub>。

对新充气的电容器，初次加电压时可能会在低于额定电压下发生闪络。因此，当电压升高到额定电压的 50% 后，即应逐级升压，每级约为额定电压的 10%，并保持 1min，如发生内部闪络，而电源电压未切断，则可继续分级升高电压，直至额定电压。如闪络后电源自动切断，再次加电压时可一直升到较原闪络电压低 10% 的电压，在保持 1min 后再行逐步升压，直到额定值。

11 电力电子电容器

这是一种在电力电子设备中用作过电压保护、直流滤波、交流滤波、切换电路、直流储能等用途的电容器。电容器通常安装在室内，单元额定电压通常不高于 10kV。

电容器的容差通常应不大于 ±10%。

电容器端子与外壳间的绝缘应能承受：

$U_{t-cas} = 2U_i + 1000V$  或 2000V，两者中取较大者，其中  $U_i$  为绝缘电压 ( $U_i = U_N / \sqrt{2}$ )。需要注意的是，电力电子电容器的额定交流电压  $U_N$  不是方均根值，而是指任一极性的电压峰值。

电容器端子间应能承受表 3.4-29 所示的两种电压之一。在例行试验中应历时 10s，在型式试验中应历时 1min。

电容器应能在表 3.4-30 所示的电压水平下运行，而不显著降低其使用寿命。

表 3.4-29 端子间的试验电压

试验电压类别	交流电容器		直流电容器	
	非自愈式	自愈式	非自愈式	自愈式
交流试验电压方均根值	$1.5U_N$	$1.25U_N$	—	—
直流试验电压	$2.15U_N$	$1.75U_N$	$2U_N$	$1.5U_N$

表 3.4-30 最高允许电压

过电压	一天之内的最长持续时间	说 明
$1.1U_N$	有负荷时间的 30%	系统调整
$1.15U_N$	30min	
$1.2U_N$	5min	
$1.3U_N$	1min	系统切换
$1.5U_N$	100ms	

12 试验

12.1 试验类别

电力电容器试验分为例行试验、型式试验、验收试验和研究性试验。

例行试验的目的是检验产品是否符合设计图样，电气性能及密封性是否达到有关标准和技术条件的要求。例行试验应对每台产品进行。

型式试验的目的是全面检验产品的设计是否合理，生产工艺是否良好，产品的各项性能是否全面达到标准和技术条件的要求，并可为评价产品水平和可靠性提供依据。当新产品制出时，型式试验应在与新产品具有相同设计的试品上进行。在进行型式试验之前，试品应已满意地通过了例行试验。

验收试验的目的是检验产品在运输、储存或安装的过程中产品是否受到损伤，主要性能指标是否达到要求。验收试验在用户收到产品后或投入运行前进行。

研究性试验是为了开发新型产品，特殊产品，采用新结构、新材料、新工艺时进行的一些除例行试验，型式试验之外的项目的试验。

12.2 试验条件

电力电容器的试验和测量除另有规定之外，均应在下列条件下进行：

(1) 环境空气温度应在 5~35℃ 的范围内，如需校正时，以 20℃ 时的值为准。

(2) 试验和测量所用电压的波形应符合标准规定。

12.3 试验项目和方法

12.3.1 电容测量

电容是电力电容器的基本参数之一，电容的测量应在电容器的线路端子之间用具有足够准确度的方法进行。电容测量方法见图 3.4-61。

对于三相电容器，无论其内部是三角形联结还是星形联结，均可先分别测量三个端子中任意两个间的电容  $C_{ab}$ 、 $C_{ac}$ 、 $C_{cb}$ ，然后用下式，即可算出整台电容器的电容值  $C$

$$C = 2(C_{ab} + C_{ac} + C_{cb}) / 3$$

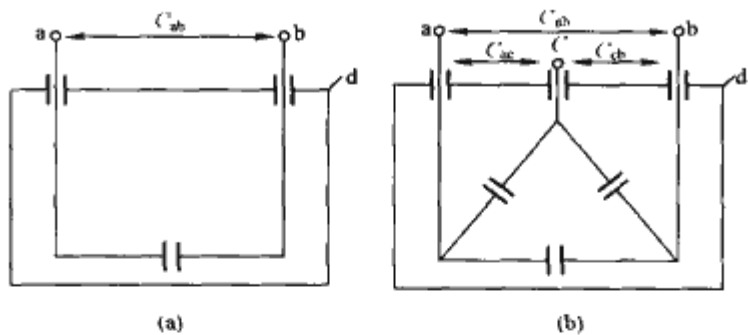


图 3.4-61 电容测量方法

(a) 单相电容器；(b) 三相电容器

a、b、c—线路端子；d—电容器箱壳

交流电容器的电容，初测应在不高于  $0.15U_N$  的电压下用低压电桥、微法表或数字式电容表测量。复测则必须在  $0.9 \sim 1.1U_N$  的电压下用电桥测量。

直流电容器的电容应在  $0.1U_N$  交流电压下测量。

在测量小电容、高电压、具有绝缘外壳的电容器（如均压电容器、耦合电容器）的电容时，要注意排除电容器与周围接地体间的杂散电容对测量的影响。在被测电容器的四周应留有足够空间，不应在将许多试品紧靠在一起的情况下对试品进行电容测量。为防止电容器上的剩余电荷危害测量人员和测量仪表，测量前必须在被测端子间进行短路放电。

12.3.2 损耗角正切 ( $\tan\delta$ ) 的测量

电力电容器的损耗因数通常用电桥回路来进行测量，常



用的电桥有国产的 QS3、QS19A 电桥和国外生产的 2801、2811 等电桥。

通常电桥的允许测量电流只有几十毫安到几百毫安，而在额定电压下通过电容器的电流常达到几十安到几百安。为扩大电桥的量程常需使用高精度的电阻分流器或电流互感器将通过电容器的电流进行分流或变流后再进入电桥进行测量。

为了准确，安全地测量电力电容器的介质损耗角正切值，应注意下列事项和程序：

(1) 正确接线，电源线及标准电容器的引线应直接接到电容器的高压端子上，如图 3.4-62 所示。这样可消除或减小由导线电阻引入的误差。

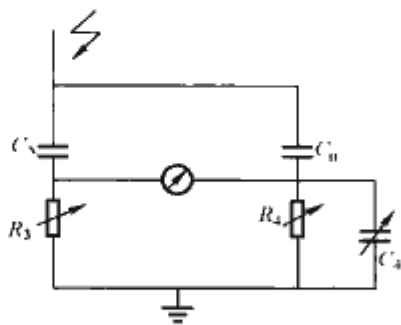


图 3.4-62 正确的接线图

(2) 检查接线，必须认真对照正确的接线来检查试品、标准电容器、分流器、电流互感器等与桥体间的连接是否正确、可靠，是否有漏接，电桥是否已可靠接地。万一发生接线错误和漏接，往往会烧坏电桥和造成人身事故。

(3) 选择平衡条件。在测量前应根据试品电容和测量电压选用适当的标准电容器，然后用  $C_x$  的计算式反向计算，求出所选分流条件下的平衡点。例如，对于 2801 电桥，为了取得准确的测量结果，电桥平衡点处的  $R_3$  必须大于  $1 \times 10\Omega$ ，通常以落在几百欧姆范围内为好。选定平衡点后，将分流器、电流互感器和电桥上的各参数预置在适当位置。

(4) 在较低电压下调电桥的平衡状态。在试品电容器及标准电容器上施加能使电桥进行平衡操作的最低电压，使电桥达到平衡，检查这时的桥臂参数是否落在应有的范围内。如果这些参数中有明显偏离预定值的，就说明接线有错误，应立即切除电源，再次检查接线，找出问题并改正后，重新进行上述平衡操作，直到电桥平衡时桥臂参数均落在预定的范围内。

(5) 在规定的电压下测量  $\tan\delta$  值。

(6) 测完  $\tan\delta$  后应立即降压，在低电压下切断电源。如果在测量电压下直接切断电源，电容器中储存的电荷将向测量电桥放电，有使电桥遭受损害甚至烧坏的危险。

(7) 电桥回路应一点接地。若有两个接地点，两点间的开环电流会使电桥产生感应电流，从而增大测量误差。

(8) 其他。测量电桥应尽量远离大电流电源，高电压部分应无电晕。对于低电压大容量电容器，试品端子和连接导线间的接触电阻常会造成较大的测量误差，因此测量导线与试品端子间的连接必须紧密可靠。可采用四端测量法或测量接触电阻和导线电阻的方法对测量值进行修正。另外，电阻分流器和电流互感器应尽可能靠近试品，并应对测量数据进行修正。若电桥在平衡点处灵敏度变差，应检查电源波形是否严重畸变，如电源波形严重畸变，应采取措施，使波形为实际正弦波，以确保测量精度。

### 12.3.3 极间耐受电压试验

产品出厂前在每台电容器上进行，施加电压时应从电容器额定电压的一半或更低的电压开始，在 2~10s 内均匀地

升高电压到规定值，保持规定的时间。当用交流电源进行耐压试验时，应将电压降到相当低的电压后再切断电源。当用直流电源进行耐压试验时，应十分注意升压速度不能过快。如果试品上的直流电压一旦超过规定值，即使降低充电电源的输出电压，由于充电回路中的整流器件是单相导通的，试品上的电荷无法通过电源回路放电，所以试品上的电压是一时降不下来的。试品在经受了规定的直流电压和持续时间后应及时通过放电回路放电，放电回路的阻抗应能将放电电流限制在标准规定的值以内。放电后应立即用导线将端子进行短接，以消除电容器内部的剩余电荷。

三相并联电容器的极间交流耐受电压试验可用符合要求的三相电源进行，也可以用单相电源按图 3.4-63 所示，在三相电容器的三个线路端子上分三次进行。当电容器内部为三角形连接时，电容器端子间的试验电压应取  $U_{SD} = 2.15U_N$ ，当电容器内部为星形连接时，端子间的试验电压  $U_{SY} = 2.15 \times 1.5U_N / \sqrt{3}$ 。

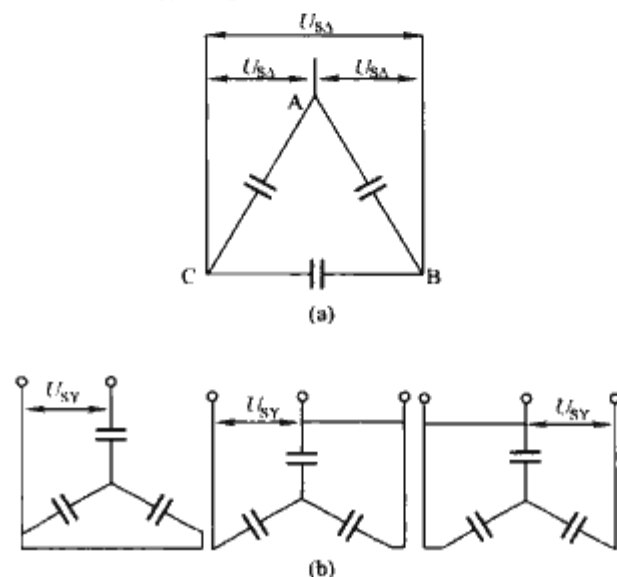


图 3.4-63 用单相电源对三相并联电容器进行极间交流耐压试验

(a) 对内部三角形连接的三相电容器

(b) 对内部为星形连接的三相电容器

试验时应注意：

(1) 在对电力电容器进行工频电压试验时，由于所用试验变压器均有一定漏抗，实际作用在电容器端子间的电压常高于由变压器低电压侧电压乘以电压比算得的二次电压，所以试验电压应以用仪用互感器或静电电压表直接在试品端子间测得的电压值为准。

(2) 当用直流电压对试品电容器进行耐压试验时，操作人员应十分注意安全，及时释放电容器上的电荷。在直流电压实验室的门上应装设联锁开关，由自动装置释放电容器上的电荷并接地。为防止出现放电回路开路或接触不良的隐患，操作人员在接触试品前必须再次用接地棒进行放电。

(3) 应正确选用直流高压试验装置中的保护电阻和整流器件，防止发生整流器件过载和反向击穿。

### 12.3.4 极对壳耐受电压试验

此项试验仅在具有金属外壳、全部线路端子均与外壳绝缘的电容器上进行。试验电压加在连在一起的线路端子与外壳之间，极对壳耐受电压试验示意图见图 3.4-64。

极对壳耐受电压试验的目的是检验试品的绝缘水平。根据标准要求对于箱壳对地绝缘的电容器通常只需进行极对壳工频电压试验，对于箱壳接地的电容器则通常需进行工频电压试验和雷电冲击电压试验。雷电冲击电压试验应按 GB/T 16927.1 进行，波形为  $(1.2 \sim 5) / 50\mu s$ ，峰值为表 3.4-9 中



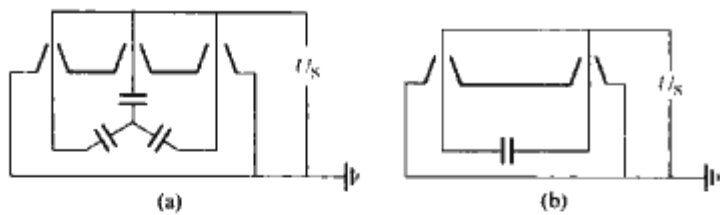


图 3.4-64 极对壳耐受电压试验示意图  
(a) 三相电容器；(b) 单相电容器

的相应值。

### 12.3.5 热稳定试验

热稳定试验的目的是检验电容器在过负荷条件下的热稳定性，其试验方法见各试品电容器的标准。

### 12.3.6 电容器绝缘电阻的测定

这项试验通常在不带内放电电阻的电容器上进行。试验时如图 3.4-65 所示，先接通开关 S1，升高电压，使试品电容 C 充电到额定电压（对于冲击分压用电容器为  $0.8U_N$ ），保持 1min，然后打开 S1，电容器经一段时间（0.5~10h）自放电后，合上 S2 测量电压。电容器的绝缘电阻可按式进行计算

$$R = \frac{t}{C \ln(U_0/U_t)} \times 10^6 (\Omega) \quad (3.4-24)$$

式中： $t$  为自放电经历的时间，s； $C$  为电容器实测电容， $\mu F$ ； $U_0$  为自放电开始时的电压，kV； $U_t$  为自放电经历时间  $t$  时的电压，kV。

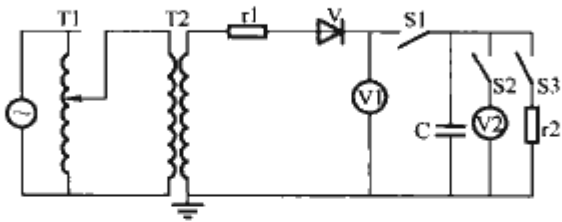


图 3.4-65 电容器绝缘电阻测量电路  
T1—调压器；T2—变压器；S1、S2、S3—开关；  
r1—保护电阻；r2—放电电阻；V1、V2—静电电压表；C—试品电容器；V—高压整流器

在测量  $U_t$  之后应及时合上 S3，通过放电电阻  $r2$  放电，并将试品电容器线路端子短接并接地。

## 第5章 调压器

## 1 概述

### 1.1 调压器分类、主要特点和用途

调压器是一种能在带负载的情况下平滑无级地调节负载电压的交流电器。作为调压电源（通常称为调压器），它能把一固定的电网电压，转换为在一定范围内可调节的负载电压；作为稳压电源（通常称为自动调压器或电力稳压器），它能在电网电压和负载电流变动的情况下，使负载电压稳定在额定值的设定精度范围内。当它兼有调压和稳压两种功能时，通常称它为可调可稳调压器。

按电磁原理和结构不同,调压器可分为接触调压器、感应调压器、磁性调压器及移圈调压器四类。

按相数不同,调压器可分为单相调压器和三相调压器两大类。我国调压器机械行业标准中规定的调压器输入电压,单相为 220、380V,三相为线电压 380、6000、10 000V;工作制为长期连续工作。

自动调压器是由特殊设计的调压器和自动控制器组成的闭环控制系统装置。由于特殊设计的调压器的不同类型,自动调压器有感应自动调压器和接触自动调压器之分。

调压器和自动调压器作为调压、稳压设备,广泛应用于工农业生产、交通运输、电信、广播电视、国防、医疗卫生、科学实验等方面。

调压器和自动调压器主要特点和用途分别见表 3.5-1 和表 3.5-2。

表 3.5-1

### 调压器主要特点和用途

型式		额定容量 (kVA)	电压等级 (kV)	调压范围 (%)	波形畸 变率 (%)	效率 (%)	空载电 流 (%)	调压方式		冷却方式	主 要 用 途
								电触头	传动机构		
接 触 调 压 器	环式	0.1~30	0.5	0~100	≤3	≥98	≤3	有	有	干式自冷	小型通用调压电源，主要用 于实验室、小型电炉、仪器仪 表、家用电器、高压试验设备
	柱式	10~500								干式自冷	优质节能调压电源，主要用 于电气试验、直流调速、通 信、医疗仪器、整流设备
		20~5000								油浸自冷	
感 应 调 压 器		6.3~200	0.5	5~100	≤5	≥96	≤10	无	有	干式自冷	通用调压电源，主要用于电 机电器试验、电炉控温、整流 设备、发电机励磁。广泛应用 于机械制造、化工、纺织、军 工等行业
		500~1600	10 及以下							强迫风冷	
		16~10 000								油浸自冷	
磁 性 调 压 器		16~250	0.5	15~100	≥5	≥95	≤3	无	无	干式自冷	高可靠性电炉控温电源，适 用于各型电炉控温，特别适 合于低电压大电流，负载易 短路的情况
		5~1000	10 及以下							油浸自冷	
移 圈 调 压 器		1000~2250	10 及以下	5~100	≤5	≥94	≤30	无	有	油浸自冷	大容量整流设备配套

表 3.5-2

### 自动调压器（稳压器）的主要特点和用途

型式		额定容量 (kVA)	电压等级 (kV)	电源电压 $U_1$ 波动 范围 (%)	稳压 精度 (%)	波形畸 变率 (%)	反应 速度 (V/s)	效率 (%)	空载 电流 (%)	电触头	冷却 方式	主 要 用 途
接 触 自 动 调 压 器	环式	$\leq 200$	0.5	+10 -20 $\pm 20$	$\pm (1 \sim 4)$	$\leq 0.5$	$\geq 10\% U_1$	$> 98.5$	$< 3$	有	干式 自冷	小型通用稳压电源, 广泛用于实验室、医疗仪器、家用电器
	柱式	20~1000			$\pm 1$						油浸 自冷	优质节能稳压电源, 广泛应用于生产流水线、电梯、精密机床、广播电视、邮电通信、医疗设备、宾馆、计算机房、体育场(可户外使用)
感应自动 调压器		20~5600	10 及 以下	+10 -20 $\pm 20$	$\pm 1$	$\leq 3$	$\leq 2\% U_1$	$> 97.5$	$< 5$	无	干式、油 浸自冷	一般通用稳压电源, 广泛应用于工农业生产、广播电视、邮电通信、建设工程



## 1.2 调压器国家机械行业标准

调压器国家机械行业标准如下所列:

- JB/T 8749 调压器通用技术要求;
- JB/T 10091 接触调压器;
- JB/T 7069 柱式调压器;
- JB/T 10093 感应调压器;
- JB/T 10092 磁性调压器;
- JB/T 10089 接触自动调压器;
- JB/T 8449 柱式自动调压器;
- JB/T 10090 感应自动调压器。

## 1.3 调压器发展趋势

与其他类型调压器相比,移圈调压器的技术经济指标较落后,主要是空载电流大,电磁材料耗量多,现已被淘汰,其国家机械行业标准也不再修订。此外,由于电网电压质量不断提高,以及有载分接开关技术的发展,对于大容量供电网络,采用有载分接开关调整网络电压已能满足需要;对于小容量用户,采用电子稳压电源也能有效稳定电压。作为电力稳压器的自动调压器因存在损耗较大,反应速度慢等缺点,其市场需求已严重萎缩。

随着国家制造业的发展,调压器新品层出不穷,主要有以下几个方面。

### 1.3.1 调压器产品向单机大容量发展

随着国内电机制造业向单机大容量发展,作为电机产品试验电源的调压器,单机容量已达到三相 10 000kVA;随着电力设备向单机大容量发展,作为高压试验用柱式调压器,单机容量已达到单相 5000kVA。目前国内调压器制造业为了适应这一需求,加快了产品的研发,在设计水平、新工艺、新材料、新技术的应用等方面都有长足发展,已基本能满足这一需求。但进一步提高大容量产品的技术经济指标,仍是努力方向。

### 1.3.2 调压器产品从标准通用系列向专用途新系列发展

#### 1.3.2.1 电机试验用感应调压器新系列

电机试验用调压器技术要求比标准通用系列的调压器技术要求高。主要有调压器输出电压波形畸变率小,调压器下限电压值要求小,调压特性要求均匀平滑,调压速度、调压准确度也有相应要求。

TYS (J) A 型电机试验用感应调压器新系列能满足电机试验的要求,该系列产品电压级次 10kV 及以下,额定容量最大可达三相 10 000kVA。

#### 1.3.2.2 高压试验用柱式调压器新系列

TYDZ、TYSZ 高压试验柱式调压器新系列是专门为高压试验设备配套而研制的调压电源。它用于高压试验变压器的一次侧调压。

高压试验用柱式调压器新系列具有阻抗电压低,能满足高电压试验(如污秽试验)的要求,输出电压下限值很小( $\leq 1\%U_{2max}$ ),输出电压波形畸变率很小,且与输入电压基本同相位,接触系统可靠,能线性、无级连续调节输出电压,调压伺服电机采用调速电机,调压速度可在一定范围内调节,具有运行噪声小等特点。

该系列调压器电压级次在 10kV 及以下,单相额定容量可达 5000kVA。

#### 1.3.2.3 发电机组试验用可调电抗器新系列

发电机组试验需用模拟负载,要求其负载率和负载功率因数在一定范围内可调。以往该负载可调电感部分通

常采用标准感应调压器反接,配以相应可调电阻和控制系统。标准感应调压器反接使用,利用其磁路励磁绕组有效匝数可变以获得可调电抗。为了使调压器不至于过热损坏,调压器容量只能用到原调压器额定容量的 40% 左右,加上调压器长时间运行在磁路过载状态,其振动、噪声相当强烈,令人难以忍受。如果调压器长时间过热,使用寿命短,很容易烧毁。

TKS (D) 型可调电抗器新系列能在额定工作电压下,平滑无级连续地改变电抗值。它的用途是作发电机组试验时的可调电感负载,它和可调电阻器相配合,可以在一定范围内调节负载率和负载功率因数。

TKS (D) 可调电抗器新系列具有电流调节范围大,可无级平滑连续地调节无功电流,电感调节线性度及稳定性好,且能承受 10% 过载 1 小时;与可调电阻器配套时,有功、无功电流调节互不影响,能准确调节负载率及功率因数;具有两种接法,适用于 50Hz/400 (690) V 或 60Hz/450V 额定电压;操作方便,运行安全可靠,并可长时间连续运行;可多台并联使用。

可调电抗器新系列冷却方式为油浸自冷,部分规格为强迫风冷。

### 1.3.3 调压器产品成套性大幅度提高

#### 1.3.3.1 电机试验多用调压电源

TYSA 型电机试验用感应调压器系列,调压器输出一般只有一档电压,随着电机制造厂家产品向多品种多电压规格发展,希望在只装备一套调压电源,且输出容量保持恒定的条件下,满足多种规格电机试验的需要。

多用调压电源由电机试验用调压器、试验变压器和分接开关组成。根据其额定容量大小和用户的要求,产品结构可采用一体式或分体式,冷却方式可为油浸自冷、油浸风冷、强油风冷等方式。采用电动无励磁分接开关,方便可靠地获得多组不同范围的可调电压,在保证调压器额定容量不变的情况下实现了一机多用,节省了设备投资和占地,缩短了试验时间。

图 3.5-1 为 TSA-3500/6.9 多用调压电源,该产品额定容量 3500kVA,输入电压 6000V,输出三组电压分别为 0~3500V、0~4500V、0~6900V。

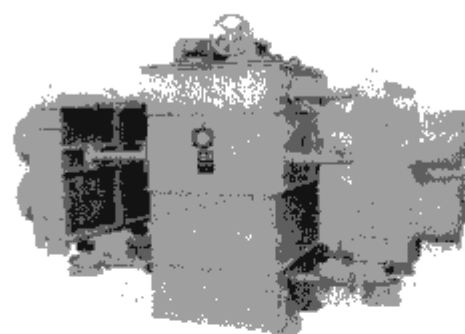


图 3.5-1 TSA-3500/6.9 多用调压电源

#### 1.3.3.2 发电机组试验用模拟负载可调阻抗器新系列

采用可调电抗器适配可调电阻器(水电阻或固体电阻)以及控制系统,组成可调阻抗器,可作为发电机组试验用的可调负载,不仅可调节负载率和负载功率因数,还可实现恒流、恒功率因数控制。

该系列产品大幅度提高了产品的成套性,专业化的设备成套大大提高了性价比。

发电机组试验用可调阻抗器见图 3.5-2。



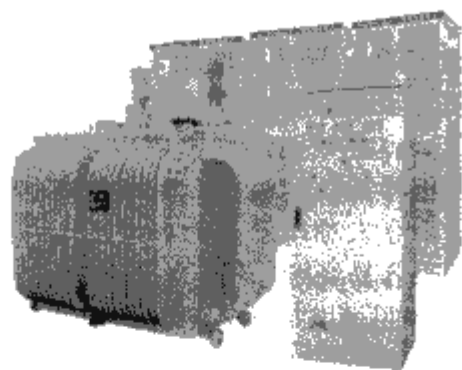


图 3.5-2 发电机组试验用可调阻抗器

## 2 接触调压器

### 2.1 工作原理和结构特点

#### 2.1.1 工作原理

接触调压器是一种电压比连续可调的自耦变压器，其工作原理及绕组联结图见图 3.5-3，图中， $N$  为调节绕组  $Tr$  的总匝数， $N_1$  为一次侧绕组匝数  $N_2$  为二次侧绕组匝数。当调压器传动机构带动电刷  $S$ ，在调节绕组的接触表面上滑行或滚动时， $N_2$  变化在  $0 \sim N$  范围内，当一次侧加上  $U_1$  后，二次侧电压将随  $N_2$  变化，其范围为  $0 \sim (U_1/N_1) N$ 。

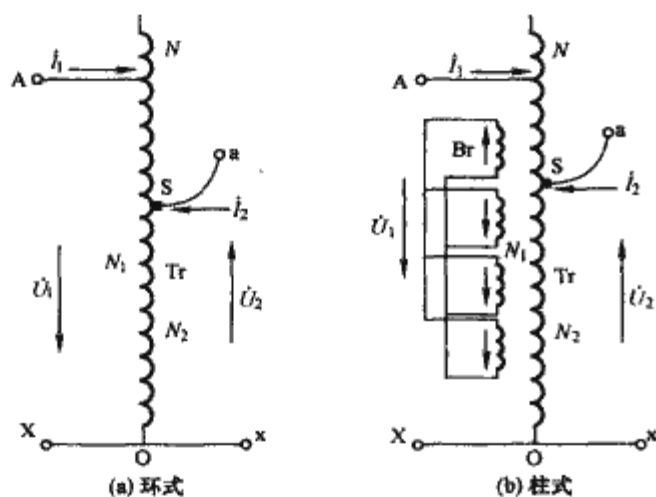


图 3.5-3 接触调压器绕组联结原理图  
S—电刷；Tr—调节绕组；Br—补偿绕组

#### 2.1.2 结构特点

接触调压器按其结构形式分为环式和柱式两种。

环式铁心采用冷轧取向硅钢带卷绕，并经热处理定型。环式绕组采用高强度漆包铜线直接绕制于经绝缘处理过的环式铁心上，一般为单层绕组。绕组经绝缘处理，绕组拟与电刷接触的导电部位必须经特殊处理并磨制，以保证其表面与电刷的良好接触。

环式接触调压器电刷一般采用电化石墨，滑动接触。单个环式其额定容量在 10kVA 及以下，单相较大容量可用多个环式分组共轴组装，一次侧并联，二次侧通过平衡电抗器并联，电刷同步转动。三相产品一般由三个环式（或三组环式）共轴组装，电刷同步转动，一次、二次侧都为三相 Y 联结。

柱式接触调压器结构同变压器，每柱上有内外两个绕组，内绕组为补偿绕组 Br，多层分段式；外绕组为调节绕组 Tr，单层简式。调节绕组与电刷接触部位磨削后表面经特殊处理（耐磨、耐腐蚀处理）成为光洁的导电表面。

柱式接触调压器电刷一般采用电化石墨，滚动接触。为

了提高电刷允许通过电流，有采用金属石墨电刷，滑动接触，但同时绕组绕制方式应采取特殊措施，以减少电刷短路线匝引起的环流，保证导电时电刷触头温升在允许的范围

内。为了提高柱式单元绕组的容量，可在调节绕组表面，分别安装 2 组电刷，两组电刷之间再通过平衡电抗器并联引出。大容量柱式接触调压器通常采用多单元绕组通过平衡电抗器并联输出。

平衡电抗器可抑制电刷组间因电位差所产生的环流。此外也有采用半导体二极管，限制电刷间的环流。

接触调压器冷却方式大多采用干式自冷，大容量产品采用油浸自冷或强迫风冷。

### 2.2 关键问题及解决途径

#### 2.2.1 漏抗与补偿绕组

图 3.5-3 中柱式接触调压器的调节绕组  $Tr$  为单层简式，漏抗较大，调压器的阻抗电压大。为了降低漏抗，改善特性，在调节绕组内层，沿绕组高度设置数段相同的补偿绕组 Br，互相并联。在负载情况下，随着电刷在调节绕组上接触位置的改变，绕组上下两段的电流大小和方向也随之改变，相对应的各段补偿绕组中，由调节绕组漏磁通引起的感应电动势也各不相同，在其间产生环流，以降低调节绕组的漏抗，将调压器的阻抗电压限制在一定的范围内，从而改善了调压器的负载特性。

#### 2.2.2 电刷

接触调压器的关键技术是电刷接触系统的设计。电刷材料的选择，滑动、滚动接触的选择，电刷对导电接触面的压力，电刷接触系统的散热，电流引出方式等直接影响了调压器的调压性能、使用寿命。有关接触调压器电刷的特点及其应用，与匝电压、电刷接触面电流密度分别见表 3.5-3 和表 3.5-4。

表 3.5-3 接触调压器电刷的特点及其应用

电刷名称	电刷材质	接触方式	触点温度	电刷磨损	应用范围	
					冷却方式	型式
滑动电刷	D308 电化石墨	滑动接触	较高	大	干式自冷	环式
	J105 紫铜石墨		低	较小	干式自冷	环式
					油浸自冷	柱式
滚动电刷	D308 电化石墨	滚动接触	较高	小	干式自冷	柱式
					油浸自冷	

表 3.5-4 接触调压器电刷与匝电压、电刷接触面电流密度

电刷材质	绕组匝电压 (V)	一个电刷(组)允 许同时接触的绕 组导线根数	电刷接触面 电流密度 ( $A \cdot mm^{-2}$ )
D308 电化石墨	$<0.5$	3	0.2~0.3
	$\geq 0.5$	2	
	$\leq 0.9$		
J105 紫铜石墨	$>0.9$	1	2~3

### 2.3 性能和基本参数

环式、干式自冷柱式、油浸自冷柱式、TYD(S)Z 型油浸自冷高压试验柱式调压器的基本规格及性能参数分别见表 3.5-5~表 3.5-8。



表 3.5-5 环式接触调压器的基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	损耗 (W)				空载电流 (A)		损耗变动量 (W)	最大电压降 (V)
						空载		负载 (75℃)		I	II		
						I	II	I	II				
0.2	1	50	220	0~250	0.8	3.5	6.5	6.5	7.5	0.1	0.18	1.4	5
0.5					2	6	13	17	20	0.2	0.36	2.4	
1					4	10	18	25	28	0.25	0.55	4	
2					8	15	25	42	42	0.3	0.65	6	
3					12	18	28	55	80	0.4	0.85	7.2	
4					16	20	33	65	100	0.5	0.90	7.5	
5					20	22.5	40	75	130	0.6	1.00	8	
7					28	26		95		0.7		9	
10					40	33		140		1.0		12	
15					60	53		230		1.5		18	
20					80	67		300		2.0		24	
30					120	101		460		3.0		36	
3	3	50	380	0~430	4	30	54	75	84	0.25	0.55	12	9
6					8	45	75	126	126	0.3	0.65	18	
9					12	54	84	165	240	0.4	0.85	21.6	
12					16	60	99	195	300	0.5	0.90	22.5	
15					20	67.5	120	225	390	0.6	1.00	24	
20					27	78		260		0.7		27	
30					40	99		420		1.0		30	

注 1. 组 II 的数据只限于经济型产品, 以 “J” (位于型号右下角) 表示。

2. 按频率 50Hz 设计的调压器, 如果能满足在 60Hz 下的运行性能, 则允许在 60Hz 的频率下运行, 但可按频率 50Hz 及相应的性能参数进行考核。

表 3.5-6 干式自冷柱式调压器的基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	损耗 (W)		空载电流 (A)
						空载	负载 (75℃)	
16	1	50	220	0~250	64	100	200	2.5
20					80	120	250	2.8
25					100	130	320	3.2
31.5					126	140	420	3.5
40					160	150	530	4
50					200	280	700	6.3
63					252	300	900	7
80					320	330	1180	8
100					400	530	1500	11.8
125					500	560	2000	13.2
25	3	50	380	0~430	33.6	170	300	1.3
31.5					42.3	180	400	1.4
40					53.7	200	500	1.6
50					67.1	220	650	1.7
63					84.6	250	850	1.9
80					107	420	1120	3.6
100					134	450	1400	4
125					168	500	1800	4.5
160					215	800	2500	5
200					269	850	3150	7

表 3.5-7 油浸自冷柱式调压器的基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	损耗 (W)		空载电流 (A)
						空载	负载 (75℃)	
25	1	50	220	0~250	100	80	500	1.8
31.5					126	100	650	2.2
40					160	120	850	2.6
50					200	140	1120	3.3
63					252	160	1400	3.7
80					320	260	1800	5.6
100					400	300	2200	6.5
125					500	330	3000	7.5
160					640	480	4000	11.2
200					800	560	5000	13.2
40	3	50	380	0~430	53.7	130	800	1
50					67.1	150	1000	1.2
63					84.6	180	1250	1.5
80					107	200	1600	1.8
100					134	250	2000	2
125					168	400	2800	3
160					215	450	3550	3.5
200					269	500	4500	4.5
250					336	700	6000	6
315					423	800	7500	7

表 3.5-8 TYD (S) Z 型油浸自冷高压试验柱式  
调压器的基本规格及性能参数

型 号	额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输入电流 (A)	额定输出电流 (A)
TYDZ-20	20	1	50	380	0~430	53	46.5
TYDZ-50	50			380	0~430	132	116
TYDZ-100	100			380	0~430	264	232
TYDZ-150	150			380	0~430	397	349
TYDZ-200	200			380	0~430	529	465
TYDZ-250/3	250			380	0~3300	661	76
TYDZ-300/3	300			3000	0~3300	101.2	91
TYDZ-300/10	300			10 000	0~3300	30.3	91
TYDZ-500/3	500			380	0~3300	1320	152
TYDZ-500/10	500			10 000	0~3300	50.5	152
TYDZ-750/3	750			380	0~3300	1990	227
TYDZ-750/10	750			10 000	0~3300	75.6	227
TYDZ-1000/10	1000			10 000	0~6300	100	159
TYDZ-1000/10	1000			10 000	0~10 500	100	95
TYDZ-1500/10	1500	3	50	10 000	0~10 500	161	143
TYDZ-2000/10	2000			10 000	0~10 500	201	190
TYDZ-2500/6.3	2500			6000	0~6300	422	397
TYSZ-50	50			380	0~430	76	67
TYSZ-100	100			380	0~430	153	134
TYSZ-150	150			380	0~430	229	201
TYSZ-200	200			380	0~430	305	269
TYSZ-200	200			380	0~650	305	178
TYSZ-300	300			380	0~430	458	403
TYSZ-300	300			400	0~420	449	412
TYSZ-300	300			380	0~650	458	266

### 3 感应调压器

#### 3.1 工作原理与结构特点

##### 3.1.1 工作原理

感应调压器的结构和电磁原理，类似堵转的绕线式异步电动机，能量转换关系类似变压器。它是借助手轮或伺服电动机带动齿轮减速机构，使定子、转子产生相对角位移，从而改变定子或转子绕组感应电动势的相位（三相）、幅值（单相），达到调节输出电压的目的。感应调压器有三相和单相之分，其工作原理分述如下。

##### 3.1.1.1 三相感应调压器

工作原理如图 3.5-4（只表示一相）所示。在图中，定、转子绕组间的联结法常为自耦式 Y 联结，绕组 g 通常置于转子上，绕组 c2 置于定子上，当绕组 g 接上一次电压  $\dot{U}_1$  后，励磁磁通势在气隙中产生一旋转磁场  $\Phi$ ，以同步转速切割绕组 c2 和 g，分别产生感应电动势  $\dot{E}_{c2}$  和  $\dot{E}_g$ ，转子逆着磁场方向作角位移  $\varphi$  时，空载输出电压

$$U_{20} = \sqrt{U_1^2 + E_{c2}^2 - 2U_1 E_{c2} \cos(180^\circ - \varphi)} \quad (3.5-1)$$

式中： $\varphi$  为电角度，当  $\varphi$  在  $0^\circ \sim 180^\circ$  变化时， $U_{20}$  由最大值  $(U_1 + E_{c2})$  平滑地变化至最小值  $(U_1 - E_{c2})$ 。

三相感应调压器负载运行的工作状态，与变压器负载运行基本相同。其不同点是，即使保持负载功率因数和负载电流的大小不变，输出电压  $\dot{U}_2$ 、输入电流  $\dot{I}_1$  和公共绕组电流  $\dot{I}_g$  的大小和相位，都随转子角位移  $\varphi$  而变化。三相感应调压器负载运行的基本电磁关系如下：

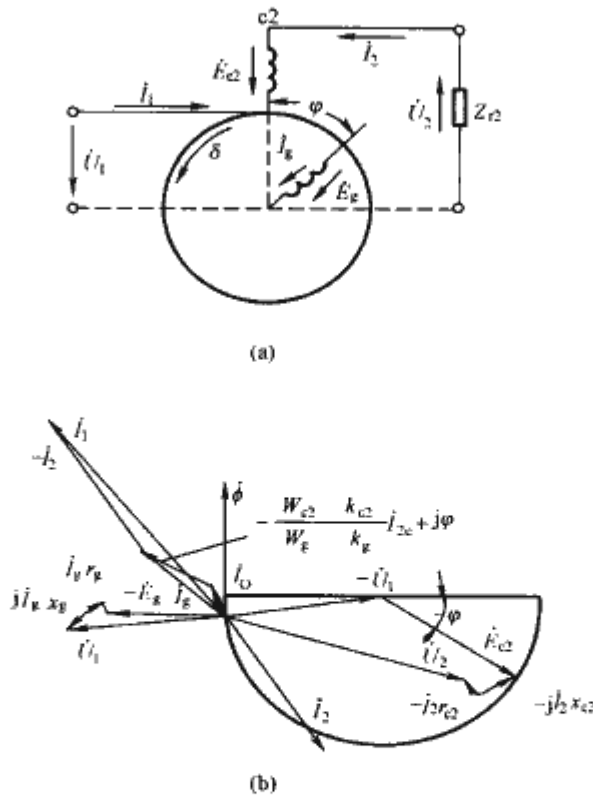


图 3.5-4 三相感应调压器工作原理图

(a) 接线原理图；(b) 负载相量图

g—公共绕组；c2—二次串联绕组

$$\dot{U}_2 = -\dot{U}_1 + \dot{E}_{c2} \epsilon^{-j\varphi} - \dot{I}_2 (r_{c2} + jx_{c2}) \quad (3.5-2)$$

$$\dot{U}_1 = -\dot{E}_g + \dot{I}_g (r_g + jx_g) \quad (3.5-3)$$

$$\dot{I}_g = \dot{I}_0 - \frac{k_{c2} W_{c2}}{k_g W_g} \dot{I}_2 \epsilon^{+j\varphi} \quad (3.5-4)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_g - \dot{I}_2 \quad (3.5-5)$$

式中： $I_0$  为空载电流； $k_g W_g$ 、 $k_{c2} W_{c2}$  为绕组 g、c2 的有效匝数； $k_g$ 、 $k_{c2}$  为绕组 g、c2 的绕组系数； $r_g + jx_g$ 、 $r_{c2} + jx_{c2}$  为绕组 g、c2 的阻抗。

##### 3.1.1.2 单相感应调压器

工作原理如图 3.5-5 所示。在图中，定、转子绕组间的联结法常为自耦式联结，通常绕组 g 置于定子上，绕组 c2 置于转子上，当绕组 g 接上一次电压  $U_1$  后，励磁磁通势类气隙中产生一单相脉动磁场。当绕组 c2 和 g 的轴线重合时，

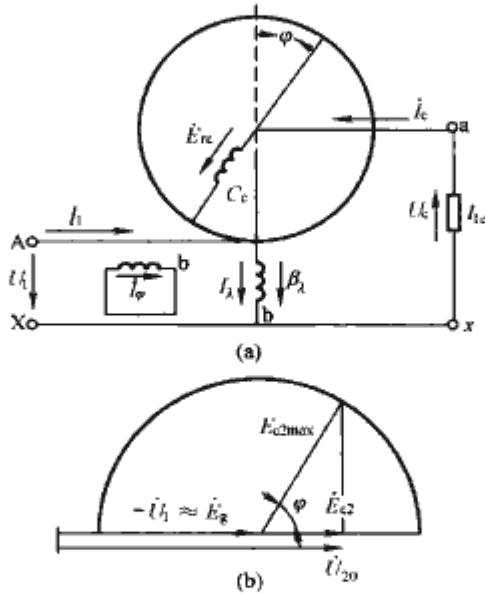


图 3.5-5 单相感应调压器工作原理图

(a) 接线原理图；(b) 简化空载相量图

g—公共绕组；c2—二次串联绕组；b—补偿绕组



绕组 c2 的感应电动势为最大值  $E_{c2\max}$ ，转子作角位移  $\varphi$ ，绕组 c2 匝链的磁通量相应地发生变化，其方向与公共绕组感应电动势  $E_c$  相同或相反，空载输出电压

$$U_{20} \approx U_1 + E_{c2\max} \cos \varphi \quad (3.5-6)$$

当  $\varphi$  在  $0 \sim 180^\circ$  变化时， $U_{20}$  在  $(U_1 + E_{c2\max})$  至  $(U_1 - E_{c2\max})$  之间变化。

单相感应调压器负载运行时， $I_2$  在绕组 c2 中产生一个磁通势  $I_2 k_{c2} W_{c2}$ 。当绕组 g、c2 的轴线重合时，磁势  $I_2 k_{c2} W_{c2}$  将被  $I_g$  在绕组 g 中产生的磁通势  $I_g k_g W_g$  所平衡；当绕组 g、c2 的轴线不重合时，磁通势  $I_2 k_{c2} W_{c2}$  将不会完全被磁通势  $I_g k_g W_g$  所平衡。因而，绕组 c2 的漏抗增大，附加损耗也增大，为了消除这一弊端，在绕组 g 的同一侧，设置一个自身短路而又与绕组 g 轴线相差电角度  $90^\circ$  的绕组 b，磁势  $I_2 k_{c2} W_{c2}$  将完全被绕组 g、b 的磁通势所平衡。

单相感应调压器的磁通势平衡公式

$$I_g k_g W_g + I_2 k_{c2} W_{c2} \cos \varphi = I_0 k_g W_g \quad (3.5-7)$$

$$I_b k_b W_b + I_2 k_{c2} W_{c2} \sin \varphi = 0 \quad (3.5-8)$$

式中： $I_b$  为补偿绕组电流； $k_b$  为补偿绕组绕组系数； $W_b$  为补偿绕组匝数。

### 3.1.2 结构特点

感应调压器多制成立式，容量小于 10kVA 的也可卧式。中小容量的均制成两极，大容量的，制造工艺比较复杂时，可制成四极。冷却方式，一般为干式自冷或油浸自冷，特殊环境时，可为强迫风冷。

#### 3.1.2.1 铁心

感应调压器的铁心与一般电机相比较，气隙直径较大，气隙长度较小，定、转子槽数较少。定、转子采用开口槽时，会影响气隙磁场分布的均匀度。为此，可将定子或转子铁心扭斜一槽，或采用磁性槽楔，以改善磁场的分布，从而提高调压器的调节性能。

#### 3.1.2.2 绕组

感应调压器定、转子绕组导线，多采用高强度漆包圆铜线和双玻璃丝包扁铜线。绕组形式单相多采用单层同心式绕组，大容量的可采用单层叠绕组；三相的多采用双层叠绕组，小容量的可采用单层同心式绕组。绕组对地绝缘，软绕组槽底衬垫聚酯薄膜柔软复合材料；低压硬绕组采用聚酯薄膜绝缘带包扎，高压硬绕组，干式风冷的采用环氧粉云母绝缘带包扎，油浸自冷的采用电气用聚丙烯薄膜绝缘带包扎。

#### 3.1.2.3 传动机构

一般采用二级蜗轮蜗杆传动机构，并设有机械弹性限位和电气保护限位。在第二级蜗轮与转轴的连接中，可设置 1 至 2 个黄铜保险销，当感应调压器受到负载冲击或短路时，过大的电磁力矩可能切断保险销，传动机构和转轴脱离连接，从而保护传动机构不受损坏。为了减少单相感应调压器的振动和噪声，还可以在第二级蜗轮与转轴之间采用弹性连接。

## 3.2 常用接法和计算要点

### 3.2.1 常用接法

单相、三相感应调压器的常用联结法见图 3.5-6 和 3.5-7 所示。

各常用联结法的特点和容量的计算公式分别见表 3.5-9

和表 3.5-10。

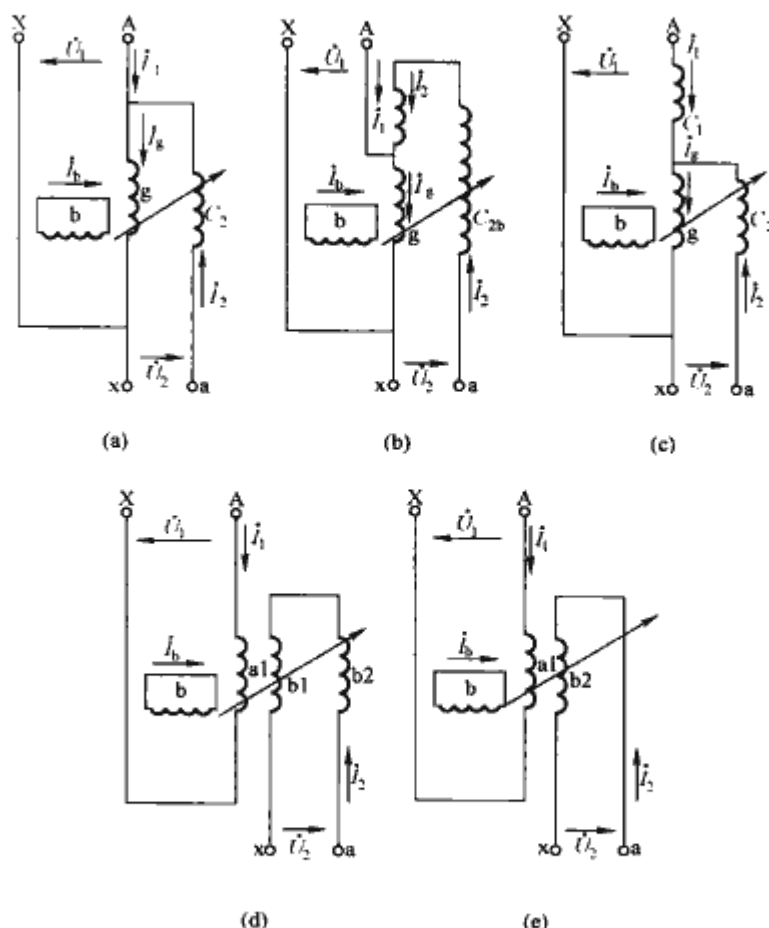


图 3.5-6 单相感应调压器的常用联结图  
(a) 等压自耦联结；(b) 升压自耦联结；(c) 降压自耦联结；(d) 双双圈联结；(e) 单双圈联结

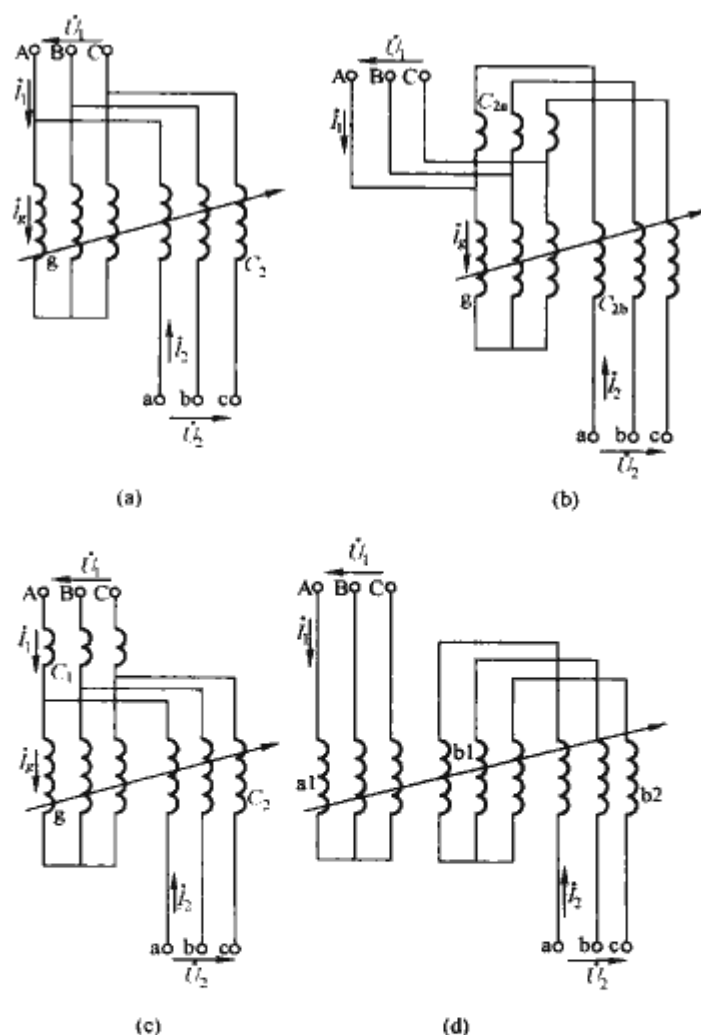


图 3.5-7 三相感应调压器的常用联结图  
(a) 等压自耦联结；(b) 升压自耦联结；(c) 降压自耦联结；(d) 双双圈联结

表 3.5-9 感应调压器常用联结法的特点

图形	联结法	定子绕组	转子绕组	绕组有效匝数 <sup>①</sup> (kW)	二次空载输出电压 $U_{20}$	备 注
3.5-6a	等压自耦联结	g、b	c2	$k_{c2}W_{c2} \leq k_g W_g$	$0 \leq U_{20} \leq 2U_1$	a1—一次绕组 b—补偿绕组 b1—定子二次绕组 b2—转子二次绕组 c1—一次串绕组 c2—二次串绕组 c2a—定子二次串联绕组 c2b—转子二次串联绕组 g—公共绕组
3.5-6b	升压自耦联结	g、b、c2a	c2b	$k_{c2b}W_{c2b} \leq k_g W_g + k_{c2a}W_{c2a}$	$0 \leq U_{20} > 2U_1$	
3.5-6c	降压自耦联结	g、c1、b	c2	$k_{c2}W_{c2} \leq k_g W_g$	$0 \leq U_{20} < 2U_1$	
3.5-6d	双双圈联结	a1、b1、b	b2	$k_{b2}W_{b2} \leq k_{b1}W_{b1}$	$0 \leq U_{20} = E_{b1} + E_{b2}$	
3.5-6e	单双圈联结	a1、b	b2		$0 \leq U_{20} \leq E_2$	
3.5-7a	等压自耦联结	c2	g	$k_{c2}W_{c2} \leq k_g W_g$	$0 \leq U_{20} \leq 2U_1$	
3.5-7b	升压自耦联结	g、c2a	c2b	$k_{c2b}W_{c2b} \leq k_g W_g + k_{c2a}W_{c2a}$	$0 \leq U_{20} > 2U_1$	
3.5-7c	降压自耦联结	g、c1	c2	$k_{c2}W_{c2} \leq k_g W_g$	$0 \leq U_{20} < 2U_1$	
3.5-7d	双圈联结	a1、b1	b2	$k_{b2}W_{b2} \leq k_{b1}W_{b1}$	$0 \leq U_{20} = E_{b1} + E_{b2}$	

① 绕组有效匝数 =  $k$  (绕组系数)  $\times W$  (绕组匝数)。

表 3.5-10 感应调压器常用联结法的型式容量和电磁容量计算公式

联结法图号	型式容量 <sup>①</sup> $S_x$	电磁容量 <sup>②</sup> $S_d$
3.5-6a 3.5-7a 3.5-6c 3.5-7c	$S_x = \left( \frac{1}{2} + \frac{U_{2max} - U_{2min}}{2U_{2max}} - \frac{U_{2max} - U_{2min}}{4U_1} \right) S_N$	$S_d = \frac{U_{2max} - U_{2min}}{2U_{2max}} S_N$
3.5-6b 3.5-7d	$S_x = \left( 1 - \frac{U_1}{U_{2max}} \right) S_N$	
3.5-6d 3.5-7d	$S_x = S_N$	$S_d = S_N / 2$
3.5-6e		$S_d = S_N$

- ①  $S_x$  确定感应调压器铁心及绕组主要尺寸的容量。
- ②  $S_d$  通过电磁关系，从一次侧传输至二次侧的容量。
- ③  $S_N$  感应调压器额定容量。

3.2.2 计算要点

感应调压器设计计算的基本方法与感应电动机基本相同。计算前，首先要明确的额定数据及技术参数：额定容量  $S_N$  (kVA)，输入电压  $U_1$  (三相为线电压) (V)，输出电压  $U_2$  (三相为线电压) (V) 的上限值  $U_{2max}$ 、下限值  $U_{2min}$ ，相数  $m$ ，频率  $f$  (Hz)，负载功率因数  $\cos\varphi_2$ ，极对数  $p$ ，冷却方式和绝缘等级。

3.2.2.1 型式容量

感应的型式容量  $S_x$  按表 3.5-10 中公式计算。

3.2.2.2 铁心主要尺寸计算

(1) 定子铁心外径

$$D_a = K_1 (p)^{\frac{2}{3}} (S_x)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{cm}) \quad (3.5-9)$$

式中： $K_1$  为系数，对于油浸自冷及强迫风冷感应调压器，三相  $K_1=16$ ，单相  $K_1=18$ ；对于干式自冷感应调压器，三相  $K_1=20$ ，单相  $K_1=22$ ； $p$  为极对数； $S_x$  为型式容量 kVA。

(2) 铁心气隙直径  $D_\delta$

$$D_\delta = \frac{D_a}{1.65} \quad (\text{cm}) \quad (3.5-10)$$

(3) 铁心长度  $L$

$$L = 0.643 \frac{D_a}{p} \quad (\text{cm}) \quad (3.5-11)$$

3.2.2.3 槽数及槽配合

感应调压器定、转子铁心，一般采用整数槽。定子、转子槽数均为  $6p$  的倍数，定子、转子槽数之差为  $6p$  或  $12p$ 。两极感应调压器的槽配合，一般取为 18/12、24/18、30/24、36/24、36/30、42/36、48/36、48/42；四极的取为 48/

36、60/48 等。

3.2.2.4 气隙长度  $\delta$  及气隙磁通密度  $B_\delta$

感应调压器的气隙长度，三相的取  $\delta=0.35\sim1.0\text{mm}$ ，容量大的取大值，单相的比三相的大  $0.1\sim0.25\text{mm}$ 。气隙磁通密度  $B_\delta=0.4\sim0.6\text{T}$ 。

3.2.2.5 电流密度和磁通密度

感应调压器的电流密度和磁通密度见表 3.5-11。

表 3.5-11 感应调压器的电流密度和磁通密度

冷却方式	电流密度 ( $\text{A} \cdot \text{mm}^{-2}$ 铜线)	轭部磁通密度 (T, 无取向电机硅钢片)	齿部磁通密度 (T, 无取向电机硅钢片)
干式自冷	1.5~2.5	1.1~1.35	1.4~1.55
油浸自冷 强迫风冷	3~5	1.3~1.55	1.6~1.75

3.2.2.6 线负载  $A$

$$A = K_2 (S_x)^{\frac{1}{2.8}} (\text{A/cm}) \quad (3.5-12)$$

式中： $K_2$  为系数，对于油浸自冷及强迫风冷感应调压器，三相  $K_2=65$ ，单相  $K_2=46$ ；对于干式自冷感应调压器，三相  $K_2=31$ ，单相  $K_2=22$ 。

3.2.2.7 二次绕组匝数

图 3.5-6 和图 3.5-7 中，绕组  $c2$ 、 $c2b$ 、 $b2$ 、 $b1$  的匝数

$$(W_{c2}, W_{c2b}, W_{b2}, W_{b1}) = \frac{\pi D_\delta A}{2mI_2} \quad (3.5-13)$$

式中： $W_{c2}$ 、 $W_{c2b}$ 、 $W_{b2}$ 、 $W_{b1}$  为绕组  $c2$ 、 $c2b$ 、 $b2$ 、 $b1$  的匝数； $m$  为相数； $I_2$  为二次额定电流，A。

3.2.2.8 单相感应调压器计算的特殊问题

由于单相感应调压器的磁场是脉动磁场，其铁耗、励磁电流的计算与三相不同。

(1) 铁耗  $P_{Fe}$

$$P_{Fe} = (P_j + P_i) / 2 \quad (3.5-14)$$

式中： $P_j$  为定子和转子轭部总损耗  $W$ ； $P_i$  为定子和转子齿部总损耗  $W$ 。

(2) 励磁电流  $I_m$

$$I_m = \frac{1.11pF}{kW} \quad (\text{A}) \quad (3.5-15)$$

式中： $p$  为极对数； $F$  为每极所需磁通势 (每极气隙、定、转子轭部和齿部的磁位降总和)  $k$  为励磁绕组绕组系数； $W$  为励磁绕组匝数。

(3) 补偿绕组  $b$  的有效安匝数。应与相对应的绕组  $c2$ 、 $c2b$ 、 $b2$  或  $b1$  的有效安匝数相等，即



$$I_b k_b W_b = (I_2 k_{c2} W_{c2}, I_2 k_{c2b} W_{c2b}, I_2 k_{b2} W_{b2}, I_2 k_{b1} W_{b1})$$
  
(3.5-16)

(4) 补偿绕组 b 占用的每极槽数。等于所在定子或转子每极槽数的 1/3~1/2。

(5) 补偿绕组 b 的电流密度。一般允许较表 3.5-11 中的取值大 10%~30%。

(6) 补偿绕组 b 的联结。必须注意使其所有匝数同极性串联，自成回路。

3.2.2.9 转轴电磁转矩与机械强度

(1) 电磁转矩  $M_n$

$$M_n = 9561.5 \frac{S_d}{n} \cos \varphi_2 \quad (\text{N} \cdot \text{m}) \quad (3.5-17)$$

式中： $S_d$  为电磁容量，kVA，见表 3.5-10 中公式； $n$  为旋转磁场同步转速，r/min； $\cos \varphi_2$  负载功率因数。

(2) 机械强度。转轴的机械强度计算，应充分考虑到，由于铁心磁路的不对称，产生的单边磁拉力影响，以及转子自振频率与电源频率引起的机械共振等问题。转轴固有振动频率，按下列公式计算

$$f' = 2.77 \left( \frac{D_i^4}{P} \frac{l}{l_1^2 l_2^2} \right) \times 10^3 \quad (\text{Hz}) \quad (3.5-18)$$

式中： $D_i$  为转子铁心轴孔直径，cm； $l$  为转轴长度，见图 3.5-8，cm； $P$  为集中负荷（转子总质量），kg； $l_1$ 、 $l_2$  为集中负荷  $P$  至两端支点的距离，感应调压器转轴作用力示意图见图 3.5-8。

转轴固有振动频率  $f'$  应尽量小于 50Hz 或尽量大于 60Hz。

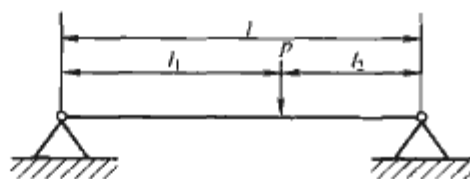


图 3.5-8 感应调压器转轴作用力示意图

3.3 性能及基本参数

干式自冷、油浸自冷、干式风冷、电机试验用感应调压器性能及基本参数分别见表 3.5-12~表 3.5-15。

表 3.5-12 干式自冷感应调压器基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	总损耗 (75℃, W)	空载电流 (A)
6.3	1	50	220	0~400	15.8	400	6.7
			380	0~650	9.7	400	3.9
8			220	0~400	20	475	8.3
			380	0~650	12.3	475	4.8
10			220	0~400	25	560	10
			380	0~650	15.4	560	5.8
12.5			220	0~400	31.3	670	12.2
			380	0~650	19.2	670	7.1
10	3	50	380	0~650	8.9	630	3.4
12.5			380	0~650	11.1	750	4.1
16			380	0~650	14.2	900	5
20			380	0~650	17.8	1060	6.2

表 3.5-13 油浸自冷感应调压器基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	总损耗 (75℃, W)	空载电流 (A)
16	1	50	220	0~400	40	900	11.2
			380	0~650	24.6	900	6.5
20			220	0~400	50	1060	13.6
			380	0~650	30.8	1060	8
25			220	0~400	62.5	1250	17
			380	0~650	38.5	1250	9.8
31.5			220	0~400	78.8	1500	20.6
			380	0~650	48.5	1500	11.8
40			220	0~400	100	1800	25
			380	0~650	61.5	1800	14.5
50			220	0~400	125	2120	30.7
			380	0~650	76.9	2120	18
63			220	0~400	158	2500	37.5
			380	0~650	96.9	2500	21.8
80			220	0~400	200	3000	46.2
			380	0~650	123	3000	26.5
100			220	0~400	250	3550	56
			380	0~650	154	3550	32.5
125			220	0~400	313	4250	69
			380	0~650	192	4250	40
160			220	0~400	400	5000	85
			380	0~650	246	5000	48.7
200			220	0~400	500	6000	103
			380	0~650	308	6000	60
250			220	0~400	625	7100	125
			380	0~650	385	7100	73
315			220	0~400	788	8500	155
			380	0~650	485	8500	90
400			380	0~650	615	10 000	109
			6000	0~6300	63.5	10 600	9.3
			10 000	0~10 500	38.1	11 200	5.8
500			380	0~650	769	11 800	132
			6000	0~6300	79.4	12 500	11.2
			10 000	0~10 500	47.6	13 200	7.1
630			380	0~650	969	14 000	165
			6000	0~6300	100	15 000	13.6
			10 000	0~10 500	60	16 000	8.8
800			380	0~650	1231	17 000	200
			6000	0~6300	127	18 000	17
			10 000	0~10 500	76.2	19 000	10.6
1000			380	0~650	1538	20 000	243
			6000	0~6300	159	21 200	20.6
			10 000	0~10 500	95.2	22 400	12.8

续表

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	总损耗 (75℃, W)	空载电流 (A)
20	3	50	380	0~650	17.8	1180	4.6
25			380	0~650	22.2	1400	5.6
31.5			380	0~650	28	1700	6.9
40			380	0~650	35.5	2000	8.5
50			380	0~650	44.4	2360	10.3
63			380	0~650	56	2800	12.5
80			380	0~650	71.1	3350	15.5
100			380	0~650	88.8	4000	19
125			380	0~650	111	4750	23
160			380	0~650	142	5600	28
200			380	0~650	178	6700	34.4
250			380	0~650	222	8000	42.5
315			380	0~650	280	9500	51.5
400			380	0~650	355	11 200	63
500			380	0~650	444	13 200	77.5
630			380	0~650	560	16 000	95
			6000	0~6300	57.7	17 000	8
			10 000	0~10 500	34.6	18 000	5
800			380	0~650	711	19 000	115
			6000	0~6300	73.3	20 000	9.8
			10 000	0~10 500	44	21 200	6.2
1000			380	0~650	888	22 400	140
			6000	0~6300	91.6	23 600	11.8
			10 000	0~10 500	55	25 000	7.5
1250			380	0~650	1110	26 500	175
			6000	0~6300	115	28 000	14.5
			10 000	0~10 500	68.7	30 000	9.3
1600			380	0~650	1421	31 500	212
			6000	0~6300	147	33 500	18
			10 000	0~10 500	88	35 500	11.2

表 3.5-14 干式风冷感应调压器基本规格及性能参数

額定容量 (kVA)	相數	額定頻率 (Hz)	額定輸入電壓 (V)	輸出電壓範圍 (V)	額定輸出電流 (A)	總損耗 (75℃, W)	空載電流 (A)
250	1	50	380	0~650	385	9000	92.5
315					485	10 600	112
400					615	11 200	122
500					769	13 200	150
630					969	16 000	185
400	3		380	0~650	355	14 000	80
500					444	17 000	97.5
630					560	18 000	106
800					711	21 200	128
1000					888	25 000	160

表 3.5-15 电机试验用感应调压器基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	总损耗 (75℃, W)	空载电流 (A)
100	3	50	380	0~650	88.8	4000	19
125					111	4750	23
160					142	5600	28
200					178	6700	34.5
250					222	8000	42.5
315					280	9500	51.5
400					355	11 200	63
500					444	13 200	77.5
630					560	16 000	95
800					711	19 000	115
1000			380	0~650	888	22 400	140
			6000	0~6300	91.6	23 600	11.8
			10 000	0~10 500	55	25 000	7.5
1250			380	0~650	1110	26 500	175
			6000	0~6300	115	28 000	14.5
			10 000	0~10 500	68.7	30 000	9.3
1600			380	0~650	1421	31 500	212
			6000	0~6300	147	33 500	18
			10 000	0~10 500	88	35 500	11.2
2000			380	0~650	1776	40 000	258
			6000	0~6300	183	42 500	21.8
			6000	0~13 000	89	42 500	21.8
			10 000	0~10 500	110	45 000	13.6
2500			380	0~650	2220	47 500	315
			6000	0~6300	229	50 000	26.5
			6000	0~13 000	111	50 000	26.5
			10 000	0~10 500	137	53 000	17
3150			6000	0~6300	289	60 000	32.5
			6000	0~13 000	140	60 000	32.5
			10 000	0~10 500	173	63 000	20.6
3380			6000	0~13 000	150	63 000	34.5

发电机组试验用可调电抗器新系列，是感应调压器的衍生产品，目前得到了广泛应用。TKS 型可调电抗器基本规格及性能参数见表 3.5-16。

表 3.5-16 TKS 型可调电抗器基本规格及性能参数

产品型号	额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定电压 (V)	电流可调范围 (A)			
					接法 1	接法 2		
TKS-31.5	31.5	3	50	400	1.8~14	6.3~45.5		
				690	3.2~26.4			
TKS-10	40			400	2.2~18	8~57.7		
				690	4~33.5			
TKS-50	50			400	2.8~22.5	10~72.2		
				690	5~41.8			
TKS-63	63			400	3.5~28	12.5~90.9		
				690	6.3~52.7			



续表

产品型号	额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定电压 (V)	电流可调范围 (A)	
					接法 1	接法 2
TKS-80	80	3	50	400	4.5~35	16~115
				690	8~66.9	
TKS-100	100			400	5.6~45	20~144
				690	10~83.7	
TKS-125	125			400	7~56	25~180
				690	12.5~105	
TKS-160	160			400	9~70	32~231
				690	16~134	
TKS-200	200			400	11.2~90	40~289
				690	20~167	
TKS-250	250			400	14~112	50~361
				690	25~209	
TKS-315	315			400	18~140	63~455
				690	32~264	
TKS-400	400			400	22.5~180	80~577
				690	40~355	
TKS-500	500			400	28~225	100~722
				690	50~418	
TKS-630	630			400	35~280	125~909
				690	63~527	
TKS-800	800			400	45~350	160~1155
				690	80~669	
TKS-1000	1000			400	56~450	200~1443
				690	100~837	
TKS-1250	1250			400	70~560	250~1804
				690	125~1046	
TKS-1600	1600			400	90~700	315~2309
				690	160~1339	
TKS-2000	2000			400	110~900	400~2887
				690	200~1673	
TKS-2500	2500			400	140~1120	500~3610
				690	250~2090	
TKS-3150	3150			400	180~1400	630~4550
				690	320~2640	
TKS-4000	4000			400	225~1800	800~5770
				690	400~3350	
TKS-4000	4000			690	125~1000	450~3347
				1140	225~2026	

## 4 磁性调压器

磁性调压器是利用饱和电抗器和变压器在磁路和电路的有机结合,通过控制直流电流改变铁心磁导,实现磁性调压器输出电压的无级调节。磁性调压器具有饱和电抗器和变压器双重特性,两种特性的电路和磁路均有联系。

### 4.1 工作原理和结构特点

#### 4.1.1 单相磁性调压器

单相磁性调压器接线原理图见图 3.5-9。通常将具有变压器特性的一、二次绕组  $B_1$ 、 $B_2$  套装在当中的两个短铁心柱上;具有饱和电抗器特性的电抗绕组  $G$ 、直流控制绕组  $K$  套装在两边长铁心柱上。反之亦可。两柱绕组  $B_1$ 、 $B_2$  按变压器原理各自串联。联结成双圈式或自耦式;由于两柱磁通不等,不可并联。电抗绕组  $G$  和直流控制绕组  $K$ ,按电抗器原理联结。两柱绕组  $G$  可以串联或并联,以并联为佳。两柱绕组  $K$  应串联,不可并联。绕组  $G$  与绕组  $B_1$  串联。

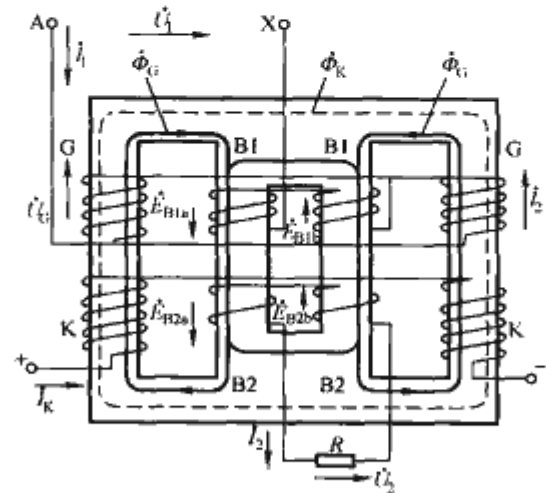


图 3.5-9 单相磁性调压器接线原理图

一次侧接上电源  $\dot{U}_1$ ,二次侧接上额定负载电阻  $R$ 。当直流控制电流  $I_K=0$  时,饱和电抗器特性磁通  $\dot{\Phi}_G$  的磁路不受直流磁化,交流有效磁导率最大,绕组  $G$  的励磁阻抗大大于绕组  $B_1$  的总阻抗,电源电压  $\dot{U}_1$  在绕组  $G$  上的电压降约为 99.5%,绕组  $B_1$  上的电压降约为 10%,磁通  $\dot{\Phi}_G$  最大, $\dot{\Phi}_B$  最小,绕组  $B_2$  的输出电压为下限值,  $U_{2min} \approx 0.15U_{2max}$ ;逐渐增大  $I_K$  至额定值,磁通  $\dot{\Phi}_G$ 、 $\dot{\Phi}_K$  的磁路,也逐渐被直流  $I_K$  高度磁化而饱和,交流有效磁导率最小,磁通  $\dot{\Phi}_G$  最小, $\dot{\Phi}_K$ 、 $\dot{\Phi}_B$  最大,绕组  $G$  的阻抗小小于绕组  $B_1$  的总阻抗, $\dot{U}_1$  在绕组  $G$  上的电压降落小小于绕组  $B_1$  上的电压降,绕组  $B_2$  的输出电压升高到上限值  $U_{2max}$ 。

#### 4.1.2 三相磁性调压器

三相磁性调压器的接线原理图见图 3.5-10,它的工作原理与单相磁性调压器基本相同。当直流控制电流  $I_K=0$  时,变压器特性一次绕组  $B_1$  的总阻抗小于饱和电抗器特性绕组  $G$  的阻抗,电源电压  $\dot{U}_1$  在绕组  $G$  上的电压降,大大于绕组  $B_1$  上的电压降,此时绕组  $B_2$  的输出电压为  $U_{2min}$ 。绕组  $G$  上的电压降产生的磁通  $\dot{\Phi}_G$ ,通过六个旁轭形成三相磁路(点划线),绕组  $B_1$  上的电压降产生的磁通  $\dot{\Phi}_B$ ,通过三个中心柱形成三相磁路(双点划线);当直流  $I_K$  逐渐增大至额定值, $I_K$  产生的磁通  $\dot{\Phi}_K$  (虚线),使六个旁轭逐渐趋于饱和,绕组  $G$  的阻抗逐渐变至最小,绕组  $B_1$  的总阻抗相对地变大,电压降也增大,约为  $\dot{U}_1$  的 99%, $\dot{\Phi}_G$  减少, $\dot{\Phi}_B$  增加,并通过三个中心柱形成三相磁路,绕组  $B_2$  的输出电压增大至上限值  $U_{2max}$ 。

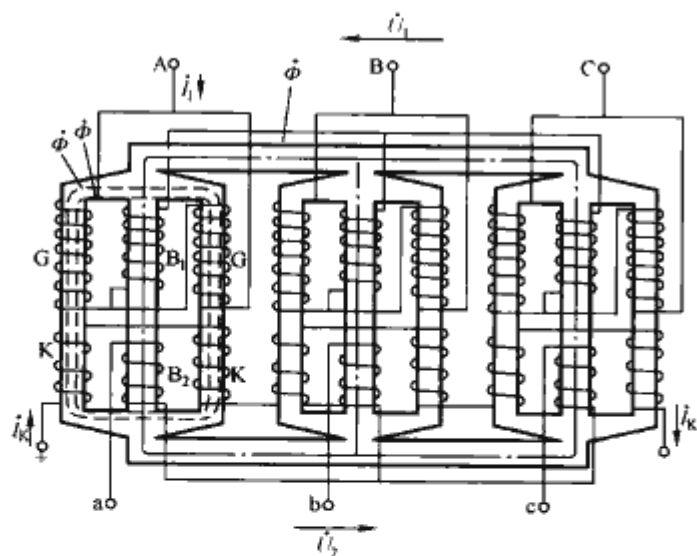


图 3.5-10 三相磁性调压器的接线原理图

## 4.2 调压特性

图 3.5-11 和图 3.5-12 反映了磁性调压器特性曲线的一般规律。 $U_2$  的调节范围与  $I_K$  的大小有关，还随负载电阻  $R$  的大小而有较大的变化，这与其他类型的调压器不同。由于磁性调压器具有理想的下坠负载外特性，可以用作恒流负载的电源，更适用于负载容易短路的场合。220kVA 单相 380/5~30V 磁性调压器负载调压特性、外特性分别见图 3.5-11、图 3.5-12。

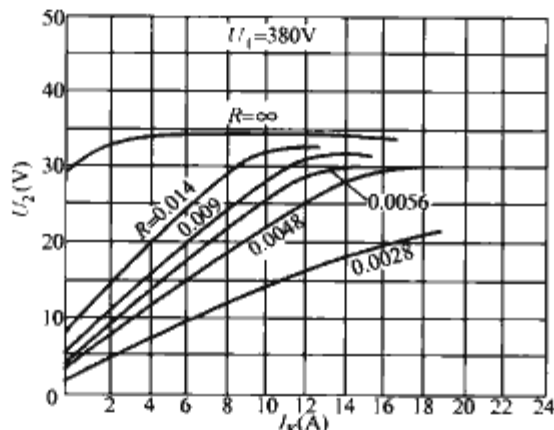


图 3.5-11 220kVA 单相 380/5~30V 磁性调压器负载调压特性

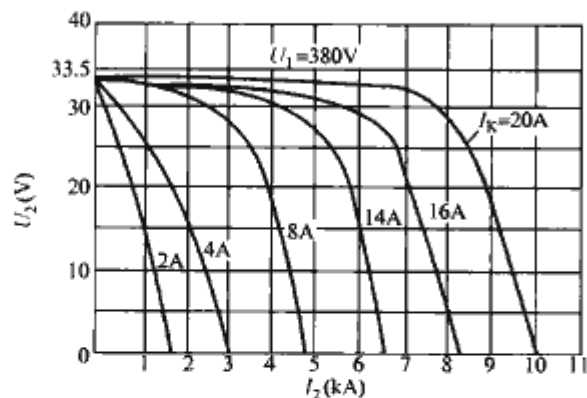


图 3.5-12 220kVA 单相 380/5~30V 磁性调压器负载外特性

磁性调压器常用于电炉自动控温，其典型系统功能图见图 3.5-13。

## 4.3 计算要点

### 4.3.1 铁心柱直径 $D_z$

$$D_z = (54 \sim 60) \sqrt[4]{S_z} \quad (\text{mm}) \quad (3.5-19)$$

式中： $S_z$  为磁性调压器每柱容量，kVA。

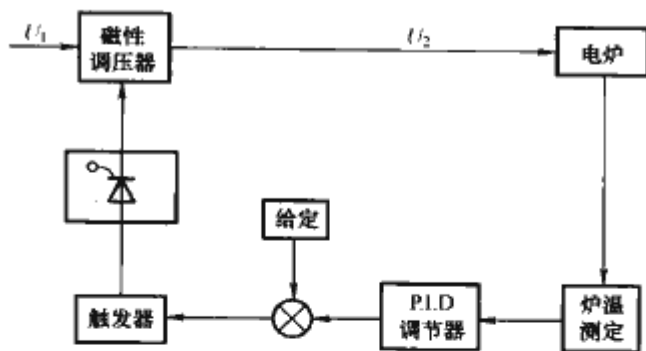


图 3.5-13 磁性调压器自动控温系统功能图

### 4.3.2 电抗绕组 G 最大工作电压 $U_{G \max}$

$$U_{G \max} = \left(1 - \frac{1}{K_0^2}\right)^{\frac{1}{2}} U_1 \quad (\text{V}) \quad (3.5-20)$$

$$K_0 = \frac{U_{2 \max}}{U_{2 \min}} \quad (3.5-21)$$

式中： $K_0$  为电压比； $U_1$  为一次侧额定电压，V。

### 4.3.3 变压器绕组 $B_1$ 最大工作电压 $U_{B1 \max}$

$$U_{B1 \max} = (1 - 0.004 K_0)^{\frac{1}{2}} U_1 \quad (\text{V}) \quad (3.5-22)$$

式中： $K_0$ 、 $U_1$  符号意义同上。

### 4.3.4 空载性能计算

磁性调压器的空载性能计算是指在  $I_K$  等于额定值时，变压器特性电路与磁路的空载性能计算。饱和电抗器特性电路与磁路不参与计算。

### 4.3.5 电抗绕组 G 的电抗压降

磁性调压器在直流控制电流  $I_K$  等于额定值，二次电流  $I_2$  等于额定值的情况下，变压器特性电路的电抗压降计算，其方法参照电力变压器，饱和电抗器特性绕组 G 的电抗压降  $U_{xG}$  按式 (3.5-23) 计算

$$U_{xG} \approx 0.2 / B_{G \max} \times 100\% \quad (3.5-23)$$

式中： $B_{G \max}$  为饱和电抗器特性磁路最大磁通密度，T。

### 4.3.6 直流控制绕组计算

(1) 直流控制绕组匝数  $N_K$ 。单相磁性调压器

$$N_K = \frac{\left(\frac{I_1}{2} N_G\right) l_K}{2.22 I_K l_G} \quad (3.5-24)$$

式中： $I_1$  为磁性调压器一次电流，A； $N_G$  为电抗绕组 G 的匝数； $l_K$  为磁通  $\Phi_K$  的磁路平均长度，mm； $I_K$  为直流控制电流设定值，A； $l_G$  为磁通  $\Phi_G$  的磁路平均长度，mm。

直流控制电流  $I_K$  的设定值应尽量取得大一些，减少控制绕组匝数  $N_K$ ，从而减小控制绕组内高次谐波电压。三相磁性调压器  $N_K$  的计算同单相磁性调压器，公式中各符号代表三相中一个单元相应的数据。

(2) 直流控制电压  $U_K$

$$U_K = I_K r_K \quad (\text{V}) \quad (3.5-25)$$

式中： $I_K$  为直流控制电流设定值，A； $r_K$  为直流控制绕组直流电阻， $\Omega$  (75℃)。

(3) 直流控制功率  $P_K$

$$P_K = I_K^2 r_K \quad (\text{W}) \quad (3.5-26)$$

式中： $I_K$ 、 $r_K$  符号意义同上。

## 4.4 性能及基本参数

油浸自冷、干式自冷磁性调压器性能及基本参数分别见表 3.5-17 和表 3.5-18。



表 3.5-17 油浸自冷磁性调压器基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	损耗 (kW)		空载电流 (%)	直流控制功率 (kW)	直流控制电流 (A)
						空载	负载 (75℃)			
5	1	50	380	5~35 7~70	143/71.5	0.05	0.40	2.8	0.10	2
10					286/143	0.06	0.80	2.8	0.22	2
16					457/228.5	0.07	1.14	2.5	0.34	2
20					572/286	0.09	1.36	2.0	0.38	5
30					857/428.5	0.14	1.75	2.0	0.50	5
40					1143/571.5	0.16	2.40	2.0	0.65	10
50					1428/714	0.18	2.85	2.0	0.72	10
63					1800/900	0.21	3.40	2.0	0.92	10
80					2286/1143	0.26	4.00	1.8	1.10	15
100					2857/1428.5	0.31	4.80	1.8	1.32	20
125					3572/1786	0.36	5.25	1.5	1.65	20
160					4572/2286	0.45	7.20	1.5	1.68	20
200					5714/2857	0.53	9.70	1.5	2.00	20
250					7143/3571.5	0.62	11.20	1.5	2.50	20
315	1	50	10 000	20~140 40~280	9000/4.500	0.74	12.00	1.3	3.00	40
400					2857/1428.5	0.90	12.70	1.3	3.2	40
500					3571.5/1786	1.06	15.20	1.3	3.64	40
630					4500/2250	1.28	17.70	1.3	4.00	40
800					5714/2857	1.50	22.00	1.3	4.60	40
1000					7143/3571.5	1.76	26.00	1.3	5.40	40
1250					8928/4464	2.15	32.00	1.2	6.00	40
1600					11 428/5714	2.55	40.00	1.2	6.90	60
30	3	50	380	5~35 7~70	496/248	0.15	1.85	2.0	0.60	10
40					660/330	0.17	2.50	2.0	0.68	10
50					824/412	0.19	3.00	2.0	0.77	10
63					1040/520	0.22	3.60	2.0	1.08	15
80					1320/660	0.27	4.20	1.8	1.20	15
100					1650/825	0.32	5.00	1.8	1.50	20
125					2062/1031	0.37	5.50	1.6	1.80	20
160					2640/1320	0.46	7.50	1.6	2.20	20
200					3300/1650	0.54	10.00	1.6	2.50	20
250					4124/2062	0.64	11.50	1.4	2.70	20
315					5196/2596	0.76	12.50	1.4	2.90	40
400					6600/3300	0.90	16.00	1.2	4.20	40
500					8248/4124	1.06	18.80	1.2	5.00	40
630	3	50	10 000	7~70	5196	1.22	22.80	1.0	6.00	40
800					6600	1.48	27.00	1.0	7.20	60
1000					8248	1.80	33.00	1.0	8.50	60

表 3.5-18 干式自冷磁性调压器基本规格及性能参数

额定容量 (kVA)	相数	额定频率 (Hz)	额定输入电压 (V)	输出电压范围 (V)	额定输出电流 (A)	损耗 (kW)		空载电流 (%)	直流控制功率 (kW)	直流控制电流 (A)
						空载	负载 (75℃)			
16	1	50	380	7~70	229	0.14	1.0	2.1	0.22	5
20					286	0.16	1.2	1.8	0.26	5
30					429	0.20	1.6	1.8	0.38	7
40					572	0.25	2.0	1.6	0.42	7
50					715	0.30	2.5	1.6	0.49	7
63					900	0.36	2.9	1.5	0.60	10
80					1143	0.44	3.2	1.5	0.70	10
100					1429	0.51	3.8	1.4	0.84	15
125					1786	0.60	4.5	1.4	0.93	15
160					2285	0.68	5.2	1.4	1.10	20
200					2857	0.76	6.2	1.4	1.34	20
250					3571	0.84	7.4	1.2	1.60	20
315					4500	0.92	8.8	1.2	2.00	20
30	3	50	380	7~70	247	0.22	1.8	2.0	0.35	7
40					330	0.26	2.2	2.0	0.45	7
50					412	0.31	2.7	2.0	0.62	10
63					520	0.40	3.2	1.8	0.80	10
80					660	0.45	3.7	1.8	1.00	10
100					825	0.53	4.2	1.6	1.15	10
125					1031	0.64	4.7	1.6	1.35	20
160					1320	0.74	5.9	1.4	1.60	20
200					1650	0.85	7.1	1.4	1.90	20
250					2062	1.02	8.5	1.2	2.30	20
315					2598	1.24	10.8	1.2	2.50	20
400					3300	1.45	13.0	1.2	2.90	20
500					4124	1.74	15.6	1.0	3.44	40
630					5196	2.10	18.8	1.0	4.20	40

## 5 自动调压器

自动调压器主要由特殊设计的调压器和自动控制器组成。自动调压器系统功能图见图 3.5-14。图 3.5-14 中 T 为特殊设计的调压器，CA 为自动控制器。当电源电压或负载电流波动时，从调压器 T 输出端取得的电压偏差信号，经 CA 的量测、比较和放大后，驱动调压器的伺服电机 SM，带动调压器进行自动电压调节，从而使输出电压回复到额定值的设定精度范围内，达到稳压的目的。

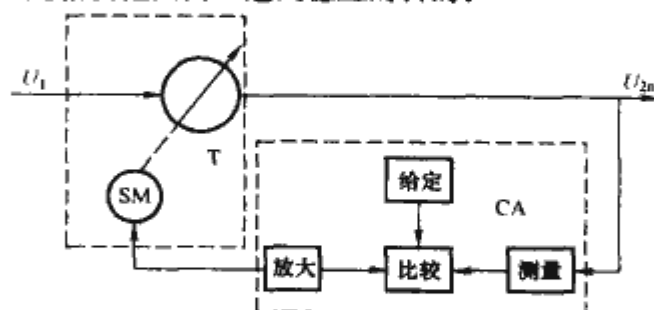


图 3.5-14 感应自动调压器系统功能图

## 5.1 自动调压器主回路

## 5.1.1 感应自动调压器主回路联结

单相感应自动调压器主回路联结见图 3.5-15；三相感应自动调压器主回路联结见图 3.5-16。

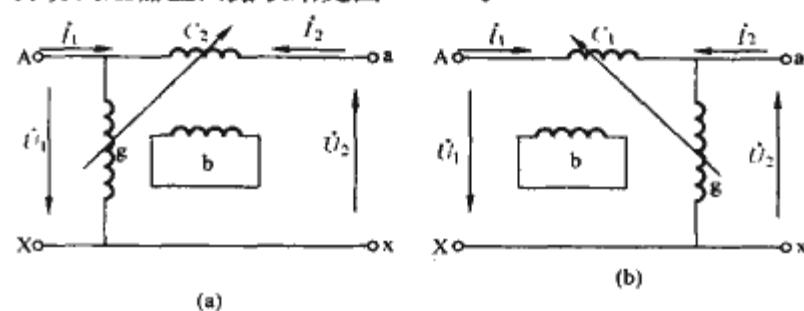


图 3.5-15 单相感应自动调压器主回路联结

(a) 正接；(b) 反接

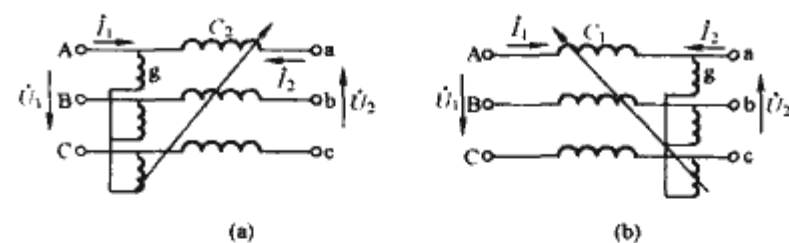


图 3.5-16 三相感应自动调压器主回路联结

(a) 正接；(b) 反接

同一台感应自动调压器主回路可以正、反接使用。相对而言，正接使用适合于电网电压波动范围较小，且上下限不等的场合。此时输出容量较大。反接使用适宜于电网电压波动范围较大，且上下限相等的场合。此时输出容量相对较小。正反接的特点见表 3.5-19。

表 3.5-19 感应自动调压器主回路正反接特点 %

连接方式	参数	电网电压 $U_1$ 波动范围	输出容量
正接		+10	140
		-15	
反接		±20	100

## 5.1.2 接触自动调压器主回路

单相接触自动调压器主回路联结见图 3.5-17；三相接触自动调压器主回路联结见图 3.5-18。

接触自动调压器主回路正反接特点见表 3.5-20。

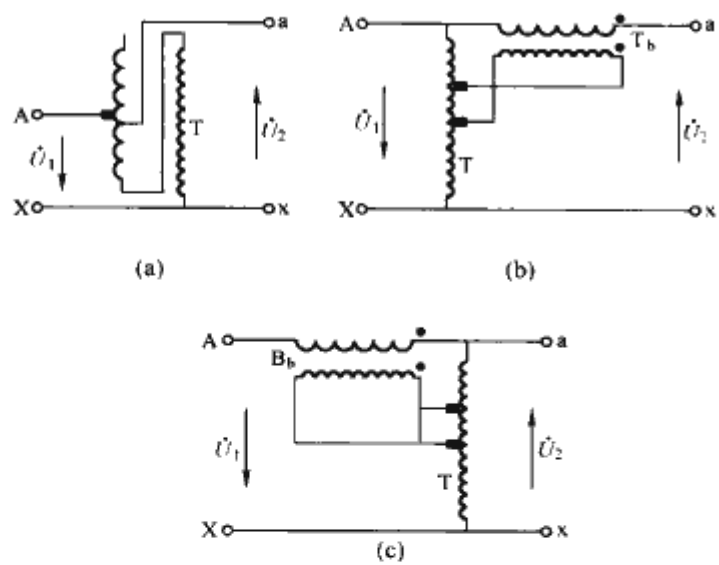


图 3.5-17 单相接触自动调压器主回路联结  
(a) 反接；(b) 正接；(c) 反接  
T—调压器；T<sub>b</sub>—补偿变压器

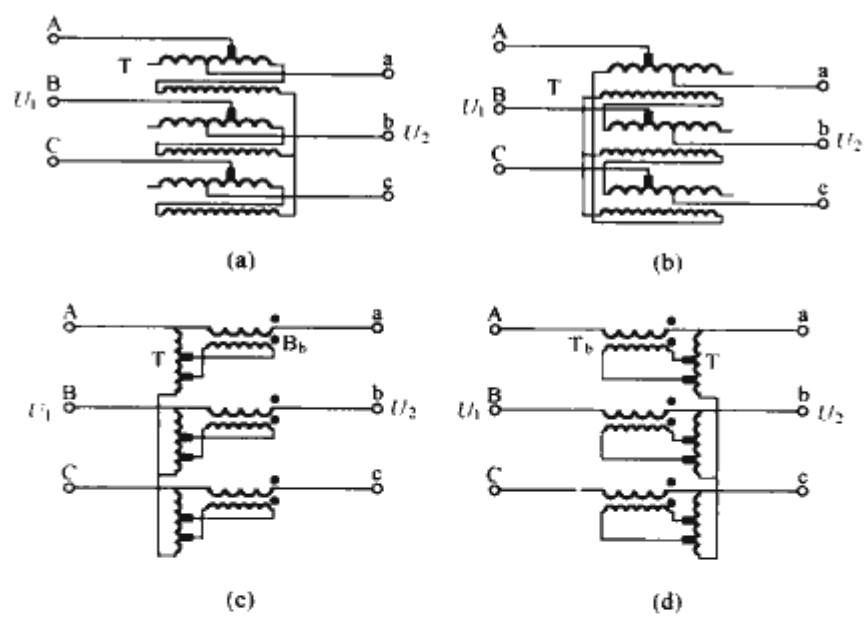


图 3.5-18 三相接触自动调压器主回路联结  
(a) 反接（环式）；(b) 反接（柱式）；  
(c) 正接（环式）；(d) 反接（环式或柱式）  
T—调压器；T<sub>b</sub>—补偿变压器

表 3.5-20 接触自动调压器主回路正反接特点

图号	相数	调压器线圈结构	补偿变压器	型式	应 用 范 围		备 注
					电网电压 波动范围 (%)	输出容量	
3.5-17 (a)	1	双线圈结构 1. 内线圈—不与电刷接触, 电流小, 导线细, 匝数多 2. 外线圈—与电刷接触, 电流大, 导线粗, 匝数少	无	环式	+10 -20	$S_1$	$S_1$ —单相环 式输出容量 $S_2$ —单相柱 式输出容量 $S_3$ —三相环 式输出容量 $S_4$ —三相柱 式输出容量
3.5-18 (a)	3			柱式		$S_2$	
3.5-18 (b)				环式		$S_3$	
3.5-18 (b)				柱式		$S_4$	
3.5-17 (b)	1	单线圈结构	有	环式	+10 -20	$4S_1$	
3.5-18 (c)	3			柱式		$(4\sim 2) S_2$	
				环式		$4S_3$	
				柱式		$(4\sim 2) S_4$	
3.5-17 (c)	1			环式	$\pm 25$	$3S_1$	
3.5-18 (d)	3			柱式		$(3\sim 1.5) S_2$	
				环式		$3S_3$	
				柱式		$(3\sim 1.5) S_4$	

5.2 自动调压器控制回路

自动调压器控制回路分有触头和无触头控制系统两大类，其特点和应用范围见表 3.5-21。

表 3.5-21 自动调压器有触头和无触头控制的特点和应用范围

控制方式		有触头控制系统	无触头控制系统
		通断控制	连续控制
伺服电机	接触自动调压器	单相伺服电动机	两相伺服电动机
	感应自动调压器	三相交流电动机	他励式直流电动机 三相绕线式感应电机 两相伺服电动机
应用范围		1. 接触自动调压器 2. 2000kVA 及以下 感应自动调压器	2000kVA 以上感应 自动调压器

有触头控制回路的输出一般为继电器或接触器触头，以通断控制伺服电动机正反转。系统线路简单，维护方便，成本低，在中小容量产品中得到广泛应用。对于稳压精度要求较高，电网电压波动频繁的场所，可以采用无触头控制系统。感应自动调压器无触头控制系统功能图见图 3.5-19。

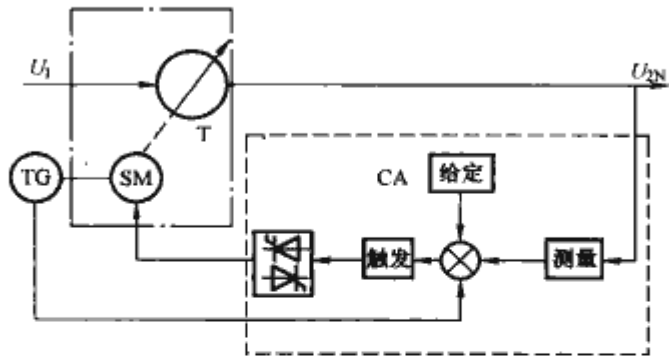


图 3.5-19 感应自动调压器无触头控制系统功能图  
T—感应调压器；CA—自动控制器；  
SM—伺服电动机；TG—测速电动机

伺服电动机 SM 由晶闸管连续自动控制或通断控制。其连续自动控制的调节量大小及调整速度，随偏差量大小而变化。它实质上是一种调速系统，具有较好的调节质量。采用两相伺服电动机，它的控制绕组分别由两组晶闸管供给正、反控制电压，使电动机 SM 可逆运转，转速取决于量测环节测得偏差信号的大小。测速发电机 TG 增加速度负反馈，提高系统的稳定性。两相伺服电机的转动惯量小，控制特性好，调速范围大，能获得最佳调节质量。采用他励式直流何



服电动机，可用四组晶闸管和一个中点抽头的变压器组成整流电路，供给电枢电压，进行可逆控制。采用三相交流绕线式伺服电动机，可由四组晶闸管作可逆调速控制。自动调压器控制系统原理功能图见图 3.5-20。

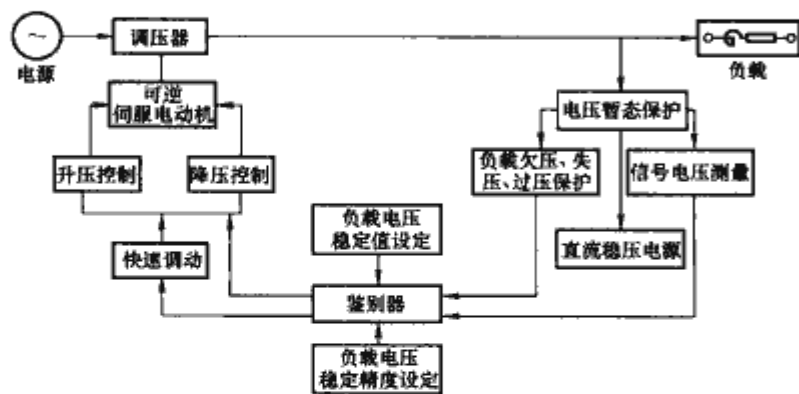


图 3.5-20 自动调压器控制系统原理功能图

图中方框说明如下：

(1) 电压瞬态保护。用于抑制电源电压中出现的瞬时高次谐波，使控制线路工作稳定。

(2) 直流稳压电源。用于对控制线路各环节供电和提供基准电压。

(3) 信号电压测量。用于测量从电压暂态保护环节送来的调压器输出端电压值。如果电网电压比较平衡，三相负载也比较平衡时，只需测量任一相的电压即可，否则，应测三相电压的平均值。

(4) 负载电压失压和过压保护。用于：第一，当自动调压器输出端任一相由于故障引起的电压过低或失压，以致其他两相电压过高时，保护环节直接通过鉴别器，使升压、降压控制均不动作。第二，当自动调压器输出端的任一相，由于故障引起的电压超过某一定值时，保护环节直接通过鉴别器和降压控制，降低电压。

(5) 负载电压稳定值设定。用于设定负载所需的工作电压值为基准值，在鉴别器中与信号电压测量环节送来的信号电压值相比较，如有差异，通过鉴别器控制升压、降压控制，升高或降低自动调压器输出端电压，回复至负载所需的正常工作电压值。

(6) 负载电压稳定精度设定。用于设定负载所需的工作电压的稳定精度，在鉴别器中与信号电压比较，如超出此精度范围，通过鉴别器控制升压、降压控制，升高或降低自动调压器输出端电压，使其回复到此精度范围内。

(7) 鉴别器。综合处理各个环节传来的信息，在其中进行综合处理，最后判别是升压控制工作，还是降压控制工作，或两者均不工作，或通过快速制动，使两者均工作。

(8) 快速制动。如果负载工作电压所需稳定精度要求较高，不采取措施，将会产生振荡，负载电压不断来回调整，不能稳定。采用快速制动环节，当自动调压器输出电压进入稳定精度范围内时，快速制动环节发出信号，使升压、降压控制瞬间同时工作，可逆伺服电机立即制动，不至于产生超调而引起振荡。无触头控制系统中，如属连续控制，则无此环节。

(9) 升压控制、降压控制。接受鉴别器的升压或降压指令信息后立即开始工作，控制伺服电机，升高或降低自动调压器输出端电压，直至此电压进入稳定精度范围内时，停止工作，或接受快速制动环节的信息，瞬间同时工作，制动伺服电机。

## 6 调压器的选用、运行和维护

### 6.1 调压器的选用

#### 6.1.1 确定所需的调压器的主要技术规格

调压器主要技术规格，包括：额定容量  $S_N$  (kVA)，相数  $m$ ，频率  $f$  (Hz)，额定输入电压  $U_1$  (V) (三相为线电压)，额定输出电压  $U_2$  (V，三相为线电压) 的可调范围 (上限值  $U_{2max}$  和下限值  $U_{2min}$ )，额定输出电流  $I_2$  以及冷却方式、使用条件等。

频率、额定输入电压由配电网决定。相数、输出电压可调范围和额定输出电流，由负载及生产工艺要求决定。

#### 6.1.2 调压器额定容量计算

$$\text{单相 } S_N = U_{2max} I_2 \times 10^{-3} \quad (\text{kVA}) \quad (3.5-27)$$

$$\text{三相 } S_N = \sqrt{3} U_{2max} I_2 \times 10^{-3} \quad (\text{kVA}) \quad (3.5-28)$$

式中： $U_{2max}$  为额定输出电压上限值，V； $I_2$  为额定输出电流，A。

必须指出，一般调压器铭牌上所标称的额定输出电流，指的是输出电流最大允许值，当调压器输出电压在上下限范围内变化时，其输出电流不能大于这一额定值，调压器的输出功率不是恒定的，而是随  $U_2$  减小而减小，增大而增大， $U_2$  为  $U_{2max}$  时，达到额定容量  $S_N$ 。

调压器的额定容量均为连续长期运行的容量，但在各类调压器标准中，一般都规定有短时渐加过载能力，感应调压器、干式自冷环式接触调压器、柱式调压器分别见表 3.5-22～表 3.5-24，在这种条件下，输出电流是允许短时超过额定值的。

在确定所需调压器的额定容量时，还应注意，由于相同规格的每台调压器的负载特性略有差异，因此不允许多台调压器并联运行。

表 3.5-22 感应调压器短时渐加过载能力

冷却方式	干式自冷					油浸自冷				
	20	30	40	50	60	30	45	60	75	100
过载率 (%)	60	45	30	5	5	120	80	45	20	10

表 3.5-23 干式自冷环式接触调压器短时过载能力

过载率 (%)	允许过载时间 (min)
20	60
40	30
60	5

表 3.5-24 柱式调压器短时过载能力

过载率 (%)	允许过载时间 (min)	
	干式自冷	油浸自冷
20	50	100
40	15	30
60	5	10

#### 6.1.3 按使用技术要求和负载性质选用

对于有特殊要求的用户，例如作为电机电器试验电源，要求调压器输出电压波形畸变率要小、输出电压下限值要小、调压速度可调等，应优先选用专为电机电器试验开发的感应调压器新系列产品；又如作为高压试验电源，除了对输出电压波形、下限值的要求外，还要求阻抗电压要小，应优先选用专为高压试验开发的柱式调压器新系列产品；又如要



求调压器在输出容量不变的情况下输出多组不同调压范围的电压,应选择多用调压电源新系列产品。

如在运行中负载有可能出现短路的情况,应优先考虑选用磁性调压器。

#### 6.1.4 按负载电流和负载电压调节范围选用

为了节省调压器购置费用,应力求选用工厂生产的标准规格产品。

选择额定容量要求略大于所需容量。额定电流要大于或等于负载所需的最大电流。输出电压调节范围要求在所需范围之内,输出电压上限值应接近所要求。因调压器额定容量是以输出电压上限值计算的,如果输出电压上限裕量太多,使用时调压器额定容量将打折扣,且此时调压器的阻抗电压也较大,影响了调节性能。

对于感应调压器,当输出电压调节范围不能直接满足要求,而必须通过加配变压器来实现时,调压器应优先选用等压自耦联结的规格,因该规格调压器的购置费用较低,然后按调压器的输出电压上限值选配变压器。

#### 6.1.5 按使用环境选用

调压器的冷却方式有干式自冷和油浸自冷,感应调压器还有干式强迫风冷。应根据使用环境选用相应的冷却方式,对于有防火要求的场合,可选用干式自冷或干式强迫风冷的调压器;对于有防腐蚀要求的场合,则应选用油浸自冷的调压器。

柱式调压器的运行噪声要比感应调压器小得多。当考虑对使用环境的影响时,应优先选用柱式调压器。

### 6.2 可调电抗器的选用

可调电抗器是感应调压器的衍生产品。发电机及其机组试验,必须设置模拟负载,并要求负载率及其负载功率因数在一定范围内可调。试验用模拟负载通常由可调电阻和可调电感组成。可调电阻可采用固体电阻或水电阻,可调电感可采用可调电抗器。

已知发电机的额定功率  $P_N$  (kW), 3 相; 额定线电压  $U_N$  (V); 额定功率因数  $\cos\varphi_N$ ; 试验所需可调电感容量  $Q$ 、电感电流  $I$  为

$$Q = \frac{P_N}{\cos\varphi_N} \sqrt{1 - \cos^2\varphi_N} \quad (\text{kVA}) \quad (3.5-29)$$

$$I = \frac{Q}{\sqrt{3} U_N} \times 10^3 \quad (\text{A}) \quad (3.5-30)$$

由于 TKS 型可调电抗器新系列是专门为发电机试验而设计的,其电感调整范围及过载能力均能满足试验标准的要求,所以只需按计算所得的电感容量  $Q$ ,对照产品系列样本,即可选用相应规格的可调电抗器。

### 6.3 自动调压器的选用

(1) 输入电压  $U_1$  的波动范围。直接关系到自动调压器的购置费用。当所耗材料一定时,  $U_1$  的允许波动范围增大一倍,其输出容量即减少 50%。用户应根据所在地区电网的实际情况,参照自动调压器产品标准中  $U_1$  的波动范围: +10%、-10%、+15%、-15%、+20%、-20%、+10%、-15%、+10%、-20%、+15%、-10% 等,确定其所需要的自动调压器输入电压  $U_1$  的波动范围。

(2) 输出电压波形畸变率。见表 3.5-2。

(3) 户外使用。油浸自冷柱式接触自动调压器,它的全部组件,包括自动控制系统,密封在散热油箱体中。控制系统具有高可靠性,适宜柱上安装,是一种理想的户外式自动

调压器。

### 6.4 调压器的安装、运行和维护

#### 6.4.1 调压器的安装

(1) 新安装的或长期未使用的调压器,在投入运行前,须用绝缘电阻表测量绕组对地、绕组之间(指双圈式联结)的绝缘电阻。对于不同电压级次和冷却方式的调压器,测量用绝缘电阻表的电压级次见表 3.5-25。直接测得的绝缘电阻值(指干式自冷或强迫通风),或按表 3.5-26 经换算过的绝缘电阻值(指油浸自冷),应不小于工厂出厂测试值的 70%,否则,应进行干燥处理。干燥方法一般可用带电烘燥法(调压器二次侧短路,一次侧施加阻抗电压,二次侧电流接近或等于额定值),或送入烘房烘干。

表 3.5-25 调压器测量用绝缘电阻表的电压级次

类型	干式自冷或强迫通风		油浸自冷	
	1kV 及以下	6~10kV	1kV 及以下	6~10kV
绝缘电阻表电压级次 (V)	500	2500	1000	2500

表 3.5-26 调压器绝缘电阻对温度的换算系数

温差 $t_2 - t_1$ (°C)	5	10	15	20	25	30	35
绝缘电阻换算系数 <sup>③</sup>	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.7

① 出厂试验时油温。

② 安装测定时油温。

③ 当温差  $t_2 - t_1$  为负值时,取表中系数的倒数。

(2) 检查配电网络电压,应符合调压器铭牌上所规定的数值。

(3) 调压器的四周应留有适当空间,以利通风散热,也便于随时检查。对于大容量调压器,还应有起吊设施。

(4) 调压器及其控制器的外壳应良好接地。

(5) 按照使用说明书要求,对调压器主回路和控制回路进行电气连接。

(6) 除磁性调压器外,应采用手动、电动等方式检查调压器的传动系统。传动装置应灵活,正反向调节应保持轻重均匀。“升压”、“降压”方向应与相应的标志一致,极限位置限位机构应正常作用。尤其是升降压限位开关应正确动作。

(7) 当磁性调压器的直流控制电源由用户自行配套时,为保证工作的可靠性,硅整流元件应选用高反压,直流端上应并联电容、电阻等保护元件。

(8) 按照使用说明书所规定的程序,对调压器进行空载试运行。

#### 6.4.2 调压器的运行

(1) 调压器带负载调节电压时,应从下限值逐步升至需要值,以免产生冲击现象造成调压器或负载损坏。

(2) 调压器连续使用时,负载电流不允许超过额定值。在应急使用的特殊情况下,允许短时间过载,短时过载能力见表 3.5-22~表 3.5-24。磁性调压器短时过载能力参照一般变压器。

(3) 磁性调压器在交流电源开关闭合时,在直流控制绕组端子上,有高次谐波感应电动势,当直流控制回路闭合时,此感应电动势随之消失,但直流控制绕组对地电位较高,应注意安全。

(4) 三相负载不平衡时,只要每相电流不超过额定电流,调压器仍可运行。但由于负载不平衡,造成电路、磁路



不平衡，容易引起调压器振动发响，因此，应尽可能使三相负载分配平衡。

6.4.3 调压器的维护

- (1) 调压器及控制系统，应经常保持清洁，不允许水滴、油污、尘埃落入其内部。并应定期停电清理。
- (2) 对于干式自冷接触调压器，应经常检查调压器的使用情况。绕组导电表面应保持清洁，如发现绕组导电表面有黑色烧斑或氧化铜积物，可用棉纱蘸酒精（>90%）擦拭清除。如发现电刷过度磨损、缺损，应及时调换同规格电刷，调换后的新电刷应使其与绕组导电表面接触良好。
- (3) 对于油浸自冷调压器，应对冷却油定期过滤和干燥处理，补充注入的冷却油牌号须与原有相同并经过处理。
- (4) 应经常注意检查传动机构的工作情况，保持其正常啮合，并添加润滑脂。对于轴承、轴套等，应定期补充润滑油或润滑脂。
- (5) 使用中的感应调压器，如因过载或短路而使保险螺栓切断，应立即停机查明原因，故障排除后，换上相同尺

- 寸、相同材料的保险螺栓，方可继续使用。
- (6) 移圈调压器动绕组及其组件使用日久，夹紧件易松动，短路焊接松脱，这将引起调压器工作不正常或振动发响等。凡出现此类故障，只要认真检查动绕组及其组件，和传动机构的磨损、配合，故障一般均可排除。
- (7) 感应调压器检修时，应按下列程序进行拆卸：
  - 1) 干式自冷式，先拆下外罩和面板部件，再用起吊设备吊出转子部件，然后再拆下定子部件。
  - 2) 油浸自冷式，先用起吊设备将器身吊出油箱，拆掉面板部件，再用起吊设备吊出转子部件，最后拆定子部件。
  - 3) 强迫风冷式，先拆去风扇、上盖部件后，再用起吊设备吊出定子部件，最后拆转子部件。
- 应注意，在拆卸定、转子部件时，必须记下结线位置，并做好标记，以便检修后再按原样装配，否则，蜗轮组件有可能报废。

6.4.4 感应调压器常见故障和处理方法

感应调压器常见故障和处理方法见表 3.5-27。

表 3.5-27 感应调压器常见故障和处理方法

故障现象	故障原因	处理方法
通电后无输出电压	转子调到输出下限位置扇形蜗轮与蜗杆脱开	恢复蜗轮与蜗杆的正常啮合
	定、转子之间连接线断开	检查调压器器身，找到断开处修复
不能调压	扇形蜗轮调节过度，造成蜗轮与蜗杆脱离啮合	恢复蜗轮与蜗杆的正常啮合
	伺服电动机与传动机构联轴器损坏	更换电动机联轴器
	手轮与传动机构联轴器没有啮合	把手轮向内推到与传动机构连接位置
	蜗轮与限制件连接的保险销切断	检查切断原因并排除，更换新保险销
实际调压升降压方向与标牌所指方向相反	限位设施（限位开关、限位件）失灵，扇形蜗轮调节过度	修复限位设施
	三相伺服电动机极性接反	调换三相电动机接线的极性
三相输出电压不平衡	输出端子连接不牢固或氧化	清洁接线端子，紧固接线
	定、转子绕组之间接线松动	检查松动部位并紧固
	绕组局部匝间短路	检查定、转子绕组，找出短路部位并修复
通电瞬间保险销切断（保护性切断）	负载短路	检查负载，排除短路故障，调换保险销
	在调压器输出电压高位合闸	调换保险销，并在调压器输出电压低位合闸，然后逐渐向高位调节
	保险销与限制件配合太松	调换同材料保险销，并注意配合适度
	转子引出线局部短路	检查调压器器身，排除引线短路故障，调换保险销
	绕组局部短路	检查定、转子绕组，找出短路部位并修复，调换保险销
通电后出现不正常振动和声响	输入线有断相	找出断相处并修复
	绕组局部匝间短路或相间短路	找出绕组短路处，修复或调换绕组
	减速器安装位置移位，蜗轮与蜗杆啮合间隙太大	重新校正减速器安装位置，保证蜗轮蜗杆正常啮合
	转子主轴轴套严重磨损，造成气隙不均	更换主轴衬套
	油箱油管环箍脱焊	检查脱焊处并补焊

## 参 考 文 献

- [1] 机械工程手册电机工程手册编辑委员会. 电机工程手册: 输变电、配电设备卷. 2版. 北京: 机械工业出版社, 1997.
- [2] 刘在勤. 电流互感器原理与误差补偿(上). 沈阳: 变压器报道, 1968, 5(5): 5-28.
- [3] 张军, 刘在勤, 肖耀荣. 互感器设计. 沈阳: 沈阳变压器研究所, 1993.
- [4] 肖耀荣, 高祖绵. 互感器原理与设计基础. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 2002.
- [5] (苏)B. B. 阿法拉西耶夫, 等. 电流互感器. 陆安业, 肖耀荣, 朱英浩, 译. 北京: 机械工业出版社, 1989.
- [6] 中国电机工程学会高电压新技术分专委会, 南京南瑞继电保护有限责任公司, 清华大学电机工程与应用电子技术系. 《光电式互感器的研究和发展》研讨会会议论文集. 北京: 2000.
- [7] 廖延彪. 偏振光学. 北京: 科学出版社, 2003.
- [8] 王鹏, 罗承沐, 张贵新. 基于低功率电流互感器的电子式电流互感器. 电力系统自动化. 2003. 30(4): 98-101.
- [9] 张艳, 叶妙元, 徐雁, 等. 光电式直流互感器的研制与挂网运行. 高压电器. 2006, 42(1): 71-74.
- [10] 蒋大悲. 零序电流互感器原理与设计. 变压器, 1982, 19(7): 8-10.
- [11] 沈传壖. 直流电流互感器的工作原理. 变压器, 1975, 12(5): 14-22, (6)10-16.
- [12] 赵晓君主编. 高压直流输电工程技术. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [13] 沈文琪主编. 电机工程手册. 2版. 输变电、配电设备卷 第三篇 电力电容器[M]. 北京: 机械工业出版社, 1997.
- [14] (苏)格·斯·库钦斯基. 电力电容器[M]. 莫斯科电力出版社. 沈文琪, 房金兰, 等. 译. 1992.
- [15] (日)大森武司, 大岛幸一. 电力电容器[M]. 东京电气书院, 1965.
- [16] 房金兰. 直流输电用电力电容器的技术发展[J]. 电力电容器, 2003 增刊: 4-7, 13.
- [17] (苏)格·斯·库钦斯基. 高电压脉冲电容器[M]. 列宁格勒电力出版社, 1973.



## 第4篇 高压开关设备

主编单位：西安高压电器研究院有限责任公司（原西安高压电器研究所）

西安交通大学

西安西电高压开关有限责任公司

宁波天安(集团)股份有限公司

主 编：梁维宏 李 鹏 庚英三 杨 雯 蒋善定

编写人员：梁维宏（西安高压电器研究院有限责任公司）

荣命哲（西安交通大学）

王小华（西安交通大学）

元复兴（西安高压电器研究院有限责任公司）

张文兵（西安高压电器研究院有限责任公司）

王宇驰（西安西电高压开关有限责任公司）

马志瀛（西安交通大学）

颜莉萍（西安高压电器研究院有限责任公司）

何利利（中国西电集团）

游一民（西安高压电器研究院有限责任公司）

王 平（西安高压电器研究院有限责任公司）

易志斌（西安高压电器研究院有限责任公司）

蒋善定（宁波天安(集团)股份有限公司）

管日升（西安高压电器研究院有限责任公司）

严焕玲（西安高压电器研究院有限责任公司）

薛 晔（西安高压电器研究院有限责任公司）





# 第 1 章 概 论

## 1 用途及分类

高压开关设备是指在电压 3kV 及以上，频率 50Hz 或 60Hz 及以下的电力系统中运行的户内和户外交流开关设备。主要用于电力系统（包括发电厂、变电站、输配电线路和工矿企业、农业、居民等用户）的控制和保护，既可根据电网运行需要将一部分电力设备或线路投入或退出运行，也可在电力设备或线路发生故障时将故障部分从电网快速切除，从而保证电网中无故障部分的正常运行及设备、运行维修人员的安全。因此，高压开关设备是非常重要的输配电设备，其安全、可靠运行对电力系统的安全、有效运行具有十分重要的意义。

高压开关设备按其功能和作用的不同，可以分为：

（1）元件及其组合：包括断路器、隔离开关、接地开关、重合器、分断器、负荷开关、接触器、熔断器以及上述元件组合而成的负荷开关—熔断器组合电器、接触器—熔断器（F-C）组合电器、隔离负荷开关、熔断器式开关、敞开式组合电器等。

（2）成套设备：将上述元件及其组合与其他电器产品（如变压器、电流互感器、电压互感器、电容器、电抗器、避雷器、母线、进出线套管、电缆终端和二次元件等）进行合理配置，有机地组合在金属封闭外壳内，具有相对完整使用功能的产品。如金属封闭开关设备（开关柜）、气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和高/低压预装式变电站等。

高压开关元件基本功能见表 4.1-1。

表 4.1-1 高压开关元件的基本功能

元 件		断 路 器	重 合 器	分 断 器	负 荷 开 关	接 触 器	熔 断 器	隔 离 开 关	接 地 开 关
功 能	线 路、设 备								
	投 入 或 退 出 运 行	√	√	√	√	√	△		
保 护	故 障 切 除	√	√				√		
	故 障 或 安 全 隔 离			△	△		△	√	
	使 线 路 或 设 备 可 靠 接 地								√
承 载 及 切 合 正 常 工 作 电 流	长 期 承 载	√	√	√	√	√	√	√	
	关 合	√	√	√	√	√			
	开 断	√	√	√	√	√	△		
短 时 承 载 及 切 合 故 障 电 流	短 时 承 载	√	√	√	√	√		√	△
	关 合	√	√	△	△				△
	开 断	√	√				√		
切 合 容 性 电 流		√	√	√	√	△			
切 合 感 性 电 流		√	√	√	√	√	√		

注 √—具有该功能；  
△—可能具有该项功能。

## 2 使用条件

### 2.1 正常使用条件

#### 2.1.1 户内设备

（1）周围空气温度不超过 40℃，且在 24h 内测得的平均温度不超过 35℃。周围最低空气温度对“—5 户内”级为—5℃，对“—15 户内”级为—15℃，对“—25 户内”级为—25℃。

（2）可以忽略阳光辐射。

（3）海拔不超过 1000m。

（4）周围空气没有明显地受到尘埃、烟、腐蚀性和/或可燃性气体、蒸汽或盐雾的污染。

（5）湿度条件：

1) 24h 内测得的相对湿度的平均值不超过 95%。

2) 24h 内测得的水蒸气压力的平均值不超过 2.2kPa。

3) 月相对湿度平均值不超过 90%。

4) 月水蒸气压力平均值不超过 1.8kPa。

以及上述条件下可能产出的凝露。

（6）来自开关设备外部的振动或地动是可以忽略的。

（7）在二次系统中感应的电磁干扰的幅值不超过 1.6kV。

#### 2.1.2 户外设备

（1）周围空气温度不超过 40℃，且在 24h 内测得的平均温度不超过 35℃。周围最低空气温度对“—10 户外”级为—10℃，对“—25 户外”级为—25℃，对“—40 户外”级为—40℃。在这些温度范围内，还应考虑到温度的骤变所形成的凝露。

（2）阳光辐射最高达 1000W/m<sup>2</sup>（晴天中午）。

（3）海拔不超过 1000m。

（4）周围空气可以受到尘埃、烟、腐蚀性气体、蒸汽或盐雾的污染。污染等级不应超过 GB/T 5582—1993《高压电力设备外绝缘污秽等级》中的Ⅱ级——中等污秽。

（5）覆冰厚度：对Ⅰ级不超过 1mm，对 10 级不超过 10mm，对 20 级不超过 20mm。

（6）风速不超过 34m/s（相应于圆柱表面上的风压为 700Pa）。

（7）应考虑到凝露和降水。

（8）开关设备外部的振动或地动可以忽略。

（9）在二次系统中感应的电磁干扰的幅值不超过 1.6kV。

### 2.2 特殊使用条件

（1）对于安装于海拔高于 1000m 处的设备，其外绝缘应按海拔系数进行修正。

（2）污秽：对于安装在污秽空气中的设备，污秽等级应规定为 GB/T 5582 中的Ⅲ级——重污秽或Ⅳ级——严重污秽。

（3）温度和湿度：对于工作在环境温度超过正常使用条

件规定的温度范围的设备优先选用的最低和最高温度范围为：

- 1) 对严寒气候为-50℃和+40℃。
- 2) 对酷热气候为-5℃和+50℃。
- 3) 在暖湿风频繁出现的某些地区，温度骤变会导致凝露，甚至户内也会这样。
- 4) 在热带户内条件下，24h 内测得的相对湿度的平均值可能达到 98%。

(4) 振动：在可能出现地震的地区，用户应按 GB/T 13540—1992《高压开关设备抗地震性能试验》规定设备的抗震等级。

(5) 其他参数：高压开关设备在特殊环境下运行时，应参照 GB 4797《电力电子产品自然环境条件》和 GB 4798《电力电子产品应用环境条件》规定其余的环境参数。

3 基本构成

高压开关设备因功能和使用场合的不同，造成其品种和规格繁多，结构与原理也各不相同，因此高压开关的设计很难形成一套较为系统、完整的设计方法。另一方面，高压开关牵涉到的问题很多，特别是电弧的物理过程仍不是很清楚，有关电弧的理论分析、设计计算方法仍很不完善，高压开关的设计仍主要依靠大量的试验研究及在试验结果基础上的反复修改才能完成。因此，高压开关的试验设备和试验技术对其发展起着十分重要的作用。

除熔断器外，具有故障或负荷切除功能的高压开关元件（如断路器、重合器、分断器、负荷开关、接触器等），其结构基本相同，主要由合分单元、绝缘支撑单元、传动单元、基座及操动机构五部分组成。典型结构见图 4.1-1。五部分各自的主要功能及组成部件见表 4.1-2。其中开断（灭弧）单元是核心部分，高压开关主要的控制、保护功能都是由它来完成的，其他四个部分都是为配合、保证开断单元实现其功能而配置的。

表 4.1-2                      高压开关元件五个  
                                    基本单元的功能及组成部件表

单元	合分单元	绝缘支撑单元	传动单元	基座	操动机构
功能	1. 承载、关合和开断正常工作电流及故障电流 2. 故障或电源隔离 3. 使设备或线路可靠接地	1. 用来支撑合分单元，使其能长期承受导线拉力、电力、操作力等的作用 2. 保证设备具有可靠的对地、相间及断口绝缘	合分单元与操动机构间的连接部分，它使合分单元能够按照指令正确动作	产品装配及安装基础	接受并执行操作指令，为合分单元提供工作所需的能量和机械特性
主要部件	有灭弧室、导电部件、并联电容、并联电阻等	各种材料制成的各种形状的绝缘件如绝缘子、环氧浇注绝缘子、套管等	连杆、拐臂、拉杆等	底座、支架、壳体	电动机、储能器件、减速传动器件、凸轮、辅助开关等

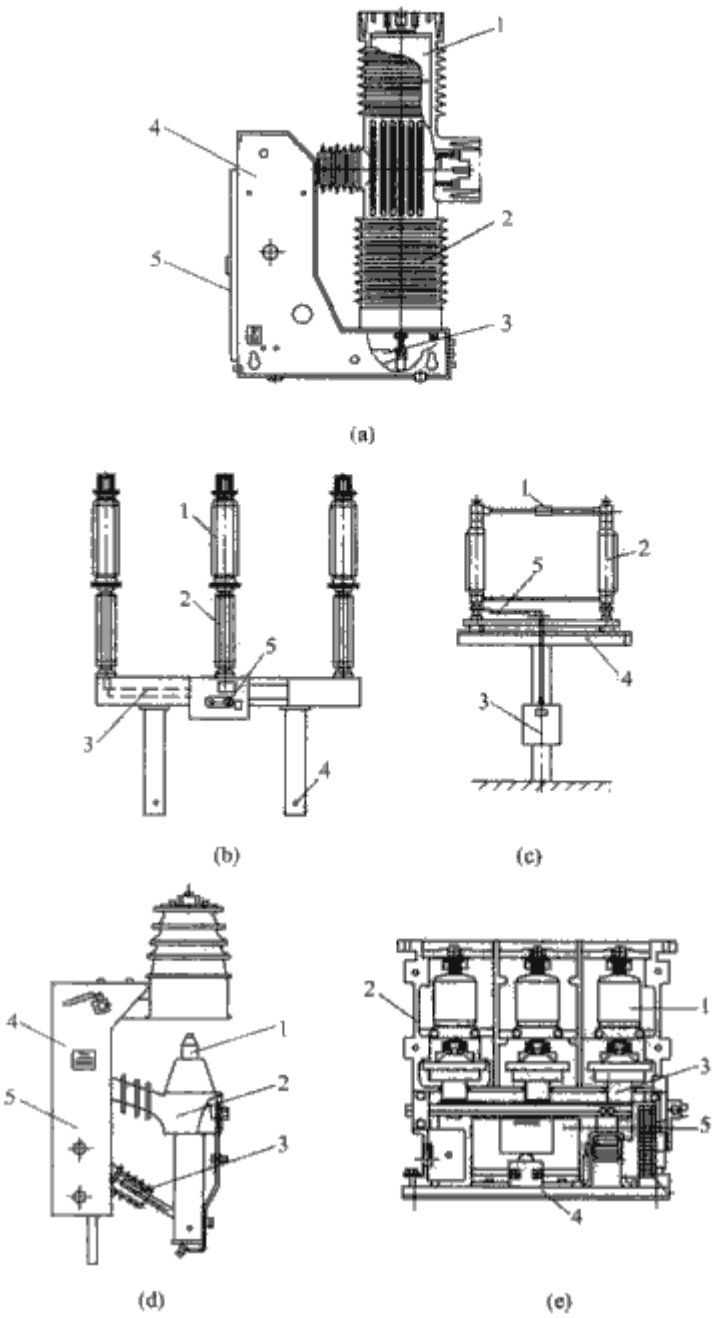


图 4.1-1 高压开关元件的典型结构图  
(a) 真空断路器；(b) SF<sub>6</sub> 断路器；  
(c) 隔离开关；(d) 负荷开关；(e) 接触器  
1—合分单元；2—绝缘支撑单元；  
3—传动单元；4—基座；5—操动机构

4 发展趋势

- (1) 国产高压开关设备已全面实现无油化，在各个电压等级油断路器的生产量已几乎为零，实现了以真空开关和 SF<sub>6</sub> 断路器为代表的产品升级换代。在 40.5 (72.5) kV 及以下电压等级产品中，真空断路器占绝大多数，其中 12kV 占 95% 以上，40.5kV 占 75% 以上。在 72.5kV 及以上电压等级几乎全部为 SF<sub>6</sub> 产品。近年来，随着环保要求的不断提高，真空断路器在高压领域的发展受到关注，72.5~126kV 已有产品问世并投入运行，并研究更高电压等级的产品。
- (2) 为满足电力工业跨区联网的需要，特高压开关的开发已进入实施阶段。800kV 已完成试制、鉴定并投入运行，1000kV 的研制进入实施阶段。主要包括气体绝缘金属封闭开关设备、罐式断路器、隔离及接地开关等。
- (3) 金属封闭开关设备的小型化是其技术发展的一个重要方向。目前生产的产品按其绝缘结构的不同分为空气绝缘、复合绝缘和气体绝缘三类产品。空气绝缘产品由于难以满足小型化的要求，生产量日益减少。目前主要生产的是在



空气绝缘产品基础上发展起来的复合绝缘产品，通过使用环氧树脂等绝缘材料及采用固封技术，使得产品的体积显著减小，性能的稳定性进一步提高。气体绝缘产品由于其具有体积小、绝缘稳定性好、性能不受环境影响等优点，近年来得到迅速发展，将成为金属封闭开关设备今后发展的一个主要方向。

(4) 高压开关设备的智能化技术迅速发展。一方面，由于高压开关设备一次部分可靠性的不断提高，尤其是

操动机构的可靠性和稳定性不断提高，为高压开关设备智能化产品的开发提供了一个良好的平台；另一方面，由于计算机技术、传感器技术、通信技术、网络技术、电力电子技术的发展及这些技术在高压开关产品上的广泛使用，使得智能化技术日趋成熟。目前正在开发的智能化技术主要有：断路器自身状态监测和故障诊断；对电网及设备的遥测、遥控、遥信；自动重合闸的智能控制；同步（选相）操作技术等。

## 第2章 高压开关设备基础知识

## 1 电接触现象及触头材料

### 1.1 电接触现象

开关设备的导电回路总是由若干零部件构成。两个零件通过机械连接方式互相接触而实现导电的称为接触连接。按工作方式，电接触一般可分为三大类：

(1) 固定接触。用紧固件将两个以上导体压紧的电接触

连接, 它们在工作过程中没有相对运动。

(2) 可分接触(触头)。在工作过程中可以分开的电接触,触头关合时,一般靠弹簧压紧。

(3) 可动接触(触头)。在工作过程中,触头间可以相互滑动或滚动但不能分开的电接触。

表 4.2-1 列出了断路器、负荷开关中使用的几种可分接触及可动接触触头的结构及特点。隔离开关中常用的触头结构及其特点见表 4.2-2。

表 4.2-1

### 几种可动接触及可分接触触头的结构及特点

类 别	结 构 图 例	特 点
对接式触头	<p>桥式</p> <p>平板式</p>	结构简单，动、静触头的同心度要求低。动触头的超行程较小，触头关合时易弹跳，关合能力差，极限熔焊电流较低，动、热稳定性差，开断或关合时触头接触面易被烧伤，对接触面上氧化物自清扫能力较差
可分接触	<p>瓣形</p> <p>自调式</p>	采用多个触指并联，结构紧凑，接触电阻小，电流分布均匀。触指与导电杆间所产生的夹紧电力可提高触头的动热稳定性，触头的弹跳现象易克服，可提高关合能力。开断或关合时的弧根部位与关合后的接触部位不同，且能自清扫接触面上的氧化物，但摩擦力较大
	<p>自力型</p>	结构简单、成熟，配合压缩量大，利于加工。但材料成本高，尺寸大
滑动式触头	<p>表带型</p>	结构简单、成本低，径向安装尺寸小。但配合压缩量小，对加工和安装要求精度高



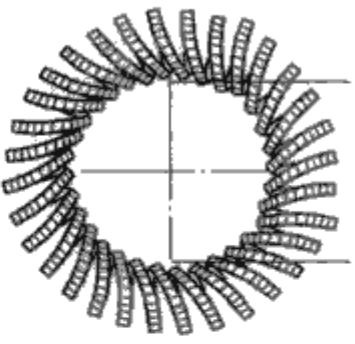
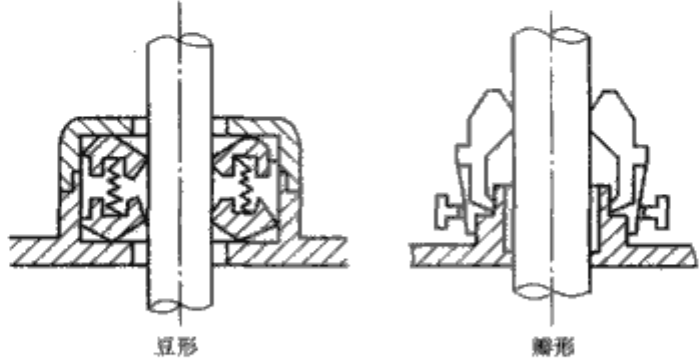
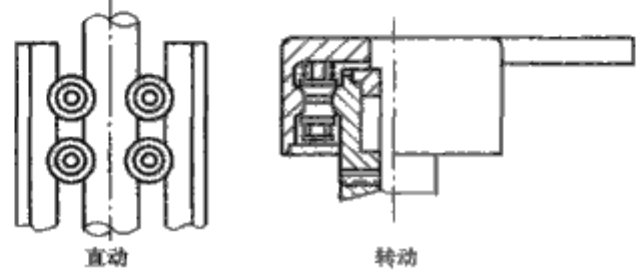
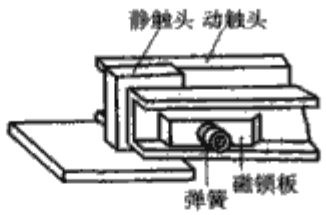


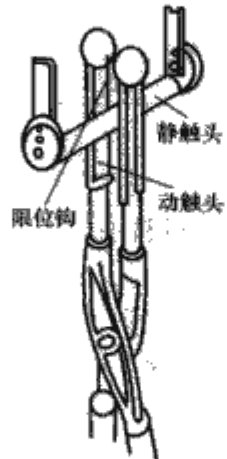
类 别		结 构 图 例	特 点
可分接触	滑动式触头	 弹簧形	结构简单、成本低，径向安装尺寸小，配合压缩量适中
可动接触	滑动式触头	 豆形                      椭圆形	动、静触头只作相对运动而不互相分离。轴向尺寸较短，当触头行程大时，基本上不会增加轴向尺寸。各触指间电流分布较均匀，自清扫接触面上氧化物的能力强 触头运动时摩擦力较大
	滚动式触头	 直动                      转动	动、静触头通过滚轮作相对运动，摩擦力小，但自清扫触头表面氧化物的能力差。除触头结构尺寸较大外，直动式结构还需增加轴向行程尺寸，故轴向尺寸大

表 4.2-2 隔离开关常用触头结构及特点

名 称	结构简图	特 点	名 称	结构简图	特 点
闸刀形触头		动触头与主闸刀成为一体 静触头端部有导向倒角 接触点少，各点压力较高 触头的自动调整能力较差 常加装磁锁板来增大动、热稳定性	指形触头		接触点多，各点压力较低 触头的自调整能力好 有喇叭形导向口 接触区长度根据在接线端受力情况下两端绝缘柱的最大偏移量决定
指形触头		接触点多，各点压力较低 触头自动调整能力好 触头指能绕回转轴线回转一定角度，并可靠地停留在限位钉限定的位置上，能有效地改进导向和接触	钳形触头		动、静触头都有很长的接触表面 接触点少，各点压力高 动触头的导向（钳夹）范围大，顶端有限位钩，防止静触头滑出 动触头与主闸刀成为一体

1.2 接触电阻

接触电阻决定于收缩电阻及表面电阻，其值的大小受材料、接触压力、接触形式（点、线或面接触）及表面状况等

诸多因素的影响，可用下列经验公式估算

$R_c = K / (0.102F)^m \times 10^{-3} \quad (\Omega) \quad (4.2-1)$

式中：F 为接触压力，N；K 为常数；m 为指数。

式 (4.2-1) 中，K、m 的取值范围见表 4.2-3。

表 4.2-3 式 (4.2-1) 中  $K$ 、 $m$  的取值范围

电接触材料及表面状况	$K$	接触形式	$m$
银—银	0.06	点接触	0.5
铜—铜 (无氧化物)	0.08~0.14	线接触	0.75
铜—铜 (镀锡、无氧化物)	0.07~0.1	面接触	0.8~0.95
铜(镀锡)—铜(镀锡) 干燥	0.1		
铝—铜	0.98		

注 接触面的粗糙度不要求很严, 但平面度要好。

1.3 触头的磨损及电接触的稳定性

新加工的触头, 表面粗糙度较小, 镀层完好, 表面氧化膜薄, 因而接触电阻较小。但经长期工作后, 由于机械操作、开断、关合时的电弧烧蚀、化学腐蚀及电化学腐蚀, 会使电接触变坏, 接触电阻不断增加, 危及高压开关长期工作中的可靠性, 必须采取措施进行改善。造成腐蚀及磨损的原因及对策见表 4.2-4。

表 4.2-4 触头被腐蚀及磨损的原因及对策

类 型	腐蚀或磨损的原因	对 策
化学腐蚀	触头接触面上的金属或合金材料与周围介质中的氧气、酸、碱、盐起化学作用, 生成不导电的化学膜或金属氧化物	在触头表面上镀银、锡、铬及增强触头的自清扫能力
电化学腐蚀	两种不同金属相互接触时, 如它们之间的电化序差异大, 在微量水分的参与下, 产生电化学腐蚀, 造成触头的金属腐蚀	动静触头用相同的材料制造 (避免采用电化序中相距较远的金属构成电接触), 或在不同材料上加上中间层材料、过渡垫片
机械磨损	两触头在合、分操作中产生机械碰撞、摩擦, 使触头表面变形, 甚至开裂、剥落, 使接触变坏	降低接触面的粗糙度, 设计好动触头进入静触头的导向角以避免剧烈撞击, 可涂少量导电润滑脂, 以减小摩擦力
电弧磨损	触头分合闸时, 电弧使触头表面层熔化, 金属液体飞溅, 金属气化	采用铜钨、铜铬等合金作弧触头, 并使弧触头与导电触头分开

1.4 对触头材料的要求

在 SF<sub>6</sub> 断路器使用的触头材料中, WCu 浸渍材料具有较好的综合性能。

SF<sub>6</sub> 断路器中使用的触头材料应具有合适的弹性模数, 较高的弹性模数则容易达到塑性变形的极限值, 因此表面膜容易破坏, 有利于降低表面膜电阻。特别应具有较高的抗腐蚀气体对材料损耗的能力, 要求触头受电弧的侵蚀基本均匀, 以保证触头表面状况平整, 接触电阻低而稳定。应具有良好的电弧运动特性以降低电弧对触头过于集中的热流输入, 高的比热、高的熔化、气化和分解潜热, 高的燃点和沸点以降低燃弧的趋势, 低的蒸气压以限制电弧中的金属蒸气密度。除上述要求外, 触头材料应尽可能易于加工, 而且具

有较高的性能价格比。

1.4.1 对真空断路器触头材料的要求

- (1) 足够的断流能力。
- (2) 熔焊倾向小。
- (3) 电阻和热阻低。
- (4) 足够的击穿强度。
- (5) 截流值低。
- (6) 足够的脱气性。
- (7) 电弧烧损率低。
- (8) 价格适中。

考察这些不同要求时可以确定 (1) 和 (5) 项受材料熔点和蒸气压的影响。蒸气压太低时, 断流量虽然大, 但截流值高; 蒸气压太高时, 则相反, 不能断开大电流。此外, 为了避免电子发射, 材料熔点不能太高。

熔焊倾向小则要求材料具有足够高的导电性、导热性和合适的熔点, 而最重要的是要有一定的脆性, 这样, 熔焊处容易断开。足够的击穿强度则要求材料机械强度高, 蒸气压足够低, 其延展性应不使熔焊处断开时产生金属“须”。但也不能太脆, 以免产生可降低击穿强度的松散微粒。

当金属或合金的电阻率不高于约  $10^{-5} \Omega \cdot \text{cm}$  时, 电阻和热阻低的要求可以满足。只有选择合适的机械结构, 才可以选用电阻较高的材料。

足够的脱气性意味着用于制造触头的所有金属应能通过真空熔融或者通过扩散进行脱气。

价格适中则要求不采用价格昂贵的贵金属。有时, 在触头材料中仅使用百分含量很低的银。电弧的烧损强度因用途不同而有很大差别, 很难对烧损率进行理论预测。烧损程度与触头几何形状的关系显然比材料的关系更大。对于确定的几何形状, 烧损强度与机械强度之间似乎存在某种关系。

1.4.2 真空断路器中应用的触头材料

有四类触头材料在真空断路器中获得应用: ①CuCr 触头材料; ②CuW、CuWC 触头材料; ③CuBi 触头材料; ④W、Be 等单金属材料。

CuCr 触头材料既具有 CuW 材料的耐电弧烧损性能和介电性能, 又具有 CuBi 材料的高分断能力。CuCr 触头的制造工艺可以用薄的 Ni 层包覆 Cu 触头然后压制成形。经过真空烧结后, 再在真空状态下石墨坩埚中进行 Cu 浸渍。然后, Ni 层与浸渍 Cu 具有形成合金的倾向, 加之碳化镍的形成使此种材料的电阻率太高; 也可以去掉了 Ni 包覆层, 从而降低了材料电阻率。目前, CuCr 触头材料已作为中压真空断路器领域广泛使用的触头材料。

CuW 触头材料在分断小电流 ( $<3\text{kA}$ ) 的真空断路器中应用广泛。近来发现, 在具有纵向磁场的真空断路器中 AgWC 触头开断电流可达 25kA。不过 AgWC 触头还是主要应用于真空接触器及高压小电流开关中。

CuBi 触头材料早已应用于真空断路器中, 是最早获得了较成功应用的材料。在 Cu 中加入质量百分比低于 1% 的 Bi 就可获得高的开断能力的抗熔焊性, 此类材料还包括 CuTe 等, 但其性能还稍逊于 CuCr 材料。

许多研究真空电弧基本理论的模型中采用纯 Cu 触头, 但 Cu 的抗熔焊性较差。Be 是唯一的可用作真空触头材料的单金属, 只是由于 BeO 的有毒性, Be 未能发展成商品。

2 电弧及其熄灭

当开断电路时, 只要电流达到几百毫安, 电源电压有几



十伏，在开关的触头之间就有可能出现电弧。在气体中燃烧的电弧（包括在油气中及固体产气材料中）称为气体电弧；在灭弧室内部压力低于  $10^{-2}$  Pa 的真空中燃烧的电弧称为真空电弧。由于电弧是导体，只有将触头之间的电弧熄灭才能实现电路的开断，研究电弧的燃烧和熄灭过程是高压开关行业科研和制造单位的重要任务。

### 2.1 气体电弧现象

气体电弧是一种气体自持放电现象，是低温热等离子体的一种，气体介质有  $\text{SF}_6$ 、空气、氩气、二氧化碳、氮气等。一般来说，气体电弧的质量很轻，很容易改变形状。电弧可分为阴极区、阳极区及弧柱区，其电压降、电位梯度及电荷密度的分布示意图见图 4.2-1。

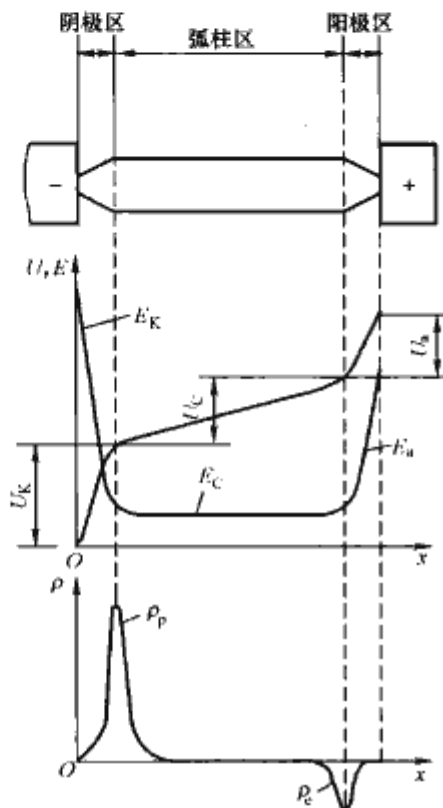


图 4.2-1 电弧三个部分的电位降、电位梯度、电荷密度分布示意图

$U_K, U_C, U_A$ —三个部分的电位降； $E_K, E_C, E_A$ —三个部分的电位梯度； $\rho_p$ —正离子密度； $\rho_n$ —负离子密度

阴极区和阳极区有三个基本特性：高的电场和热场、收缩现象和等离子体喷流。

阴极区长约  $10^{-4}$  cm 数量级，在此区域内，带电粒子偏离准中性，出现正空间电荷。阴极区电位降约 10~20V，在靠近阴极表面区域，由于正空间电荷的存在，其中电位梯度可高达  $10^7$  V/cm 及以上。由此产生的场致电子发射和热电子发射是维持电弧燃烧的主要电子源。

阳极区的长度、电位降、电位梯度与阴极区相近，此区域的带电粒子亦偏离准中性，出现负空间电荷。阳极区分为被动型（只收集电子）和主动型（不仅收集电子，而且向弧柱提供金属蒸气和带电粒子）两种类型。

弧柱区是阴极区和阳极区之间的电弧部分。弧柱中的温度很高，粒子的动能很大，它们相互不断碰撞，可使原子游离，从而产生大量自由电子，弧柱的导电就在于热游离。弧柱区的长度与触头打开的距离和熄灭方式有关，其带电粒子呈准中性（正负带电粒子基本上相等）。弧柱区的电位梯度远比阳极区、阴极区的小，从每厘米几十伏至几百伏不等，其值与灭弧介质的种类、压力及对电弧的冷却效应密切相关。

### 2.2 真空电弧现象

真空电弧实际上是“真空环境中的金属蒸气电弧”。真空电弧的弧隙等离子体是金属电极蒸气电离形成的，而其他气体电弧的极间等离子体是由气体分子或原子电离形成的，如空气电弧和  $\text{SF}_6$  电弧。此外，真空电弧的电弧电压和电流呈正的伏安特性。以上是真空电弧与其他气体电弧最显著的区别。

真空电弧包括以下三个区域：

阴极斑点区域：阴极斑点是阴极表面高亮度的斑点，它不仅要发射电子以维持阴极上电流的连续，还要向弧隙提供阴极材料的金属蒸气并使之电离为等离子体作为导电介质。在不同的阴极表面状况、不同的阴极材料和不同的电流大小的条件下，阴极斑点的作用虽然相同，但阴极斑点自身的大小、运动速度、内部结构、承载的电流大小及真空电弧的整体特性却有很大的差别。

阳极区域：阳极的基本作用是接收阴极斑点发射的电子、正离子、原子和其他微粒。在阳极前有一层空间电荷，称为阳极鞘层，阳极鞘层的作用是通过阳极鞘层电压来调节阳极表面的电流密度。根据阳极的活动状况可将阳极分为四种基本的运行模式，即扩散弧模式、点状斑点模式、阳极斑点模式、强电弧模式。在扩散弧模式下阳极为被动的粒子接收者；点状斑点模式是出现阳极斑点前的一个短暂的过渡电弧形态，只有在特殊的实验条件下才能维持在这一模式而不发展为阳极斑点模式或强电弧模式；阳极斑点模式是一种大电流形态，其显著特点是在阳极表面出现一个较大的或若干较小的非常明亮的阳极斑点；强电弧模式也是一种大电流形态，但与阳极斑点模式相比，强电弧模式一般出现在较小的开距或较大的电流中。

极间等离子体区域：真空电弧的极间等离子体是指阴极斑点区和阳极鞘层之间的等离子体区域。它包括从阴极斑点射出的等离子体流、金属蒸气和液滴，当存在阳极斑点时，上述成分也可从阳极发射。极间等离子体的主要作用是传电极间的电流。此外，从极间等离子体输入阳极的能量是形成阳极斑点的一个重要原因。

### 2.3 气体电弧的温度及电流密度沿弧柱横截面的分布

弧柱温度及电流密度是电弧燃烧与熄灭过程中的重要物理参数，它也与燃弧介质、灭弧室结构密切相关。

电弧通过传导、对流和辐射与周围环境交换物质和能量，稳定燃烧和熄灭阶段的物理参数有很大的差别。当电弧基本处于稳定燃烧时，电弧横截面的中心温度最高，达 10 000K 级，电流密度也最大，达  $10^4$  A/cm<sup>2</sup> 级。依据电弧横截面上电导率的差异，可将电弧分为弧心和边界层两部

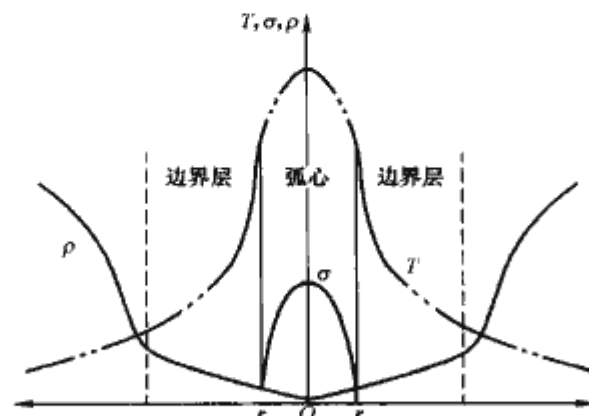


图 4.2-2 弧柱各参数径向分布图

$T$ —温度； $\rho$ —气体及等离子体的密度； $\sigma$ —电导率； $r$ —弧心半径

分,见图4.2-2。弧心是电弧导电的核心部分,它的游离度大、电导率高、密度小,几乎所有的电流都从弧心流过。边界层是包围弧心高温气体层,一般处于热分解温度,电导率很低。在弧心和边界层交界处,电导率的变化非常显著。当电流值增大、输入弧柱的能量增加时,弧心传给边界层的热量增加,使其温度升高,弧心横截面增大;而当电流下降,弧心传给边界层的热量减小,使其温度降低,亦使弧心外层温度下降,弧心横截面缩小。

电弧在将要熄灭时的温度及电流密度将在后面叙述。

## 2.4 直流气体电弧的燃烧与熄灭

当电弧在图4.2-3所示的直流电路中稳定燃烧时,其电弧电压 $u_a$ 和电弧电流 $i_a$ 的关系——伏安特性一般为如图4.2-4所示的下降特性(负特性)曲线,影响伏安特性曲线的因素有电弧长度(图中显示电弧越长,电弧电压越高)、电极材料、电弧在其中燃烧的介质的种类、压力、介质对电

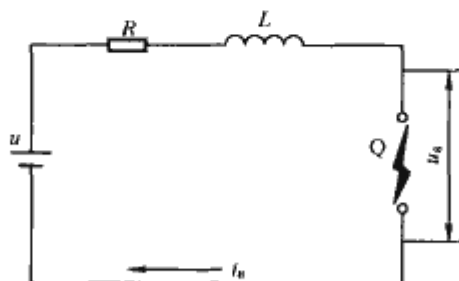


图 4.2-3 直流电路的开断  
 $u$ —电源电压;  $i_a$ —电弧电流;  $u_a$ —电弧电压;  
Q—开关; L—电感; R—电阻

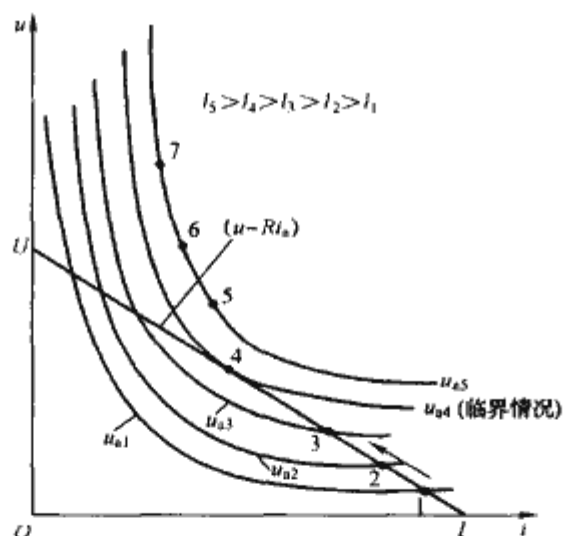


图 4.2-4 直流电弧的伏安特性

$u_{a1}, \dots, u_{a5}$ —当电弧长度分别为 $l_1, \dots, l_5$ 时的电弧电压;  
1, 2, 3, 4—电弧稳定燃烧点; 5, 6, 7—电弧非稳定燃烧点

弧的运动速度等。当电弧稳定燃烧时有

$$u_a = u - Ri_a \quad (4.2-2)$$

当电弧的伏安特性曲线与图中根据式(4.2-2)绘出的直线有交点时,其右端交点为电弧稳定燃烧点,若要熄灭电弧,一方面可以采取加强冷却电弧、拉长电弧等措施,使电弧的伏安特性上移,使其与直线 $u_s = u - Ri_s$ 无交点,这时电弧不能稳定燃烧而熄灭;另一方面可以采取增大回路电阻R的方法,降低直线 $u_s = u - Ri_s$ ,使其不与电弧伏安特性相交,此时电弧也不能稳定燃烧而熄灭。

此外,还可采用人工过零的方法开断直流电路,其原理如图4.2-5所示。其开断原理为:断路器QF1分闸形成电弧,然后QF2闭合,预先充好电的换流电容C通过L形成振荡放电电流 $i_2$ ,这一振荡电流与QF1中的电流 $i_1$ 反向叠

加,驱使通过主回路断路器的电流达到零值,为电弧的熄灭创造了有利的条件。

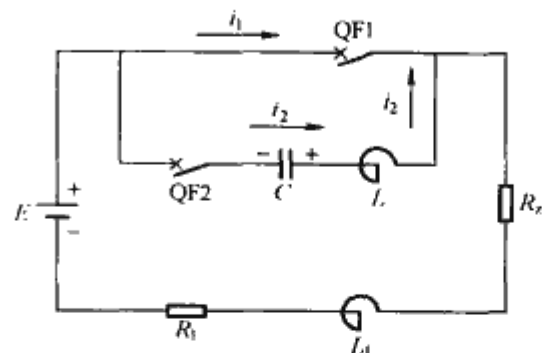


图 4.2-5 人工过零法直流开断的原理图  
E—直流电源; C—换流电容; L—换流电感;  
QF1, QF2—断路器;  $R_L$ —负载;  $R_1$ —线路电阻;  
 $L_1$ —线路电感;  $i_1$ —要开断的直流短路电流;  
 $i_2$ —反向电流

## 2.5 交流气体电弧的燃烧与熄灭

### 2.5.1 交流气体电弧的伏安特性

交流气体电弧的伏安特性亦为负特性。影响它的因素与直流电弧相似。但由于电流交变及弧柱热惯性的影响,同一电流下,在电流上升和下降阶段的电弧电压有一定的差别,见图4.2-6。

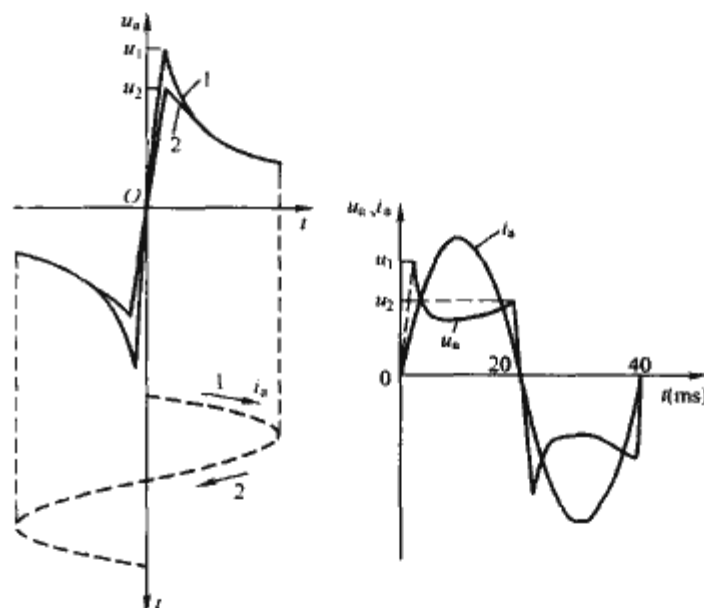


图 4.2-6 交流电弧的伏安特性

$u_a$ —电弧电压;  $u_1$ —电弧尖峰;  $u_2$ —熄弧尖峰;  $i_a$ —电弧电流;  
1—电弧电流上升阶段; 2—电弧电流下降阶段

### 2.5.2 交流电弧的熄灭过程

当高压断路器开断如图4.2-7(a)所示的单相等效电路时,交流电弧的熄灭有以下三种可能性:

(1) 过零熄灭。在某一次电流过零后,触头间隙不再流过电流,电路被切断,见图4.2-7(b)。

(2) 高频电流过零熄灭。工频电流尚未过零,但在外界因素的干扰下,电弧燃烧不稳定,出现高频自激振荡,高频振荡的幅值不断增大,最后导致工频电流瞬时降到零,电弧熄灭。当开关的灭弧能力强,被开断的电流不大时,有可能出现这种截流现象。

(3) 强迫熄灭。在工频电流起始上升阶段,由于电弧电压很高,电源电压不足以维持电弧的燃烧,电弧电流很快降到零而熄灭。其灭弧过程与直流电弧熄灭过程基本相同,限流熔断器开断短路故障即属于这种情况。

过零灭弧时,电流过零前的瞬间,输入弧隙的功率急剧减少,弧温迅速下降,去游离作用大大加强,因而极有利于灭弧。



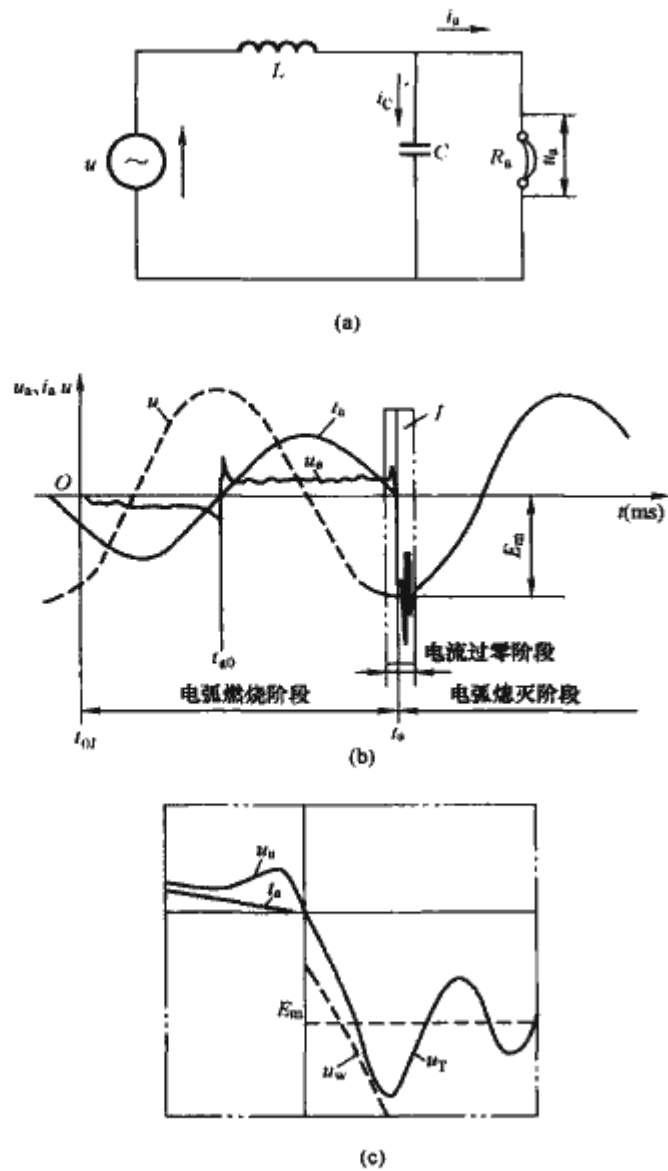


图 4.2-7 开断的单相等效电路及  
开断过程中电流与电压的波形  
(a) 开断的单相等效电路；(b) 过零开断时电流、电  
压波形；(c) 图 (b) 区域 I 横向展开图  
 $u$ —电源电压； $i_a$ —电弧电流； $u_a$ —电弧电压； $E_m$ —  
瞬态恢复电压的工频分量幅值； $u_T$ —弧隙两端的瞬  
态恢复电压； $u_w$ —弧隙的介质绝缘强度； $t_{01}$ —触头  
刚分离瞬间； $t_a$ —电弧熄灭瞬间

电流过零后，弧隙出现两个恢复过程；一是介质强度（弧隙介质耐受电压的能力）快速增长；另一个是加在弧隙上的恢复电压快速上升。若介质强度的增长速度低于恢复电压，则弧隙被击穿，电弧重燃，如图 4.2-7 (b) 所示  $t_{a0}$  瞬时，要等到下一次电流过零时，才再有机会灭弧。若介质强度值始终高于恢复电压值，图 4.2-7 (b) 中瞬时的展开图 4.2-7 (c) 所示，则电弧最终熄灭，电路被开断。

弧隙介质强度恢复过程有两种可能性：

(1) 电流过零后，弧隙温度已降到  $3000\sim 4000^{\circ}\text{C}$  以下，弧柱中基本上无带电粒子，随着温度进一步降低，介质强度快速增长。

(2) 电流过零后，弧隙温度仍高于  $3000\sim 4000^{\circ}\text{C}$ ，弧柱中有少量带电粒子，有很小的电流流过弧隙。但由于弧隙去游离能力强，仍能使弧区温度降到  $3000\sim 4000^{\circ}\text{C}$  以下，介质强度仍能继续增长。

## 2.6 交流电弧的熄灭方法

灭弧室的作用是把电弧限制在灭弧室内，并在很短的时间内（几十毫秒）将其熄灭。在电弧燃烧阶段，灭弧室的主要任务是将电弧烧蚀电极的金属粒子、金属蒸气、烧蚀绝缘

隔弧片、喷口灭弧介质的炭粒及其他导电杂质尽可能多地排出弧隙，为过零开断做好充分准备。在电流零区附近及过零之后，要强烈冷却弧隙，使其中介质强度快速恢复。

从灭弧的能量来源分，有三种灭弧方法：

- (1) 自能灭弧：利用电弧自身的能量冷却和熄灭电弧。
- (2) 外能灭弧：利用外部的能量冷却和熄灭电弧。
- (3) 混合式灭弧：同时采用上述两种方法。

一些气体、液体、固体介质及真空介质均可用作灭弧介质，见表 4.2-5。

表 4.2-5 灭弧介质及灭弧方法

气体介质	液体介质 (绝缘油)	固体介质	真空介质
1. 大气中，在固体 介质窄缝中拉长及冷 却电弧 2. 压缩空气中，强 烈气吹冷却电弧 3. $\text{SF}_6$ 气体中气吹 冷却电弧	电弧使油 分解，产生 大量气体吹 弧	电弧分解 固体产气材 料，产生气 流冷却电弧	利用真空 中的强烈扩 散作用冷却 电弧

## 2.7 电弧在油中燃烧与熄灭

如图 4.2-8 所示，在断路器油（或变压器油）中分开触头 1 和 2 时，在电弧 5 的高温作用下，其周围的油迅速气化，形成高压气泡，油中油气在高压气泡的作用下，从设计好的通道排出，横吹或纵吹电弧，在电流过零阶段，使弧隙强烈冷却而使电弧熄灭。气泡中的成分大致如下：油蒸气约占总体积的 40%，氢气约 42%~48%，乙炔约占 9%~12%，甲烷占 3%~6%。当弧隙温度为  $3000\sim 4000\text{K}$  时，氢气的热导率很高，它可以强烈冷却电弧。

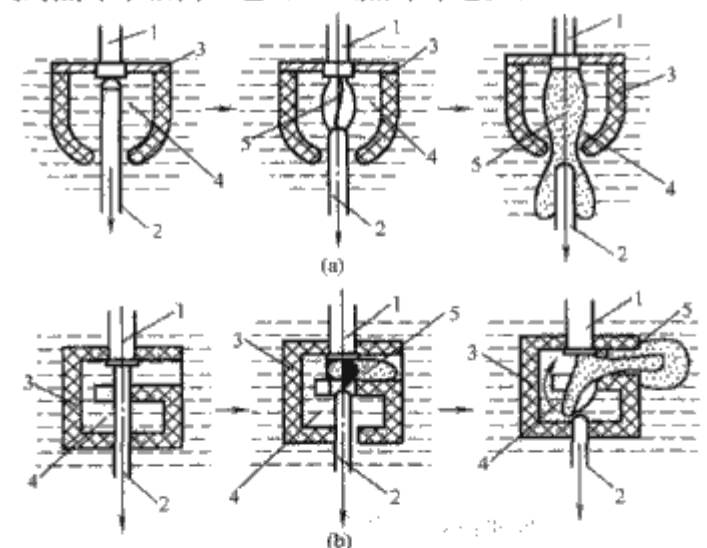


图 4.2-8 油灭弧室工作原理图

(a) 纵吹灭弧；(b) 横吹灭弧

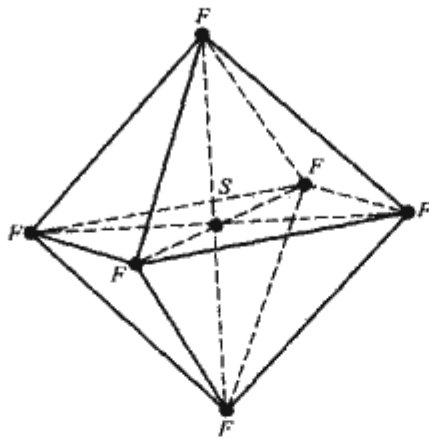
1—静触头；2—动触头；3—灭弧室；

4—灭弧室高压区；5—电弧

## 2.8 电弧在六氟化硫 ( $\text{SF}_6$ ) 气体及压缩空气燃烧和熄灭

$\text{SF}_6$  气体是当前最理想的气体灭弧介质，它的分子结构模型如图 4.2-9 所示。 $\text{SF}_6$  具有极强的电负性，能大量吸附自由电子，使空间的自由电子减少，触头间隙不易被击穿，因此绝缘强度大为提高。在  $0.1\text{MPa}$  条件下， $\text{SF}_6$  的绝缘强度是大气的 3 倍。当气压为  $0.3\text{MPa}$  时，其绝缘强度与变压器油相当。

当电弧在  $\text{SF}_6$  中燃烧时，弧柱直径比较小。电弧电流过

图 4.2-9 SF<sub>6</sub> 分子结构模型

零前, N<sub>2</sub> 中电弧在电流到达 4A 左右已呈不稳定现象, 而 SF<sub>6</sub> 中电流低于 1A 仍可稳定燃烧, 弧柱直径可缩小至 1mm, 因而电弧的时间常数  $\theta = K\pi r^2$  ( $K$  为常数,  $r$  为电弧半径) 很小, 差不多为空气的 1/100; SF<sub>6</sub> 中的电弧电压低, 只为空气中电弧的 1/3

左右, 油中 1/10 左右, 因而积聚在弧柱中的能量小; 在电弧电流过零时, 开关电弧的弧柱温度一般为 3000K 左右, 此时 SF<sub>6</sub> 气体热导率达到高峰, 可使弧温迅速下降。以上各点, 加上 SF<sub>6</sub> 的电负性, 使 SF<sub>6</sub> 具有十分优良的灭弧性能, 被广泛用作各种电压、各类开关设备的灭弧介质。

SF<sub>6</sub> 灭弧室的灭弧原理见图 4.2-10。图 4.2-10 (a) 为简单开断方式, 动静触头 1、2 分开后, 产生的电弧 3 仅依靠自然对流和传导散热进行冷却去游离, 使电流在过零时熄灭, 所以它的开断能力不强, 一般只用于 10kV 及以下开断负荷电流。

图 4.2-10 (b) 为压气式灭弧, 灭弧室内的静压力一般为 0.3~0.6MPa。打开通、静触头 1、2 时, 产生电弧。与此同时, 活塞缸 4 也向下运动压缩 SF<sub>6</sub> 气体 (2、4 连成一个整体), 使 SF<sub>6</sub> 向上运动纵吹及冷却电弧; 也有气流既向上又向下吹弧的结构——双向吹弧结构 (图 4.2-10 中未示出)。此类灭弧室的灭弧能力很强, 可开断 100kA 以上的短路电流, 断口电压也可做得很高, 当前已做到 550kV 单断口。

图 4.2-10 (c) 为自生压力式灭弧室, 它利用上部电弧自身的能量加热气体, 使上室的压力升高去熄灭下室的电弧。由于这类灭弧室所需的操作功小, 因而受到广泛重视, 利用自能原理做成各式各样的灭弧结构, 断口电压越来越高, 是一种很有前途的灭弧室。

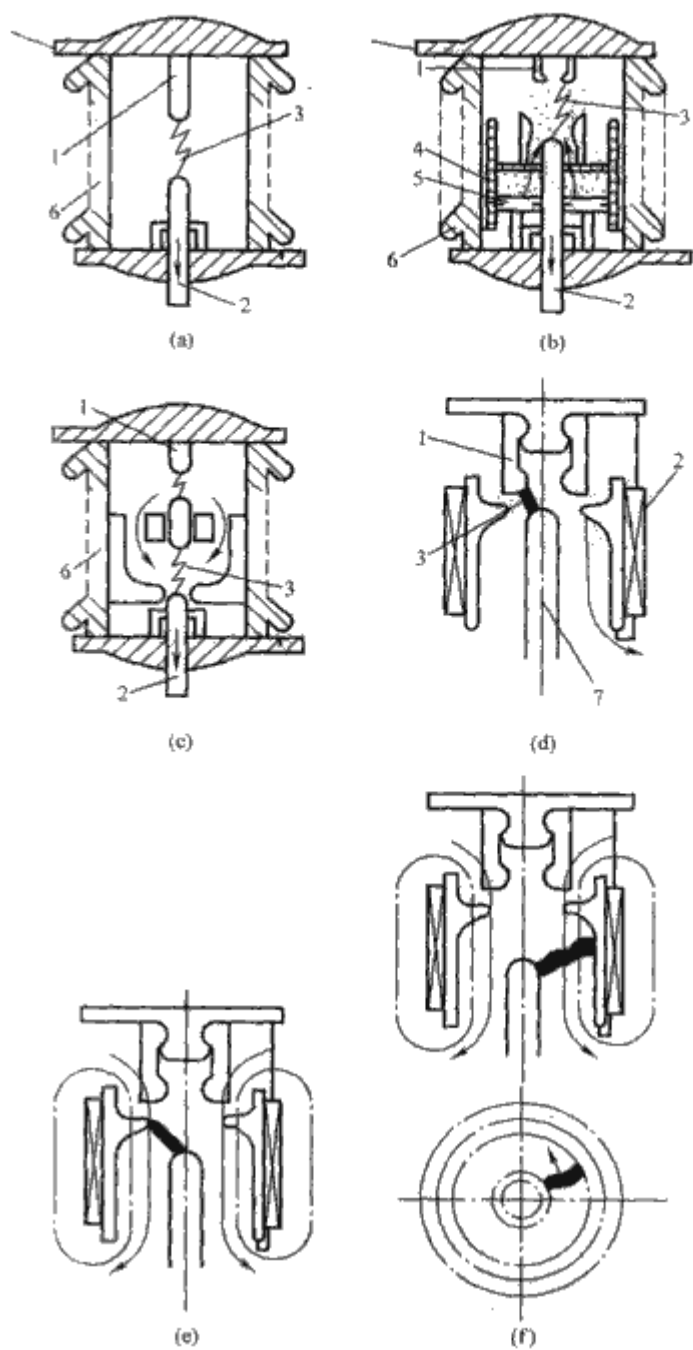
图 4.2-10 (d)、(e)、(f) 为旋弧式灭弧结构, 电弧在熄灭时的转移过程, 其中旋弧线圈 7 的一端与静触头 1 相连, 另一端与圆筒电极 8 相连。其中图 4.2-10 (d) 所示动静触头打开后产生电弧, 图 4.2-10 (e) 所示电弧上端已从静触头转移到圆筒电极的上端。此时, 旋弧线圈中已流过被开断的电流, 它产生的磁场使电弧在中心电极及圆筒电极内部之间空间作快速旋转, 使电弧受到横向气流的吹拂, 并将电弧从上部拉到圆筒电极的中部, 电弧在电流过零时熄灭。

图 4.2-10 (a)、(c)、(d) 为自能灭弧室, 其吹弧能力和电流大小有关, 因此在熄灭小电感电流时, 不会产生截流过电压。

当气压不高、压缩空气的灭弧能力不强时, 利用图 4.2-10 (b) 所示压气式原理只能做成 35kV 及以下负荷开关的灭弧室; 但当气压达到 2~3MPa 时, 利用图 4.2-11 所示灭弧室可开断几十千安至几百千安的短路电流。

## 2.9 电弧在真空中的燃烧和熄灭

真空电弧是指在灭弧室内压力低于  $10^{-2}$  Pa 的真空中燃烧的电弧, 它是由电极材料的蒸气维持燃烧的。根据电弧电流的大小及触头结构上的差异, 电弧有两种显著不同的形态——扩散型电弧和聚集型电弧。

图 4.2-10 SF<sub>6</sub> 灭弧室的灭弧原理图

(a) 简单开断灭弧; (b) 压气式灭弧; (c) 自生压力气吹灭弧; (d)、(e)、(f) 旋弧式灭弧及电弧的转移过程  
1—静触头; 2—动触头; 3—电弧; 4—动活塞缸; 5—静活塞缸; 6—支持瓷套; 7—圆筒电极

### 2.9.1 扩散型电弧

当触头为平板电极, 交流电弧电流有效值小于 6kA 时, 真空电弧由许多并联的分支电弧组成, 阴极上有其相应的明亮的阴极斑点。在铜电极中, 每个支弧流过的电流约 100A, 每个阴极斑点均在电极表面作无规则的、快速的随机运动, 它们均匀分布在电极的表面上。扩散型真空电弧只有阴极区和等离子区, 没有阳极区。弧压降主要集中在阴极区, 等离子区只有很小的电位梯度, 等离子体中的金属蒸气、带电粒子的密度都很小。

由于扩散型电弧的阳极只起接收电子的作用, 没有阳极斑点, 其表面温度很低。阴极斑点在电极表面上迅速运动, 它所经过的地点加热时间很短, 熔区厚度很浅。在电弧电流过零时, 阴极表面基本上不再向弧区喷射金属蒸气和带电粒子。加上真空中金属蒸气和带电粒子的迅速扩散作用, 当电弧电流过零后, 在极短的时间内 (微秒级) 就可以建立起很高的介电强度, 使电弧不再重燃。

### 2.9.2 聚集型电弧

当触头为平板电极, 交流电弧电流有效值超过 6kA 时,



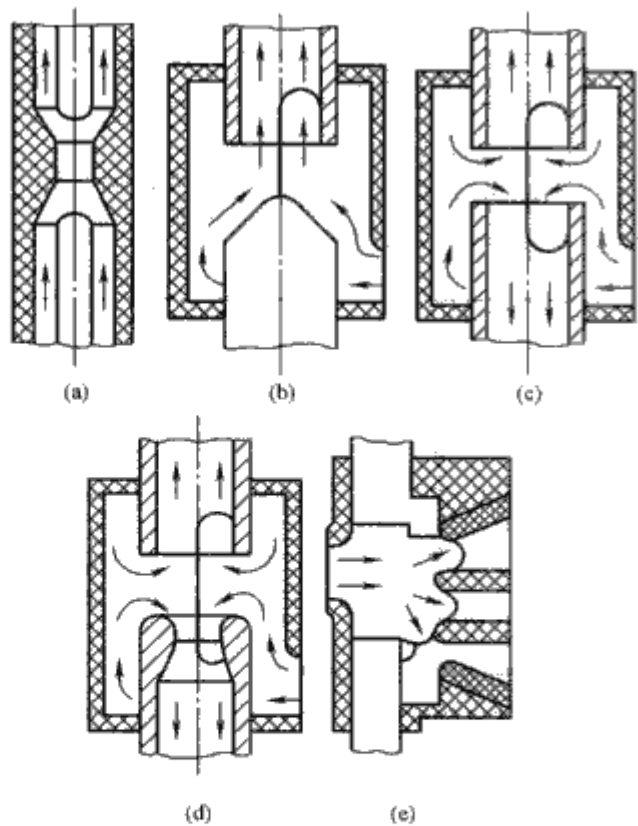


图 4.2-11 压缩空气灭弧室原理图

(a) 双实心触头；(b) 喷口—实心触头；(c) 双喷口触头；(d) 双喷口触头（不对称）；(e) 横吹灭弧

真空电弧的各个分支电弧就相互吸引，最后形成一个或少数几个由众多小阴极斑点组成的大阴极斑点团。阴极斑点团以很小的速度随机运动或不运动，同时还会出现阳极斑点。

聚集型电弧的阴极区和阳极斑点都向弧隙喷射等离子流、金属蒸气及金属液滴或微粒。弧区气压高，电弧电压也高，电极的电腐蚀速率大，聚集型真空电弧的外形和特征基本上与气体电弧相同。

为了熄灭聚集型电弧，必须改进触头结构，使其流过电弧电流时产生横向磁场，磁场与电弧电流相互作用时，使电弧弧根在电极上快速运动，以降低电极温度及电极上的熔痕深度，最终使触头间隙中的金属蒸气及带电粒子大量减少。如处理恰当，开断电流仍可达 50kA。

### 2.9.3 在弧隙上加纵向磁场提高开断能力

在弧隙上加上与电弧轴线方向一致的纵向磁场以后，如磁通密度选择恰当，电弧由扩散型向聚集型转变的电流显著增加，使开断电流增加到 100kA 以上。同时，电弧电压明显降低，电弧对触头的腐蚀大为减小，从而使触头的寿命、灭弧室的电寿命显著提高。图 4.2-12 给出不同电弧电流时，电弧电压与纵向磁通密度的关系。由图 4.2-12 可知，对每一个短路电流，都存在使电弧电压降到最低的磁通密度值。

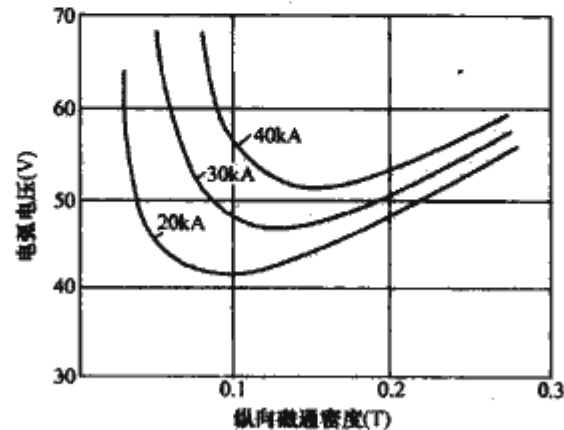


图 4.2-12 不同电弧电流时电弧电压和纵向磁通密度的关系

### 2.10 交流高压开关中的其他灭弧方法

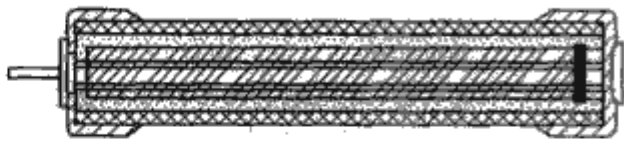
交流高压开关还采用表 4.2-6 所示的其他灭弧方法，但一般只用于 3~35kV 开关设备中。

表 4.2-6

交流高压开关的其他灭弧方法

方 法	图 例	灭弧原理	用 途
窄缝灭弧		利用磁吹线圈产生磁场，将电弧驱入用耐弧绝缘材料制成的具有纵缝或曲缝的灭弧室进行灭弧	用于 35kV 及以下断路器、负荷开关等
固体产气灭弧		电弧在固体材料表面上燃烧，产生气体，提高灭弧室的灭弧压力，使之吹拂电弧，使电弧熄灭	用于 35kV 及以下断路器、隔离负荷开关、排出型熔断器等

续表

方 法	图 例	灭弧原理	用 途
石英砂 填料灭弧		电弧在石英砂中燃烧， 使电弧在砂缝中得到充分 冷却，去游离而熄灭	用于 35kV 及以下限流 熔断器

3 电动力效应

磁场中的载流导体必然受到电动力的作用，因此载流导体在下列情况下将受到电动力的作用：①邻近有载流导体；②邻近有铁磁体；③载流导体中的电流改变方向。

电动力的大小和方向与电流的种类、大小和方向有关，也与电流流经的回路形状、回路的相互位置、回路间的介质、导体截面形状等有关。

载流导体通过额定电流时，一般作用在导体上的电动力很小。但当导体中通过大的短路电流时，可能产生很大的电动力，严重时可使开关设备零部件变形或断裂，使处于闭合位置的触头的接触压力显著降低，甚至触头被推开，导致触头熔焊及产生电弧。电动力还可能使断路器、负荷开关不能顺利关合到位，造成严重后果。

有些情况下，亦可利用电动力改善开关设备的性能。例如：在隔离开关中，设计适当的触头回路结构，使电动力的作用方向为增加触头压力，而不是削弱触头压力；SF<sub>6</sub> 旋弧灭弧室及真空横磁灭弧室利用电动力提高开断能力；适当设计接地开关的电流回路，可使电动力帮助动闸刀顺利合闸；利用电动力磁锁效应可提高触头的动、热稳定性能等。

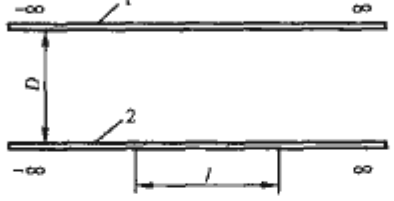
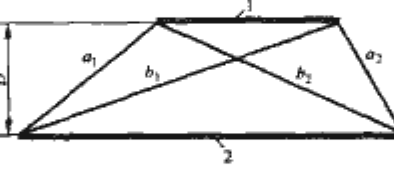
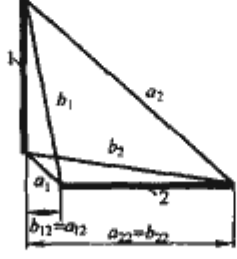
3.1 电流电动力的计算

两载流导体或两段载流导体间的电动力按下式计算

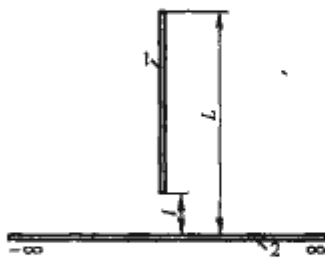
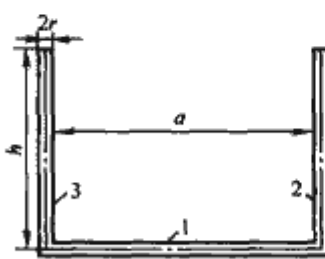
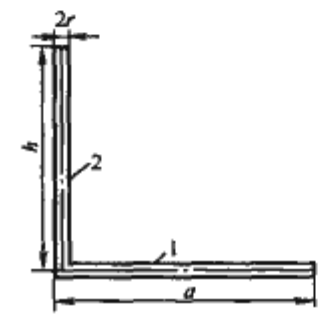
$$F = K_0 i_1 i_2 \times 10^{-7} \quad (\text{N}) \quad (4.2-3)$$

式中： $i_1$ 、 $i_2$  为两载流导体电流的瞬时值，A； $K_0$  为回路系数，其值与导体的形状、尺寸、导体间的相互位置及周围空间媒介的磁导率有关，计算公式见表 4.2-7； $\lambda$  为截面系数，矩形导体的截面系数见图 4.2-13。

表 4.2-7 计算载流导体电动力的回路系数  $K_0$  值 (大气中)

序号	导体布置简图	回路系数 $K_0$ 计算公式
1		$2l/D$
2		$\frac{(b_1 + b_2) - (a_1 + a_2)}{D}$
3		$\ln \frac{(b_1 + b_{12})(b_2 + b_{22})}{(a_1 + a_{12})(a_2 + a_{22})}$

续表

序号	导体布置简图	回路系数 $K_0$ 计算公式
4		$2\ln(L/l)$
5		$2\ln \frac{2b}{1 + \sqrt{1 + c^2}} + 0.5 \textcircled{1}$ $b = a/r \quad c = a/h$
6		$2\ln \frac{2b}{1 + \sqrt{1 + c^2}} + 0.25$ $b = a/r \quad c = a/h$

① 简图中 2、3 对 1 的电动力的回路系数  $K_0$  值。

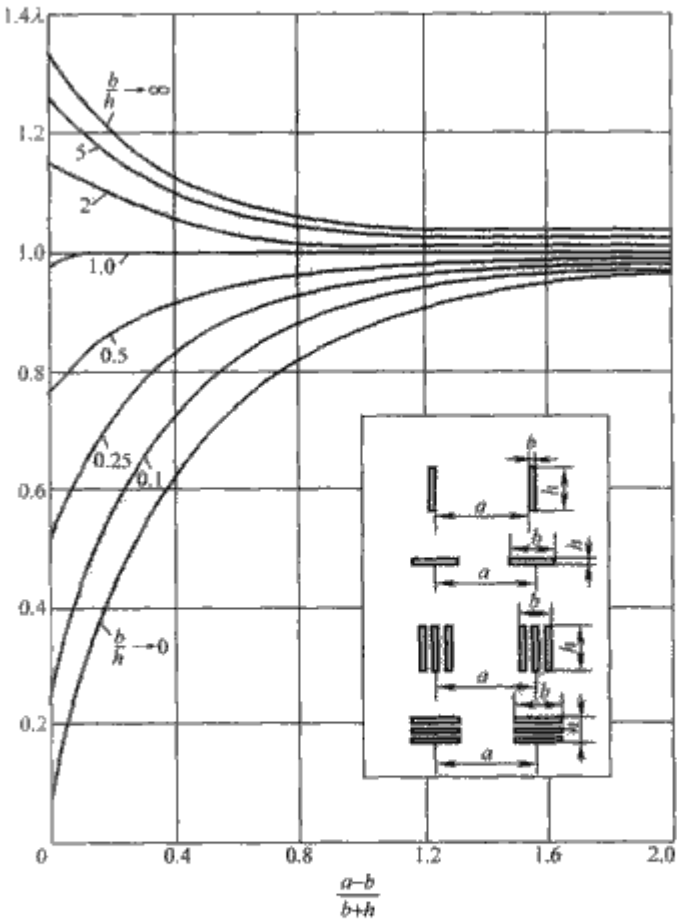


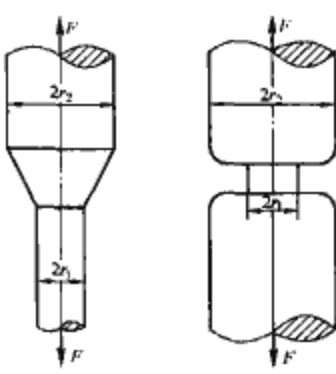
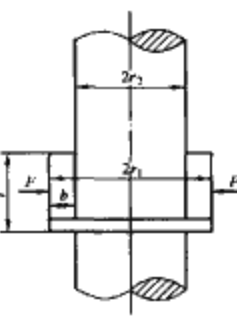
图 4.2-13 矩形导体的截面系数  $\lambda$



### 3.2 触头上的电动力

对接触头上的收缩电动力及梅花触头触片上的电动力按表 4.2-8 中的  $K_0$  值计算。

表 4.2-8 计算触头上电动力的回路系数  $K_0$  值

项目	触头结构示意图	说明	回路系数 $K_0$ 计算公式
对接触头		触头间电流收缩引起的电动力 (斥力)	$\ln \frac{\sqrt{2}}{r_1}$
梅花触头		每瓣触指上的电动力 (压力)	$\frac{2I}{\pi b} \times (1 - \frac{r_2}{b} \ln \frac{r_2}{r_1})$ $\frac{4I}{(r_1^2 - r_2^2)} \times (r_1 - \frac{2r_2^2}{r_1 + r_2})$

当断路器闭合条件下动静触头间流过电流, 则动静触头将受到电动力的作用。目前真空断路器为控制电弧运动, 使电流流向按照一定要求变化, 此时, 该电动力由两部分组成: 一部分是电流在磁场作用下产生的电动吸力  $F_A$ , 另一部分是触头接触处电流线收缩产生的电动斥力  $F_R$ 。

以杯状纵磁结构触头为例, 如图 4.2-14 (a) 所示。由于电动吸力和电动斥力的产生机理不尽相同, 在计算时需要分别考虑。

根据图 4.2-14 (a) 所示的触头结构和电流路径, 动静触头受到两个电动力的作用: 一为环向电流 [如图 4.2-14 (b)] 产生的电动吸力; 二为电力线收缩产生的电动斥力。电动吸力仅为电动斥力的 10% 左右, 因此, 动静触头间主要受电动斥力作用。

在图 4.2-14 (a) 中, 电流  $I_1$  可以被分解为沿触头圆柱表面的切向分量  $I_2$  和轴向分量  $I_3$ , 其中  $I_1 = I/6$  (触头开有 6 个槽), 在图 4.2-14 (b) 中, 两个环向电流的大小为  $I_2$ ,  $I_2 = I_1 \cos \alpha = I/6 \cos \alpha = I/6 \cos 27^\circ \approx 0.15I$ 。它们分别位于动静触头沿厚度方向的中间位置, 它们之间的距离  $D$  为动静触头各一半厚度之和; 电流环的外半径为  $R$  (与触头半径相等), 小半径为  $r$ 。

对于图 4.2-14 (b) 所示的模型, 可以用电流环内外半径中间环 [图 4.2-14 (b) 中虚线环] 来等效电流环受到的

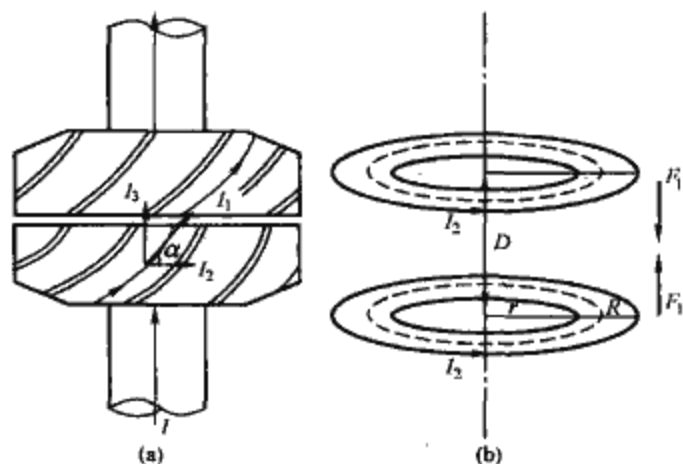


图 4.2-14 触头结构和电动吸力模型

(a) 触头结构; (b) 电动吸力模型

电动力, 动触头所受到的由环向电流产生的竖直向上的电动力  $F_1$  为

$$F_1 = \mu_0 I_2^2 \left( \frac{R+r}{2D} \right) \quad (4.2-4)$$

式中:  $\mu_0$  为真空中的磁导率,  $H/m$ 。

在断路器动静触头闭合状态, 电流线流经触头时发生收缩, 从而产生一个因电流线收缩而致的电动斥力  $F_H$ 。断路器动静触头间的电流走向如图 4.2-15 (a) 所示, 动静触头接触处具有如图 4.2-15 (b) 所示的电流—电位场。由于电流线的收缩, 动静触头两端将会受到电动斥力  $F_H$  的影响。

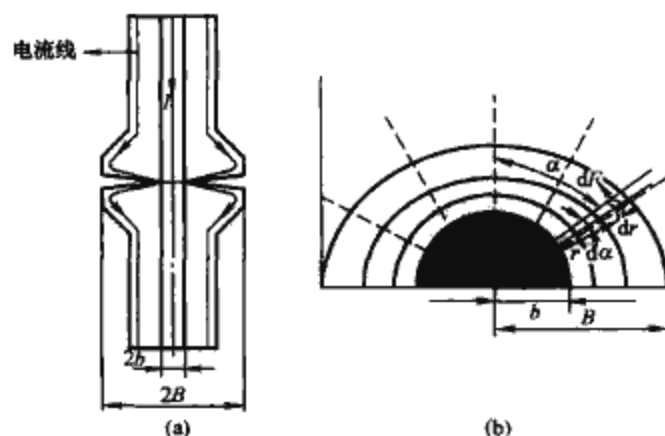


图 4.2-15 触头接触后电流线流向及电动斥力的电流—电位场图

(a) 动静触头接触后的电流线流向图;

(b) 触头电动斥力电流—电位场

令导电斑点形成一超导小球, 其半径为  $b$ , 动静触头的截面半径为  $B$ 。则触头间由于电力线收缩产生的电动斥力  $F_H$  满足如下公式

$$F_H = \frac{\mu_0}{4\pi} I^2 \ln \frac{B}{b} = \frac{\mu_0}{4\pi} I^2 \ln \sqrt{\frac{6H\pi B^2}{F}} \quad (4.2-5)$$

式中:  $I$  为流经收缩区导体的电流,  $A$ ;  $\xi$  为跟接触面状况有关的系数, 其范围在 0.3~1 之间;  $H$  为材料的布氏硬度,  $N/mm^2$ ;  $F$  为接触力,  $N$ 。

综上所述, 在断路器动静触头闭合状态下, 动静触头间的总电动力  $F_T$  是电动吸力  $F_1$  和电动斥力  $F_H$  的叠加, 即

$$F_T = F_H - F_1 \quad (4.2-6)$$

### 3.3 短路时载流导体所承受的电动力

交流电路的短路电流除正弦周期分量外, 通常还含有非周期分量, 非周期分量电流值大小与发生短路时的电源电压的相位有关。

若单相短路发生在电源电压过零的瞬时，短路电流的非周期分量最大，短路电流的最大值也最大。此时，短路电流为

$$i_A = I_m(e^{-\alpha} - \cos\omega t) \quad (A) \quad (4.2-7)$$

式中： $I_m$  为短路电流周期分量的最大值， $A$ ； $\alpha$  为电流非周期分量的衰减系数。

单相短路时的电动力可用下式计算

$$F = K_0 \lambda [I_m(e^{-\alpha} - \cos\omega t)] \times 2 \times 10^{-7} \quad (N) \quad (4.2-8)$$

三相短路时的电动力也用式 (4.2-8) 计算，但需要同时考虑其他两相对一相的影响及各相电流之间的相位差。

表征电动力的主要参数有：

- (1) 力的最大值。
- (2) 交变频率（为电流频率的 2 倍）。
- (3) 力的作用方向。

表 4.2-9 示出了大气中载流导体流过交流短路电流时，导体所受的电动力。图 4.2-16 示出了在一定短路电流波形下，单相及三相电动力的波形图。

表 4.2-9 交流短路电流的电动力

导体布置	单 相	三相平面布置	三相等边布置
示意图			
电动力最大值(N)	3.24K	2.65K(A、C 相) 2.83K(B 相)	2.83K
电动力作用的方向	两导体中流过同一相电流时电动力始终为斥力	B 相为交变力，A、C 相力基本上向外，向内的力很小，见图 4.2-16	一个周期内，力的方向是交变的，最大力作用在其两导体连线的垂直方向
备 注	$K = K_0 I_m^2 \times 10^{-7}$ 式中： $I_m$ 为短路电流交流分量的幅值， $A$ ； $K_0$ 为回路系数。 以上计算考虑衰减系数 $e^{-\alpha} = 0.81$		

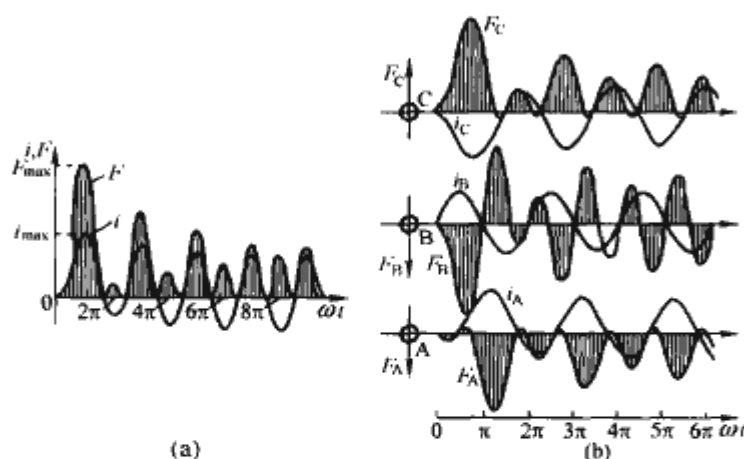


图 4.2-16 交流短路电流与电动力的波形  
(a) 单相；(b) 三相

### 3.4 高压开关设备的电动稳定性

电动力是一种分布型机械力。电流在几千安以下时，作用在载流导体、支撑绝缘子及套管上的电动力很小，对开关的正常工作一般不会产生明显的影响。

但当载流导体中流过 10kA 以上乃至几百千安的瞬时电

流时，电动力可达几百、几千甚至上万牛。当结构设计不当时，大的电动力可能使高压开关的一些零件移位、变形乃至断裂，使原来处于关合位置的触头被推开，产生电弧，导致触头熔焊。也有可能在断路器关合过程中，由于预击穿后产生的短路电动力阻碍断路器关合到位，致使开关烧毁等。

当导电回路中流过很大的短路电流时，应精心进行设计，使电动力作用的不利因素降至最低，载流导体、支撑绝缘件、套管等的机械强度应能完全承受可能出现的最大电动力。

## 4 高压交流电路的关合与开断

开关在电力系统不同地点使用，有不同的开断与关合任务。除一般关合、开断负载电流与短路电流外，在高压及超高压输电线路中还要求合、分空载长线；在电力变压器前面使用时要求关合涌流及开断励磁电流；控制电动机时，要开断起动过程中的电流；合、分并联电容器组时，要求合、分容性负载；接在母线上的断路器有时要能完成并联开断任务；联络断路器要能完成失步开断的任务。完成上述开断任务时，引起的过电压不超过规定值，其开断电寿命应达到规定的次数。上述各种关合、开断的严酷度，差异很大，可按关合、开断电流的大小、电流与电源电压之间的相位差、开断后恢复电压的波形及其幅值等分为四大类，见表 4.2-10。

表 4.2-10 关合、开断分类及其特点

分 类	短路电流	容性电流	小电感电流	负荷电流
举 例	1. 端子故障 2. 近区故障 3. 失步故障 4. 异相接地故障	1. 电容器组 2. 空载长线 3. 空载电缆	1. 空载变压器 2. 并联电抗器 3. 空载电动机	正常负载运行的线路、变压器、电动机等
关合电流	$I_p \gg I_N^{(3)}$	$I_{cl} \gg I_N$	$I_{cl} > I_N$	$I_{cl} = I_N$
被开断电流的大小	$I_N \gg I_N$	$I_c \leq I_N$	$I_l \leq I_N$	$I_l \approx I_N$
电路的功率因数	$\leq 0.15$	$\approx 0$	$\approx 0$	$> 0.6$
开断的特点及对开关设备的要求	恢复电压的幅值高，上升速度快，灭弧室损伤较重，要承受很大的机械负荷（包括电动力的作用），开断关合条件苛刻	电流过零时易于熄弧，但要防止在熄弧后 0.005~0.01s 之间，由于触头间绝缘强度恢复不够引起重击穿，产生危险的过电压	灭弧能力过强时，可使电流强迫过零，引进危险的过电压	恢复电压幅值不高，上升速度慢，易于开断，但应增加允许开断的次数

① 开关的额定电流。

### 4.1 短路的关合与开断

电力系统中可能出现的短路故障，大致有图 4.2-17 所示的六种情况。

#### 4.1.1 关合短路

关合图 4.2-17 所示短路故障时，由于负载被短接，线路（包括设备）的阻抗小 ( $R \ll \omega L$ )，故关合电流为正常工作电流几十倍的感性大电流。但不同回路，不同短路方式中，其关合电流的大小、波形有一定的差别。普遍认为，断路器关合任务最重要的是关合三相短路故障。关合过程中，



当触头间隙被击穿后,断路器要承受短路电流所产生的电动(包括阻止合闸的触头夹紧力)、电弧高温对触头的烧蚀等多方面因素的作用,开关应能顺利关合到位。此后,如接到开断指令,开关应能立即顺利开断。图 4.2-18 所示是在 A 相电源电压过零瞬间, A、B、C 三相中短路电流开始的几个波形。

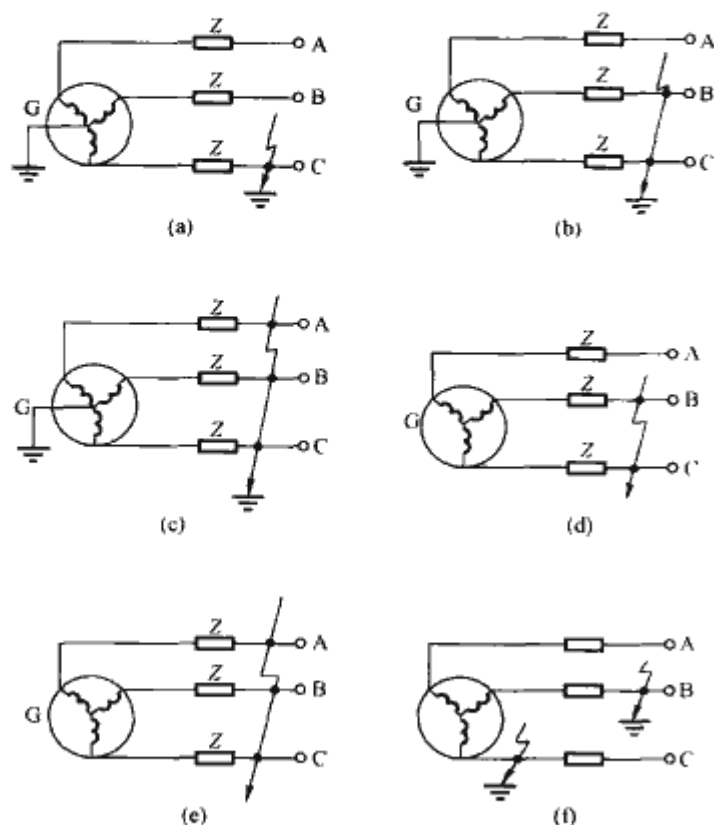


图 4.2-17 电力系统的六种短路情况

(a) 中性点接地系统单相接地短路；(b) 中性点接地系统两相短路；(c) 中性点接地系统三相短路；(d) 中性点不接地系统两相短路；(e) 中性点不接地系统三相短路；(f) 中性点不接地系统异相接地短路

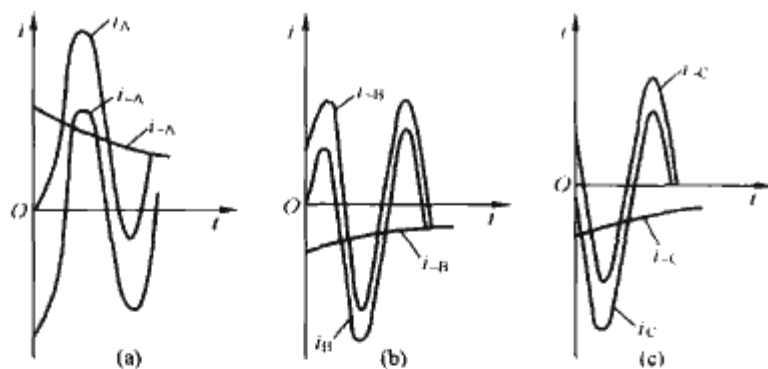


图 4.2-18 关合短路时的电流波形

(a) A 相；(b) B 相；(c) C 相

$i_A$ 、 $i_B$ 、 $i_C$ —三相短路电流； $i_{-A}$ 、 $i_{-B}$ 、 $i_{-C}$ —三相短路电流中的交流分量； $i_A$ 、 $i_B$ 、 $i_C$ —三相短路电流中的直流分量

#### 4.1.2 开断短路

三相短路是严重的短路方式,断路器的试验条件一般都是按照这种开断方式制定的。中性点经高阻抗接地系统的三相接地或不接地短路,中性点接地系统的三相不接地短路的三种开断过程,其开断过程相同,等效电路图见图 4.2-19 (a)、(b)。

当短路电流不含有非周期分量时的电流、电压波形如图 4.2-19 (c)、(d) 所示,其中  $e_A$ 、 $e_B$ 、 $e_C$  为电源电压,  $u_{rA}$ 、 $u_{rB}$ 、 $u_{rC}$  为各相触头间的恢复电压,各相的短路电流以  $i_{SA}$ 、 $i_{SB}$ 、 $i_{SC}$  相继经  $10/3\text{ms}$  过零一次,为过零相熄灭电弧创造了有利条件。假如在  $t_1$ 、 $t_2$  瞬时 B 相和 A 相熄弧不成功,而在  $t_3$  瞬时, C 相电弧电流过零电弧被熄灭, C 相电路被开断。这时加在 C 相灭弧室断口上的瞬态恢复电压的工频分

量增大至  $1.5\sqrt{2}u_p$  ( $1.5$  为首相开断系数)。此后,三相对称短路转变为 A、B 两相不对称短路,两相中的电流大小相等,方向相反。再经过  $5\text{ms}$ , A、B 两相中的电流同时过零,每相断口上只承受  $\frac{1}{2}\sqrt{3}\sqrt{2}u_p = 0.87\sqrt{2}u_p$  电压作用,仅为第一开断相的  $60\%$  左右。在一般情况下容易开断,但由于燃弧时间长,触头烧损较重,自能灭弧室内的压力较高。

中性点接地系统三相接地短路的开断,任何一相开断基本上不会引起其他相短路电流的变化。瞬态恢复电压中的工频分量一般为  $1.3\sqrt{2}u_p$ 。

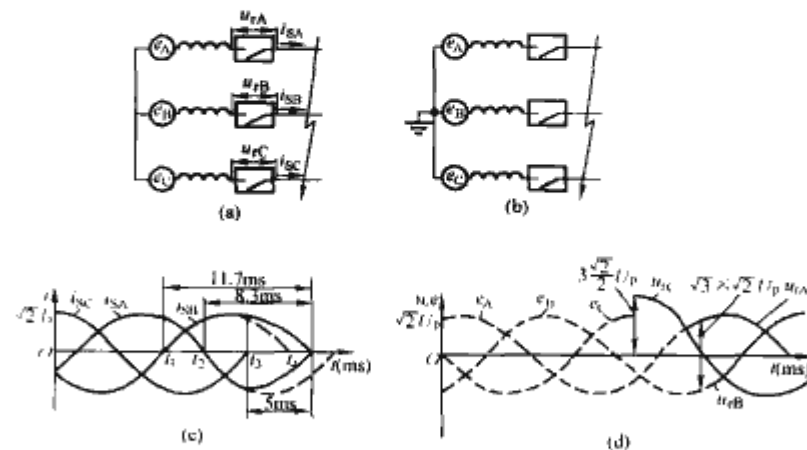


图 4.2-19 三相短路开断过程的等效电路及被开断电流的波形

(a) 中性点不接地的三相系统；(b) 中性点接地的三相系统；(c) 电流波形图；(d) 电压波形图

#### 4.1.3 触头两端的恢复电压

开断电流熄弧后,出现于断路器一个极两端子间的电压,可由在两个连续的时间间隔内先后出现的两种不同的电压来表示:前一段是瞬态恢复电压,后一段(瞬态过程消失后)是工频恢复电压。

#### 4.2 开合容性电流

开合空载架空线、空载电缆和电容器组,是电力线路中的常规操作方式。开合过程中,由于电磁能量在  $L$ 、 $C$  中振荡,可能产生危险的过电压。在关合电容器组,特别是关合并联(背靠背)电容器组时,还会产生很大的涌流,必须采取措施,对危险的过电压及涌流加以限制。

开合空载长线时可能出现的过电压,可用图 4.2-20 中的等效线路及电流和电压波形进行分析。

在断路器未开断前,由于电容效应,线路末端电压会升高,  $U_2 > U_1$ 。假设开断时,  $i_c$  在  $t_1$  瞬间过零熄灭,此时电容  $C$  上的电压为  $-U_{2m}$ ,其上的电荷无处泄放而维持此值。 $t_1 \sim t_2$ ,触头两端电压  $u_r$  如图 4.2-20 (b) 中阴影线的高度所示,开始时有轻微的高频振荡(由于开断前  $U_{2m} > U_m$ ),以后逐渐增高,到  $t_2$  时达到最大值  $U_m + U_{2m}$ 。若这时断口间的介质的绝缘强度还不够,就有可能在  $t_2$  瞬间引起第一次重击穿。

重击穿以后,  $C_0$  与  $C$  上的电荷将快速均衡,均衡后电压为  $U_{01}$ 。此后,线路上的电压  $U_c$  从  $U_{01}$  开始,变化到稳定值  $U_{2m}$ ,在变化过程中,发生高频振荡,若不考虑线路的阻尼衰减,高频电流  $i_c$  第一次过零熄灭后,在  $t_3$  瞬间电容器两端的电压  $U_{cm1} \approx 3U_{2m}$ ,即第一次重击穿的过电压幅值,约为稳态电压  $U_{2m}$  的 3 倍。

$t_3 \sim t_4$ ,断口间的电压  $u_r$  如图 4.2-20 (b) 中阴影线高

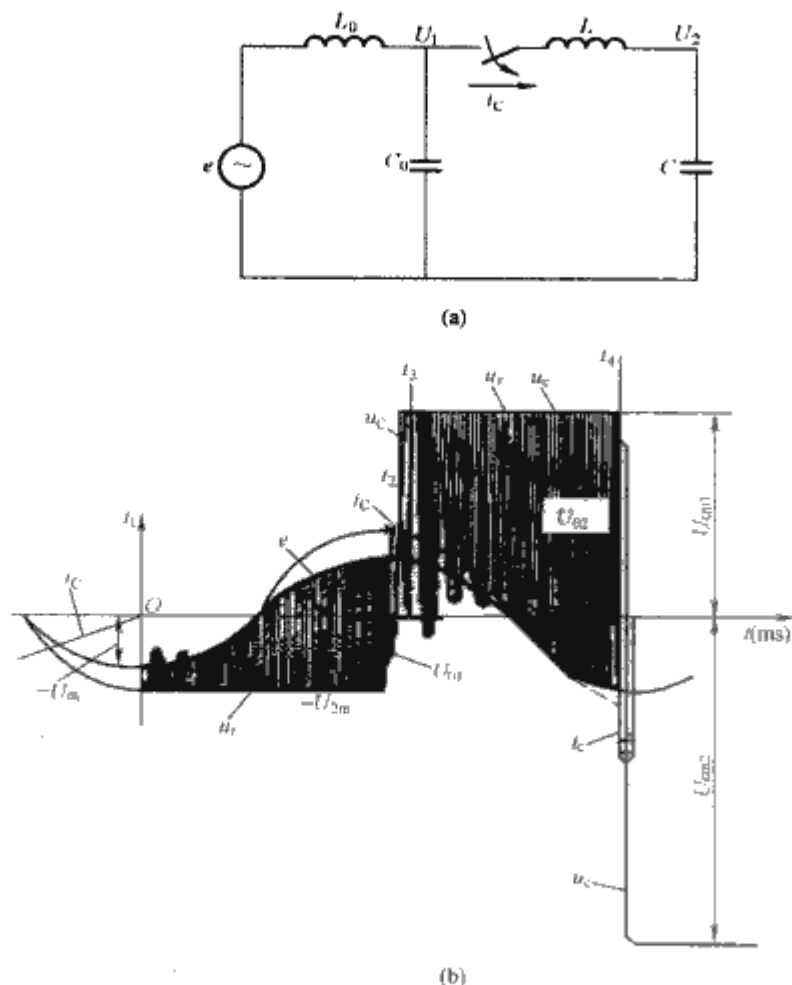


图 4.2-20 切、合空载长线的等效线路及波形图

(a) 等效电路; (b) 电流和电压波形

$L_0$ 、 $C_0$ 、 $L$ 、 $C$ —电源侧及长线的等值电感、电容;  $i_c$ —流经断路器的电流;  $e$ —电源电压;  $U_m$ —电源电压的幅值;  $U_{2m}$ —线路未开断前线路上电压的幅值;  $u_r$ —断路器断口上的恢复电压;  $u_c$ —发生重燃后线路上的电压;  $U_{cm1}$ 、 $U_{cm2}$ —发生重燃以后线路上的过电压

度所示。在  $t_4$  瞬间,  $u_r$  达到最大值,  $u_r = U_{2m} + U_{cm1} \approx 4U_{2m}$ 。若此时发生第二次重击穿, 电容  $C$  两端的电压  $U_{cm2}$  将为  $-5U_{2m}$ 。以此类推, 在第三、第四、…次重击穿时, 所引起的电容  $C$  两端过电压将会更高。但由于重击穿不一定是在电源电压为最大值时发生, 而且线路电阻及电晕损耗均会引起阻尼衰减, 这些都会限制过电压的发展。

由以上分析可见, 切断空载长线时出现的过电压, 是由于重击穿而引起的。重击穿次数越多, 产生的过电压将有可能越高。因而, 要限制过电压, 首要的任务是提高开断后触头间隙的绝缘强度, 避免重击穿。

合空载长线时, 若在长线上有较高的残压, 而合闸瞬间电源电压也高, 且与残压的极性相反时, 将产生过电压, 可达相电压的 3 倍。因此, 在 330kV 以上的超高压电力系统中, 必须采取限制措施。

在断路器断口上并联中值电阻, 并使在切长线时, 电阻回路延时 10~20ms 打开, 在合长线时, 提前 7~10ms 将电阻接入, 这样就能通过电阻释放掉线路上的大部分残余电荷, 降低线路上的残压, 使过电压倍数限制到技术条件容许的范围之内。根据系统及断路器的具体要求, 也可以只采用合闸并联电阻, 或只采用分闸并联电阻。

采用选相合闸 (断路器断口闭合, 电源电压的极性正好与线路上残压的极性相同), 可以大幅度地降低过电压倍数。但对控制回路及断路器合闸时间的分散性, 有较高的要求。

开合空载电缆及电容器组的过程与开合空载长线基本相同。

### 4.3 开断小电感电流

开断小电感电流是指开断空载电动机、空载变压器、电抗器及电动机起动过程中不大的感性电流等。

开断小电感电流的主要问题是开断时电弧不稳定, 出现截流现象。由于这时在电感中储存的磁场能量  $\frac{1}{2}Li^2$  大 (主要是  $L$  大), 其中一部分或大部分 (除损耗而外) 转化为电场能  $\frac{1}{2}CU^2$ , 储存于电容值不大的寄生电容  $C$  上, 因而  $U$  值可以达到很高的数值。图 4.2-21 为开断空载变压器时的等效电路及产生截流时电流和电压的波形。

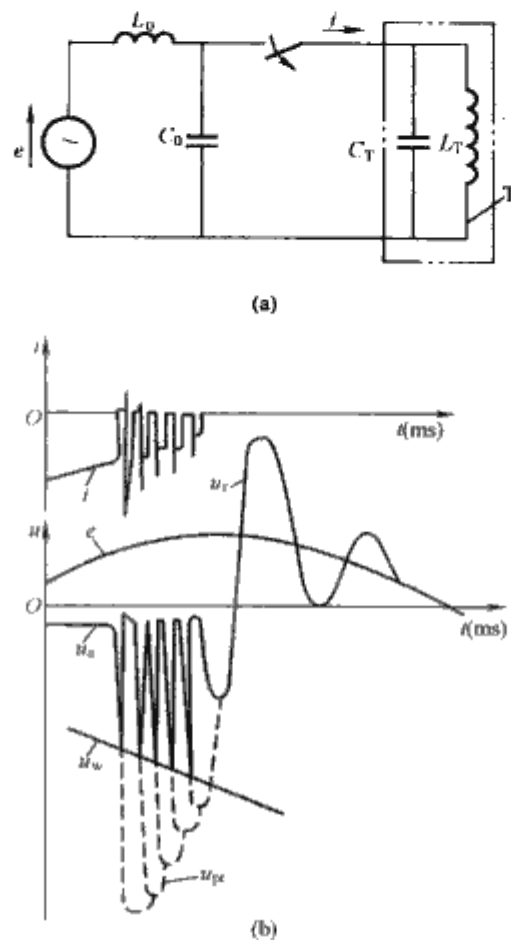


图 4.2-21 开断空载变压器的等效电路及产生截流时电流和电压的波形图

(a) 等效电路; (b) 电流和电压波形

$L_0$ 、 $C_0$ 、 $L_T$ 、 $C_T$ —电源侧及变压器的等值电感、电容;  $T$ —变压器;  $i$ —流经断路器的电流;  $e$ —电源电压;  $u_a$ —断路器中的电弧电压;  $u_w$ —断路器的动态介电强度;  $u_{pr}$ —预期的过电压值;  $u_r$ —断路器断口上的恢复电压

降低过电压的有效措施是改善断路器开断的小电感电流的性能 (包括改进真空断路器的触头材料) 以降低截流值。在被开断回路中接入串联 RC 回路, 吸收及消耗多余的能量, 加装 ZnO 避雷器限制过电压水平亦为有效的措施。

### 4.4 开合负载电流

负载电流远小于额定短路开断电流, 且常为电阻性负荷。电弧电流过零后的恢复电压幅值低, 上升速度慢, 一般较容易开断, 但应提高断路器连续开断的次数, 以满足需频繁开合场所的需要, 延长不需检修的周期。

### 4.5 断路器断口上并联电阻改善关合开断性能

关合和开断电路中的瞬态过程, 可用与断口并联的电阻



来改变其状态,以提高断路器的开断能力及降低开断、关合中出现的过电压。图 4.2-22 所示断口上并联电阻的应用情况。并联电阻可在主灭弧室断口关合前 10ms 左右提前投入,以降低关合时可能出现的过电压;也可以在主断口开断后再切除并联电阻,以提高断路器的开断能力及降低开断时可能出现的过电压;还可以同时具备上述两种方式,即提前投入及延后切除。

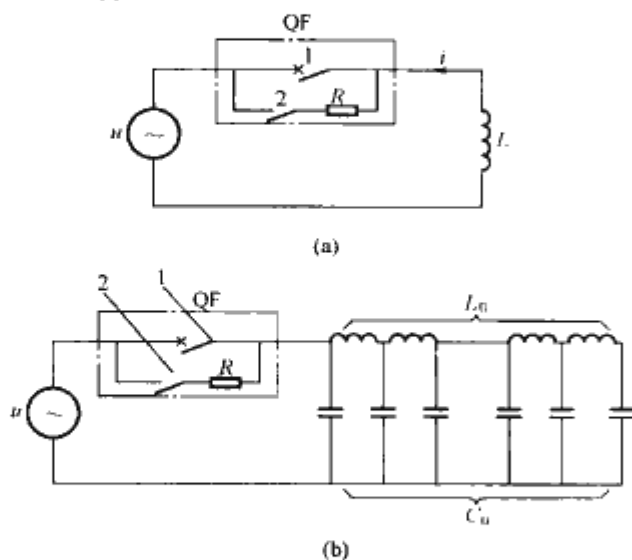


图 4.2-22 断路器断口并联电阻应用举例

- (a) 带并联电阻提高断路器的开断能力;  
 (b) 带分合闸电阻的断路器合分空载线路的等效电路图  
 QF—断路器; R—并联电阻; L—短路电抗;  
 $L_0$ 、 $C_0$ —空载线等效电抗、电容;  
 1—断口; 2—辅助断口

断路器要具备所有的开断关合功能,而在各种关合开断中所需选用的电阻值有很大的差异,甚至互相抵触,如为抑制开空载变压器时可能出现的高过电压,并联电阻约为几万欧姆,而为抑制开合空载长线的电阻仅为几百欧姆。因此只能综合考虑,选择适合某一种或某两种状态的最优电阻值。

为投入及切除并联电阻,断路器中需新增辅助灭弧室,对它的动作准确性、绝缘水平以至关合、开断较小电流的能力,均有严格要求,必须精心设计、制造、装配及维护,以保证断路器的电气机械可靠性。

## 5 绝缘与绝缘结构

高压开关设备的绝缘,应能承受长期作用的最高工作电压和短时作用的过电压(大气过电压和内部过电压)。

绝缘结构承受电压的部位是:载流部分与接地部分之间(简称对地);相邻各相的载流部分之间(简称相间);在分闸位置下,同相的各分离触头之间(简称断口间)。

电气设备承受大气过电压的能力,用雷电冲击(全波和截波)试验电压来考验;承受内部过电压的能力大多用工频试验来考验。

近来,对超高压的开关设备用操作冲击波试验代替工频试验来考核绝缘强度。

### 5.1 绝缘分类与特点

#### 5.1.1 绝缘分类

按高压开关设备绝缘结构所处的工作条件,可分为以下两类:

(1) 外绝缘。即以大气为绝缘介质的绝缘结构部分,其电气强度由大气中间隙的击穿强度或由大气中沿固体绝缘表面的闪络强度所决定。外绝缘的主要特点是它的电气强度和

大气条件有关。

(2) 内绝缘。不直接以大气为绝缘介质,而以油、压缩空气、真空、 $\text{SF}_6$ 等为绝缘介质的绝缘结构部分。其电气强度,由介质中间隙的击穿强度或沿介质中固体绝缘表面闪络的强度所决定。内绝缘的特点是它的电气强度和大气条件基本无关。

#### 5.1.2 对地、极间及断口绝缘

对地、极间及断口绝缘随产品的类型、结构而异,因而在选择绝缘结构和材料时也各不相同。为满足某一具体要求有时采用单一的绝缘材料,也可能采用几种绝缘材料(复合绝缘)。

常用的气体、液体和固体绝缘材料有:

(1) 气体绝缘介质,如大气、 $\text{SF}_6$ 、压缩空气、高真空度真空等。

(2) 液体绝缘,介质,如开关油、变压器油等。

(3) 固体绝缘介质,如电工瓷、环氧树脂浇注件(包括石英砂和  $\text{Al}_2\text{O}_3$  填料)、橡胶制品、SMC 和 DMC 压塑料制品、三聚氰胺压塑料制品、钢纸板、聚四氟乙烯、各种环氧玻璃布压塑体、尼龙、聚碳酸酯、聚胺亚胺、有机玻璃、各类绝缘层压件等。

#### 5.1.3 绝缘特点

高压开关设备绝缘主要特点之一是具有断口绝缘。

### 5.2 绝缘尺寸的计算

估算设备的绝缘能力时,先应大致确定可能出现的放电形式及其放电路径。高压开关设备在绝缘破坏时有下列不同的放电形式:①气体、真空中的间隙及其中绝缘固体的沿面放电;②液体(油)中的间隙及其中绝缘固体沿面放电;③固体材料被击穿。

根据可能出现的放电形式及放电路径估算绝缘距离时,一般方法为:

(1) 按照典型电极的试验曲线,或按经验公式初步估算绝缘距离,制成模型进行高压试验。再根据试验结果进行修改,以确定比较合理的绝缘距离。

(2) 参考现有产品,初步选定绝缘距离,并经试验验证。

在  $\text{SF}_6$  或真空开关设备中,击穿电压  $U_{np}$  不只是距离的函数,它与电场的均匀程度有密切关系,在计算击穿电压时一定要考虑电场分布

$$U_{np} = E_{np} \beta S \quad (\text{kV})$$

$$\beta = E_{ave} / E_{max}$$

式中:  $E_{np}$  为击穿场强,不同介质、压力、电压波形有不同的击穿值,  $\text{kV/cm}$ ;  $S$  为间隙距离,  $\text{cm}$ ;  $\beta$  为电场不均匀系数;  $E_{ave}$  为平均场强,  $\text{kV/cm}$ ;  $E_{max}$  为最大场强,  $\text{kV/cm}$ 。

对于某些特定电场,如同心球、同轴圆柱体之间电场,不均匀系数  $\beta$  可用公式计算。一般情况下,  $\beta$  值的计算则采用数值分析方法,如有限元法、模拟电荷法等,利用计算机计算。

对于气体、液体及固体绝缘介质的放电电压(典型电极时)与绝缘距离的关系,应当全面考虑其使用时的限定条件,如电极的材质、几何形状、粗糙度、近旁带电导体的影响、气体、液体及固体绝缘介质表面是否可能被污染等。

### 5.3 绝缘结构中的一些常见问题

#### 5.3.1 灭弧室中的绝缘

(1) 断路器、负荷开关在开合负载电路或短路故障时,



触头间隙中 10 000K 级电弧高温使间隙绝缘能力显著降低, 即:

1) 触头被烧蚀, 表面变得粗糙, 使触头附近的场强增加。

2) 电弧使触头间隙中的气体、液体介质被气化、炭化, 固体介质受高温烘烤, 气流、液流变得更加混乱。

3) 触头被熔化、气化为金属微粒, 金属蒸气渗入液体介质或沉积于固体介质的表面上。

(2) 为防止灭弧室绝缘水平过度降低, 一般采取以下措施:

1) 触头燃弧区用铜钨、铜铬等耐弧合金及石墨制造, 降低烧蚀, 并在被烧蚀的触头周围加屏蔽罩以改善电场。

2) SF<sub>6</sub> 断路器中采用耐弧性能优良的聚四氟乙烯喷口, 并使其被烧损表面气化, 排出触头间隙。

3) 在真空断路器触头间隙周围加屏蔽罩, 阻止金属微粒喷向陶瓷外壳内表面。

4) 在油断路器电弧燃烧区域采用三聚氰胺、铜纸板、SMC、聚四氟乙烯等耐弧材料, 并用油囊将被电弧污染的沿面隔断。

### 5.3.2 加绝缘板缩小产品尺寸

在金属封闭开关设备(开关柜)中, 为了减小极间和极对地的尺寸, 常加设绝缘板。绝缘板应有足够的机械强度, 有良好的抗老化性能和阻燃性(可采用某些涂料来实现)。加设绝缘板的设备仍应保证极间和极对地间有较大的空气距离。例如, 额定电压为 10kV 时, 空气净绝缘距离不得小于 60mm, 且极间绝缘板应设置在中间位置, 否则, 由于电场强度的影响, 将使绝缘板很快老化破坏。主回路带电部分与绝缘板相对的表面之间至少应能承受 1.5 倍的额定电压。

### 5.3.3 带电导体直接装设或涂敷绝缘物的复合绝缘结构

为了减小开关柜中某些设备, 特别是母线和分支母线的极间和对地尺寸, 常在母线上直接装设或涂敷绝缘物件。它们不能有局部缺陷, 还应具有良好的抗老化性和阻燃性。

### 5.3.4 多节支柱绝缘子的均压问题

由于制造工艺上的限制, 常将高压、超高压支柱绝缘子(筒)做成多节, 再用金属法兰将多节连成一个整体。由于连接金属法兰对地电容的影响, 运行时加在各节上的电压差异很大。为此, 常在绝缘子(筒)顶部装设一均压环, 以改善电场分布, 提高其承受电压的能力。均压环尺寸大小及安装位置, 一般先由计算估算, 再通过试验确定, 图 4.2-23 示出了均压环尺寸在整体安装不同时的均压效果。

### 5.3.5 多个灭弧室断口串联时的均压问题

为保证断路器的性能, 常需用几个灭弧室断口串联成为高压、超高压断路器的一个极。由于灭弧室金属壳体、法兰对地电容的影响, 使断路器在开断过程中、开断以后相应加在某个灭弧室断口上的瞬态恢复电压、工频恢复电压有大的差异, 断口越多, 差异越大, 加重了某些灭弧室的工作负荷, 影响它的开断能力。为使每个灭弧室的工作负荷相近, 通常在每个断口上并联适当数值的电容(均压电容)。根据断口的数量多少, 其值一般在几百皮法至 2000pF 之间。

## 6 高压开关设备的温升

当高压开关设备的载流导体与电接触构件长期通过工作电流, 或短时通过短路故障电流时, 均会引起发热。由于零部件的温度升高可使其物理、化学性能发生变化, 机械和电气性能下降, 可能导致产品发生故障, 造成事故。因此, 产品各部分的温度必须限制在规定的范围内。

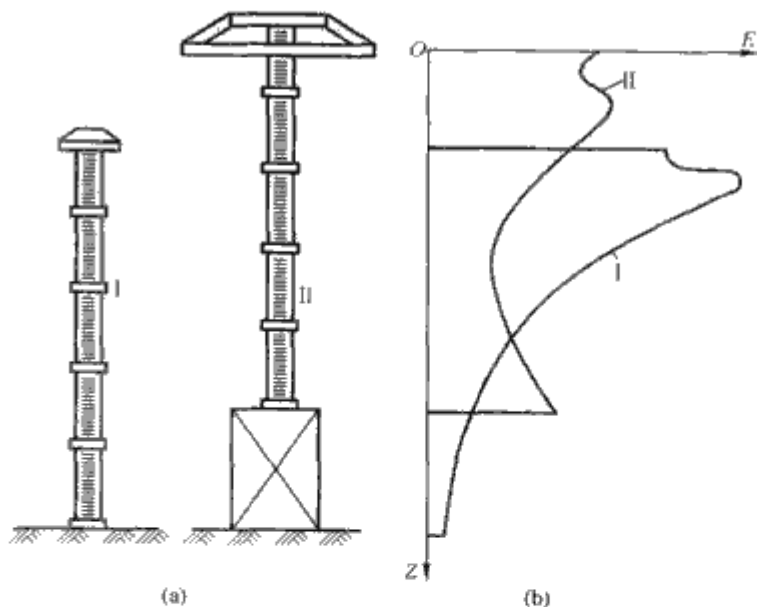


图 4.2-23 均压环不同尺寸、不同布置方式时均压效果比较  
(a) 绝缘支柱的外形;  
(b) 电场强度沿对应点的分布情况

(1) 金属材料的允许温度取决于其机械强度的变化, 例如铜在不同温度下的抗拉强度如图 4.2-24 所示, 在长期工作时, 温度大于 100℃, 机械强度有明显下降, 而在短时发热情况下, 在 300℃左右机械强度才明显下降。

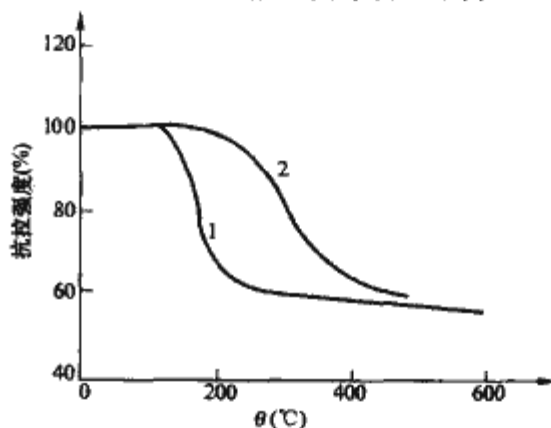


图 4.2-24 铜的抗拉强度与温度的关系  
1—长期工作; 2—短时工作

(2) 根据所处的介质环境, 电接触连接的允许温度规定得比较详细、严格, 允许温度较低, 不超过使触头表面快速形成氧化膜的温度, 以保证接触电阻的稳定性。

(3) 绝缘材料的允许温度主要由其绝缘性能、机械性能及使用寿命等因素决定。

各类高压开关设备在长期工作时的允许温度见 GB/T 11022—1999《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》中的表 3。

开关设备发热的热源是其内部的能量损耗。降低其温度的主要措施是减少能量损耗, 增强散热能力。

## 6.1 高压开关设备的发热计算

### 6.1.1 电阻损耗

电流流经开关导电部分时, 由于导体有电阻产生损耗。电阻损耗功率  $P$  可用下式表示

$$P = I^2 R \quad (\text{W}) \quad (4.2-9)$$

式中:  $I$  为电流, A;  $R$  为导电回路的电阻,  $\Omega$ 。

导电回路的电阻由两部分组成, 即

$$R = \sum R_c + \sum R_a \quad (4.2-10)$$

式中:  $R_c$  为导电回路中各接触部分的交流电阻;  $R_a$  为导电



回路中各导体的交流电阻。

载流导体有圆形、矩形、槽形及圆管形截面等，当它为均质等截面时，其直流电阻为

$$R_d = \rho_0 (1 + \alpha_0 \theta) L / A \quad (\Omega) \tag{4.2-11}$$

式中： $\rho_0$  为温度为 0℃ 时，导体材料的电阻率， $\Omega \cdot m$ ； $\alpha_0$  为温度为 0℃ 时，电阻的温度系数，1/K； $L$  为导体的长度，m； $A$  为导体的截面积， $m^2$ 。

几种金属材料的一些物理性能参数见表 4.2-11。

表 4.2-11 几种金属材料的物理性能参数

材料名称	银	铝	铜	铁
0℃电阻率 $\rho_0$ ( $\times 10^{-8} \Omega \cdot m$ )	1.590	2.635	1.670(20℃)	9.700(20℃)
0℃电阻温度系数 $\alpha_0$ ( $\times 10^{-3} \Omega \cdot m$ )	4.290	4.230	4.300	6.000
比热容 $c_0$ (20℃) [ $(\times 10^{-3} J / (kg \cdot K))$ ]	0.234	0.900	4.300	0.460
密度 $\gamma_0 (\times 10^3 kg / m^3)$ (20℃)	10.49	2.700	8.960	7.870

导体通过交流电流时有集肤效应及邻近效应，因而交流电阻  $R_a$  大于直流电阻  $R_d$ ，一般有

$$R_a = K_a R_d \tag{4.2-12}$$

$$K_a = K_{sa} K_{pa} \tag{4.2-13}$$

式中： $K_a$  为附加损耗系数； $K_{sa}$  为集肤效应系数，见图 4.2-25； $K_{pa}$  为邻近效应系数。

两平行圆截面铜导体的邻近效应系数见表 4.2-12。

表 4.2-12 两平行圆截面导体的邻近效应系数  $K_{pa}$

导体轴线间的距离 (cm)	2.5	5	7.5	10	12.5	15	17.5	20
导体直径 (cm)	2.5	1.2	1.05	1.02	1.01	1.00	—	—
5.0	—	1.50	1.20	1.09	1.07	1.05	1.03	1.01
7.5	—	—	1.80	1.40	1.14	1.10	1.08	1.05

6.1.2 铁磁损耗

载流导体附近的钢铁件会产生涡流和磁滞损耗，称作铁磁损耗，其值与铁磁材料的电阻率  $\rho$ 、磁导率  $\mu$ 、电流的频率、磁感应强度、铁磁体的尺寸与形状有关。当大电流导体穿越整体不开槽的钢板、钢环时，如开关柜的面板、法兰盘时，一般会有大的铁磁损耗，局部区域的温升可能超过允许值，此时，在设计中应采取降低损耗的措施：

- (1) 改用非磁性材料。
- (2) 在围绕导电体的环形钢铁件上开槽。
- (3) 在环形钢铁件上绕以高电导率材料（例如紫铜）制成的短路环。

6.2 高压开关设备的散热计算

高压开关设备中产生的热损耗，通过传导、对流和辐射三种方式向周围介质散热。在不透明的固体中，只能通过热传导散热；在透明或半透明的固体中，有热传导和热辐射两种散热方式；在液体和气体中，可以同时出现热传导、对流和辐射散热过程。

6.2.1 热传导散热

当物体的内部存在温度差，由于分子和原子的微观运

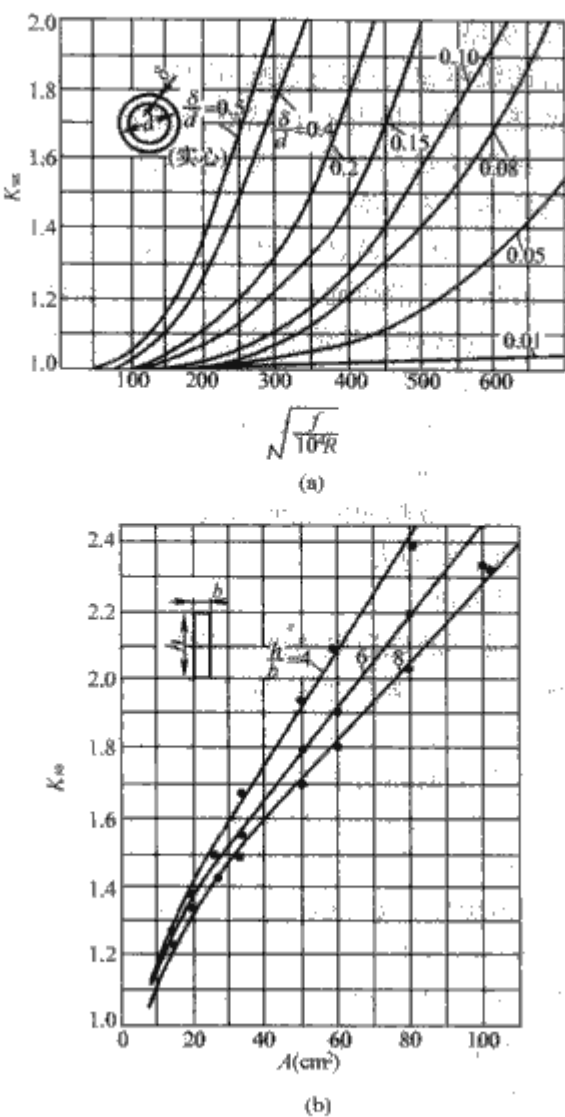


图 4.2-25 导体集肤效应系数

(a) 实心 and 空心圆截面导体的  $K_{sa}$ ；

(b) 矩形截面铜导体的  $K_{sa}$

$R$ —1cm 长导体的电阻， $\Omega$ ；

$f$ —频率，Hz； $A=hb$

动，热量会由高温区向低温区传送，这就是热传导。根据傅里叶定理，单位时间内通过单位面积的热量  $\Phi$  与温度梯度成正比

$$\Phi = -\lambda \text{grad} \theta$$

当热量由平板的一侧传到另一侧时，有

$$\Phi = (\theta_1 - \theta_2) \lambda A / \delta \quad (W) \tag{4.2-14}$$

式中： $\Phi$  为每秒通过平板传导的热功率，W； $\theta_1$  为平板高温侧的温度，℃； $\theta_2$  为平板低温侧的温度，℃； $\delta$  为平板的厚度，m； $\lambda$  为平板材料的热导率，曾称导热系数见表 4.2-13， $W / (m \cdot K)$ ； $A$  为平板的面积， $m^2$ 。

表 4.2-13 某些材料的热导率  $\lambda$   $W / (m \cdot K)$

材 料	$\lambda$
金属材料	紫 铜
	380
	银
	420
	铅
	210
	硅铝合金
非金属材料	160
	黄铜
	80~115
	钢
	40~60
	铁
	67
	胶纸板
	0.26
	电工纸板
	0.13
	浸油电工纸板
	0.197
	变压器油
	0.13
	环氧树脂
	0.197
	环氧树脂加石英粉
	0.65
	陶 瓷
	1.55
	石棉板
	0.74

### 6.2.2 对流换热

流动着的流体和它直接接触的固体表面间的热传递过程称为对流换热，流动情况有自然对流和强迫对流（强迫通风）两种。对流换热的计算，现今仍采用牛顿所提出的公式，即对流换热的热功率

$$\Phi = \alpha A (\theta_1 - \theta_2)^m \quad (\text{W}) \quad (4.2-15)$$

式中：\$A\$ 为散热体的散热面积，\$\text{m}^2\$；\$\theta\_1\$、\$\theta\_2\$ 为散热体及流体的温度，\$\text{℃}\$；\$m\$ 为常数，其值在 1.25~1.33 之间；\$\alpha\$ 为表面传热系数，\$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})\$。

对流散热是一个很复杂的物理过程，影响散热的因素有流体的物理性质（如密度、黏度、比热容等）、流动情况（层流还是湍流）、散热面的几何形状和放置方式（水平、垂直放置）、流动空间的大小等。

### 6.2.3 热辐射换热

物体的热能不断地以电磁波的形式向四面八方发射，称为辐射换热。若热力学温度为 \$T\_1\$ 的物体 1 放置在热力学温度为 \$T\_2\$ 的物体 2 内，且 \$T\_1 > T\_2\$，在此情况下，由物体 1 经辐射传到物体 2 上的热功率为

$$\Phi = \sigma_0 \epsilon' A_1 (T_1^4 - T_2^4) \quad (\text{W}) \quad (4.2-16)$$

$$\epsilon' = 1/[1/\epsilon_1 + (1/\epsilon_2 - 1)A_1/A_2] \quad (4.2-17)$$

式中：\$\epsilon'\$ 为等值黑度；\$\sigma\_0\$ 为斯忒藩—玻耳兹曼常数，其值为 \$5.67 \times 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)\$；\$\epsilon\_1\$、\$\epsilon\_2\$ 为物体 1 与物体 2 的黑度，见表 4.2-14；\$A\_1\$、\$A\_2\$ 为物体 1 与物体 2 的表面积，\$\text{m}^2\$。

发热体 1 放在一个大的空间内，这时 \$A\_1 \ll A\_2\$，\$A\_1/A\_2 \rightarrow 0\$，物体 1 散失的热功率为

$$\Phi = \sigma_0 A_1 \epsilon_1 (T_1^4 - T_2^4) \quad (\text{W}) \quad (4.2-18)$$

表 4.2-14 物体表面的黑度 \$\epsilon\$

物体及其表面状况	\$\epsilon\$
绝对黑体	1
氧化了的铜	0.6~0.7
铝板、铝管（本色）	0.3~0.4
无光泽的钢板、钢管	0.88
涂釉瓷	0.92
粗糙并氧化了的铸铁	0.98
灰、绿、黑色漆	0.95
抛光的紫铜	0.15
抛光的黄铜	0.05
抛光的银	0.02
抛光的铝	0.08
抛光的铁	0.27

### 6.2.4 表面散热及表面散热系数

高压开关设备的零部件表面处于气体或液体中时，它的散热过程是传导、对流和辐射三种散热方式的综合。为了便于分析计算，工程上常将不同的表面散热方式综合考虑，用综合表面散热系数 \$\alpha\_s [\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})]\$ 按牛顿公式进行散热计算

$$\Phi = \alpha_s A (\theta_1 - \theta_2) \quad (4.2-19)$$

式中：\$\Phi\$ 为散出的热功率，\$\text{W}\$；\$A\$ 为散热体的散热表面积，\$\text{m}^2\$；\$\theta\_1\$ 为散热体的温度，\$\text{℃}\$；\$\theta\_2\$ 为周围介质的温度，\$\text{℃}\$。

表面散热系数 \$\alpha\_s\$ 由实验确定，在一定的温度范围内可

视为常数，其参考值见表 4.2-15。

表 4.2-15 物体的表面综合散热系数 \$\alpha\_s\$

物体表面特征		\$\alpha_s [\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})]^\text{①}\$
水平放置的圆铜棒或铜管	外径 1~2.5cm	11~13
	2.5~4cm	9.5~11
	4~6cm	9~10
矩形铜母线（铜板）	平放	7~8.5
	竖放	8~9.5
铝母线		7~9
软连接铜带		13
槽形铜母线	仅外表面散热	10~12
	内外表面散热	6~8
钢或铸铁		10~12
涂漆的导体表面		12~16
大尺寸的瓷套，外表面，温差 10~40K		3.7~5.6
大尺寸的瓷套，内表面，油中温差 4~10K		46~92
风速	\$v \leq 5\text{m/s}\$	\$6.5 + 4v\$
	\$v > 5\text{m/s}\$	\$8v^{0.8}\$

① 截面尺寸小时的 \$\alpha\_s\$ 值大。

### 6.3 高压开关设备零部件温升的计算

温升是指高压开关设备通以规定的电流，零部件各部位的温度无明显变化时，与周围空气温度的差值，处于空气中零部件的温升可按式计算

$$\Delta\theta = \theta_1 - \theta_2 = \Phi/(\alpha_s A) \quad (4.2-20)$$

式中各数值含义见式(4.2-15)与式(4.2-19)。

当散热途径比较复杂时，可按式(4.2-14)~式(4.2-16)及式(4.2-19)计算出热阻，画出热路图，再根据热路图计算各零部件的温升，也可采用有限元数值计算的方法计算温度场的分布和相应的温升。

### 6.4 长期工作时导体中电流密度的选择

选择导体中允许的电流密度值受散热条件影响大，表 4.2-16 表示某些载流导体采用的电流密度值。

表 4.2-16 某些载流导体采用的电流密度值

载流导体		电流密度 \$(\text{A}/\text{mm}^2)\$	使用电流(A)
空气中圆截面导体	铜	2.2~1.5	1000~2000
	黄铜	0.9~0.7	
	铝	0.5~0.3	
金属封闭开关设备 (开关柜)中的矩形母线	铜	3~1.8	400~1250
		1.9~1.4	1600~2500
		1.4~1	3150~4000
	铝	2.5~1.4	400~1250
		1.4~0.8	1600~2500
		0.8~0.5	3150~4000
充油套管内的圆导体	铜	2.5~1.5	200~4000
磁套管中的导体	铜	3.3~1.5	200~3000
	铝	2~1	200~3000
户内隔离开关的闸刀	铜	2.2~1.8	400~1000
	铝	1.8~1.1	1000~2000
户外隔离开关的闸刀	铜	2.5~1.1	630~2000
油断路器中的动导电杆	铜(铜板油箱)	2.6~1.6	630~1250
	铜(绝缘油箱)	2.9~1.9	630
SF <sub>6</sub> 电器中的导体	铜	2~1.6	1250~2000
	铝	1~0.8	1250~2000
真空断路器中的导电杆 <sup>①</sup>	无氧铜	3~2	1250~3150

① 真空断路器导电杆的截面主要由机械强度决定。



6.5 高压开关设备的热稳定性

用短时通过短路电流的发热来表明高压开关设备的热稳定性。短路电流通过开关的时间短，向外传出的热量很少，可近似地看做是绝热升温过程，导电回路载流导体允许通过的短路电流及通过的时间按下式计算

I\_t^2 t\_s = \frac{\gamma A^2}{K\_s \rho\_0 \alpha} \ln\left(\frac{1 + \theta\_s}{1 + \theta\_c}\right) \tag{4.2-21}

式中： $\rho_0$  为  $0^\circ\text{C}$  时导体材料的电阻率，见表 4.2-11， $\Omega \cdot \text{m}$ ； $\alpha$  为导体材料的电阻温度系数，见表 4.2-11， $1/\text{K}$ ； $c$  为导体材料的比热容，见表 4.2-11， $\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$ ； $\gamma$  为导体材料的密度，见表 4.2-11， $\text{kg}/\text{m}^3$ ； $t_s$  为热稳定时间， $\text{s}$ ； $A$  为导体的截面积， $\text{m}^2$ ； $I_t$  为  $t_s$  热稳定电流， $\text{A}$ ； $\theta_c$  为导体开始通过短路电流时的起始温度， $^\circ\text{C}$ ； $\theta_s$  为导体流过短路电流时间为  $t$  后的温度， $^\circ\text{C}$ ； $K_s$  为电阻的附加损耗系数，见式(4.2-13)。

设计时，可采用时间为  $t$  时的热稳定电流密度的概念，计算时所得的电流密度  $J_t$  应低于允许电流密度

J\_t = \frac{I\_t}{A} = \sqrt{\frac{\gamma}{K\_s \rho\_0 \alpha} \ln\left(\frac{1 + \theta\_s}{1 + \theta\_c}\right)} \quad (\text{A}/\text{cm}^2) \tag{4.2-22}

表 4.2-17 给出了几种导电材料在不同的  $t_s$  值时允许电流密度的经验数值。 $t_s$  热稳定电流密度可按式计算 ( $t$  一般不大于  $5\text{s}$ )

J\_t = J\_1 \sqrt{\frac{t}{t\_1}} \quad (\text{A}/\text{cm}^2) \tag{4.2-23}

式中： $J_1$  为  $1\text{s}$  允许电流密度，见表 4.2-17， $\text{A}/\text{cm}^2$ ； $t_1$  取值  $1\text{s}$ 。

表 4.2-17 几种导电材料在不同的  $t_s$  时允许电流密度

材 料	铜	黄铜	铝	铸铝
热稳定时间(s)				
1	15 200	7300	9000	7000
4	7600	3700	4500	3500

7 传动及运动特性

7.1 传动系统的主要功能、要求和类型

高压开关本体及其配用的操动机构在分合闸过程中，都

要通过传动系统传递力和运动，即将操作源的信号及运动传递到开关触头系统（包括灭弧室中的压气、压油活塞），使之产生分合闸操作。

不同的开关设备对传动系统的特性有不同的要求：断路器、负荷开关、快分隔离开关、快速接地开关对触头分闸、合闸或分、合闸速度特性有较严格的要求。动作过程中，传动系统处于瞬态过程状态，加速度大、速度高、动能大、元件受的应力大，并伴随有振动、冲击及其他非稳定现象。上述开关处于合闸或分闸位置时，可能长期不动作，但一旦接收到操作命令，要求准确地分、合闸。一般的隔离开关的分合闸速度较低，但  $110\text{kV}$  及以上的产品，由于其运动系统质量重、行程长，要求动作平稳，不产生过度的振动和冲击。

开关设备的传动方式有机械、液压、压缩空气及混合传动等。目前，开关设备的传动基本采用机械传动。机械传动方式具有传动可靠、传递信号快、同步性好、零件加工精度要求不高、调整方便、容易维护等优点，但在传递大功率时，存在运动速度较低、较笨重、冲击力大的缺点。

7.2 机械传动

高压开关的机械传动方式多种多样，但以连杆机构的应用最为普通。此外，还有齿轮、链轮、凸轮等传动方式，本节主要介绍连杆机构。

7.2.1 常用的连杆机构及其类型

常用的连杆机构的类型见表 4.2-18，其中四连杆机构是最常用的一种，很多其他形式的机构都是由它演变而来的。凸轮机构虽不是连杆机构，但在分析力与运动时，在每一个位置都可视为一等效的四连杆机构，如图 4.2-26 所示。尽管高压开关及其操动机构中所采用的传动机构比表 4.2-18 所列举的要多，但实质上仍是一系列连杆机构的组合。

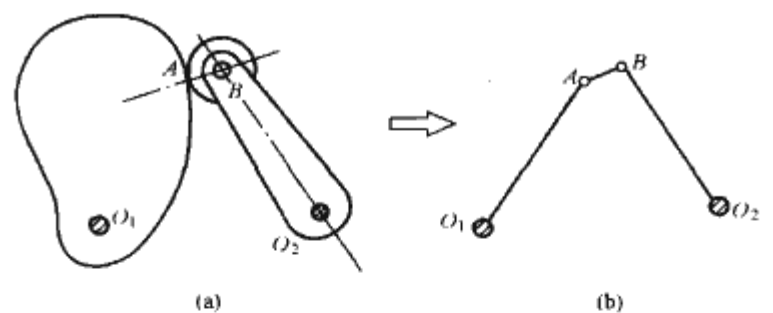


图 4.2-26 凸轮机构及与其等效的四连杆机构  
(a) 凸轮机构；(b) 等效的四连杆机构

表 4.2-18 连杆机构的常用类型、特点及节点速度

类 别	原理图	特 点	节点速度矢量图	应用举例
四连杆机构		由四根连杆连成， $O_1(O_2)$ 可看成一根连杆	 1. 先作 $ba \perp AB$ ，使 $ba = AB$ ， $bc = BC$ 2. 作 $vB \perp O_2B$ ， $vA \perp O_1A$ ， $vB$ 与 $vA$ 相交于 $O$ 点，连接 $OC$ 即为 $vC$	断路器操动机构中常用的传动

续表

类 别	原理图	特 点	节点速度矢量图	应用举例
连杆延长的四连杆机构		杆 AC 是杆 BA 的延长		FN2-10 型负荷开关框架中间轴至闸刀主触头间的传动
滑块机构		C 点在导轨中作直线滑动，常用作变直机构 $OA + e \leq AB$ 时，杆 OA 可旋转，叫曲柄滑块机构 $OA + e > AB$ 时，杆 OA 只能作摆动，叫摇臂滑块机构		SN10 型少油断路器小轴至动触杆间的传动，使动触杆作直线运动
准确椭圆机构		OA 旋转时，BC 杆上任意点（A、B 两点除外）的轨迹均为椭圆 $OA = AB = AC$ 当 B 的运动轨迹为过轴 O 的直线 BO，故常用作变直机构		SW6 型少油断路器绝缘拉杆至动触杆间的传动，使动触杆作直线运动
近似椭圆机构		当 $O_2C$ 摆动很小时，B 点轨迹近似直线，故近似准确椭圆机构 B 的运动轨迹可不过轴 $O_1$ 用作变直机构		DW2-35 型多油断路器三相连动杆至提升杆间的传动，使动触杆作近似直线运动
凸轮机构		凸轮外形形状由运动特性确定 结构简单紧凑，但易磨损，凸轮外形加工较困难		弹簧机构的传动，以改善机构输出力的特性

注 1.  $\odot$  — 固定轴； $\circ$  — 可动轴； $v$  — 速度矢量。  
2. 节点速度矢量图的矢量方向需与原理图对应，应特别注意矢量方向。

7.2.2 不考虑摩擦力时四连杆机构的特性

7.2.2.1 传动比

传动比  $C$  是从动轴与主动轴的角速度之比，它是表达传动性能的重要参数，可用图解法求取，见图 4.2-27。传动比

$$C = \omega_2 / \omega_1 = a_2 / a_1 \quad (4.2-24)$$

式中： $\omega_1$ 、 $\omega_2$  为主动轴与从动轴的角速度， $\text{rad/s}$ ； $a_1$ 、 $a_2$  为主动轴与从动轴至连杆的垂直距离， $\text{m}$ 。

传动比随着机构的位置变动而改变。

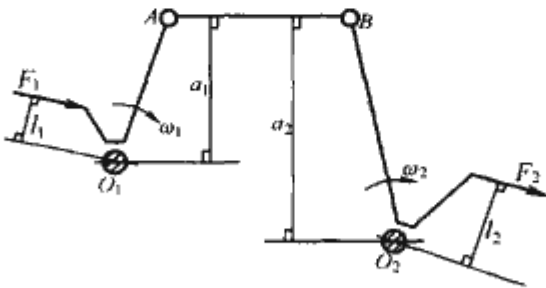


图 4.2-27 图解法求传动比



### 7.2.2.2 机械利益

机械利益  $A_F$  是连杆  $AB$  处于平衡状态时, 机构的输出力  $F_2$  (见图 4.2-27) 与主动力  $F_1$  的比值, 即

$$A_F = F_2/F_1 = \frac{l_1}{l_2} \times \frac{a_2}{a_1} = \frac{l_1}{l_2} \times \frac{1}{C} \quad (4.2-25)$$

输出力矩  $M_2$  与主动力矩  $M_1$  的比值, 称为力矩机械利益, 以  $A_M$  表示

$$A_M = M_2/M_1 = a_2/a_1 = 1/C \quad (4.2-26)$$

由式 (4.2-24) ~ 式 (4.2-26) 可知, 不计损耗时转矩比与传动比成反比例: 传动比最大时, 转矩比最小; 传动比最小时, 转矩比最大。

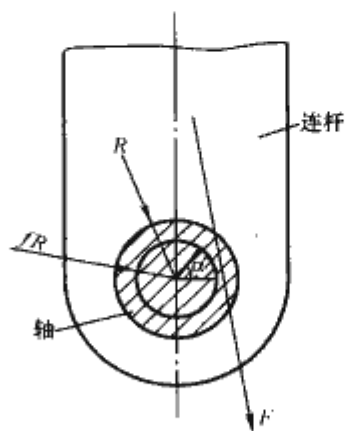


图 4.2-28 摩擦圆示意图

### 7.2.3 考虑摩擦力时四连杆机构的特性

#### 7.2.3.1 摩擦圆

在平面铰接四连杆机构中, 在铰接运动副上存在着摩擦损耗。根据摩擦圆的原理, 摩擦力的作用可视为反抗原动力矩的一种反力矩, 这个反力矩等于作用在转轴上的正压力  $F$  乘以摩擦圆半径  $\rho$ , 摩擦圆半径  $\rho$  又是摩擦系数  $f$  与轴销半径  $R$  的乘积 (见图 4.2-28), 受力  $F$  作用的连杆要能绕轴转动, 必须让力臂  $a$  大于摩擦圆半径  $\rho$ 。开关设备中常用材料的滑动摩擦系数见表 4.2-19, 滚动轴承的摩擦系数为 0.002~0.02。

表 4.2-19 常用材料的滑动摩擦系数

材料名称	静 摩 擦		动 摩 擦	
	无润滑剂	有润滑剂	无润滑剂	有润滑剂
钢—钢	0.15	0.1~0.12	0.15	0.05~0.1
钢—软钢			0.2	0.1~0.2
钢—铸钢	0.2~0.3		0.16~0.18	0.05~0.15
钢—青铜	0.15	0.1~0.15	0.15~0.18	0.07
软钢—铸铁	0.2		0.18	0.05~0.15
软钢—青铜	0.2		0.18	0.07~0.15
铸铁—铸铁		0.15~0.16	0.15	0.07~0.12
钢—黄铜	0.18~0.34		0.19	0.03
钢—铝			0.17	0.02
钢—夹布胶木			0.22	
钢—铜			0.2	
铜—铜				0.3

#### 7.2.3.2 连杆的力作用线及机械利益

因有摩擦, 连杆的力作用线不和连杆轴线重合, 而且切于两轴销的摩擦圆, 见图 4.2-29, 其机械利益相应减小。

#### 7.2.3.3 效率

传动机构的效率, 是指其输出功与输入功的比值。四连杆机构的效率与材料的摩擦系数、连杆的长度、杆件之间的夹角及轴销的直径等有关, 当其余因素不变时, 效率随杆件之间的夹角的变化而变化, 见图 4.2-30。值得注意的是, 一般情况下, 无论四连杆机构处于何种位置, 若运动方向相反 (例如由合闸变为分闸), 它们的效率不同。

要提高传动机构的效率, 需设法降低摩擦系数  $f$ , 如在轴上采用滚动轴承; 尽可能地减小轴销的直径; 尽量减少相连的四连杆机构的数量。

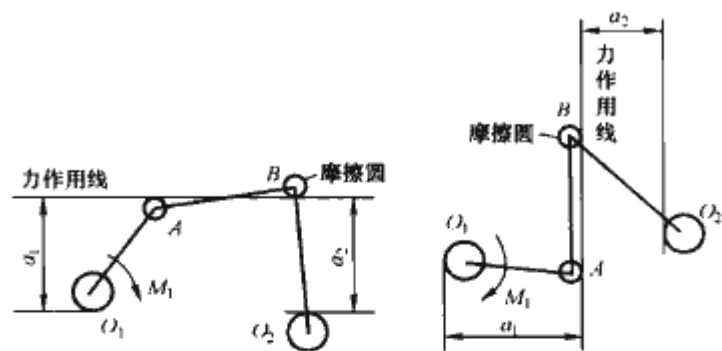


图 4.2-29 考虑摩擦力时的作用线

在高压开关本体及其配用的机构中, 每一组采用轴销的四连杆的平均效率可粗略地取为 0.7~0.9。

#### 7.2.4 死点与死区

在某些四连杆机构中, 主动杆转动到某一位置时, 从动杆的力矩为零。当不考虑摩擦力时, 这种位置出现在连杆与从动杆处在同一条直线上时, 力的作用线通过从动轴的中心, 因此输出力矩为零, 见图 4.2-31 (a), 此时, 如从动杆没有惯性运动, 不论主动杆有多大的输入力矩, 从动杆都不会产生转动, 这种位置称为死点位置, 它的特征条件是力矩机械效益  $A_M=0$ 。

当考虑杆件中的摩擦力时, 由于摩擦力矩的影响, 连杆和从动杆在未达到直线位置以前, 从动杆的有效力已降低到零, 连杆位置上出现了死区, 见图 4.2-31 (b)。在死区范围内, 机构的运动具有不稳定性。

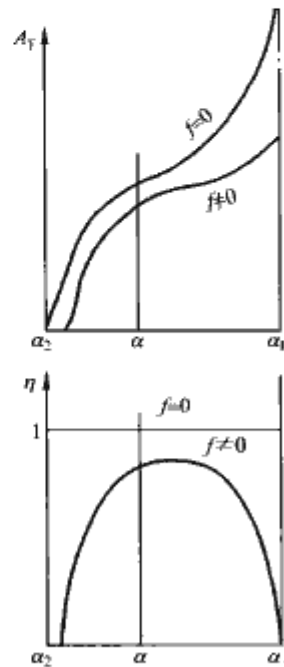


图 4.2-30 四连杆机构机械利益  $A_F$  及效率  $\eta$  与转角  $\alpha$  的关系

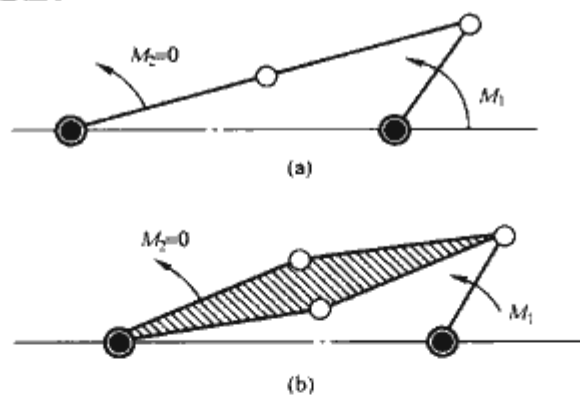


图 4.2-31 四连杆的死点 (死区) 位置

(a) 不考虑摩擦力时的死点位置;  
(b) 考虑摩擦力时的死点位置

在高压开关的设计中, 常用死点 (区) 达到以下目的:

- (1) 在合闸过程后期起省力作用。合闸过程触头闭合及缓冲弹簧起作用时, 阻力矩突然增大, 利用死区附近传动的特点使主动杆受力小, 可用较小的力使开关合闸。
- (2) 利用死区传动的单向性。防止触头在合闸位置上意外跳开 (如短路电动力、振动力的作用等)。其作用原理与上节所述相同。
- (3) 分合闸时减少脱扣力、脱扣功。

### 7.3 高压开关分合闸速度及其计算

高压开关的分、合闸速度, 是指在分、合闸过程中开关触头的运动速度。断路器、负荷开关的特性参数有刚分速

度、最大分闸速度及闭合速度，它们是控制开关开断、关合能力的重要技术参数。

应用能量守恒原理，可以计算出断路器动触头的运动速度，其步骤是：

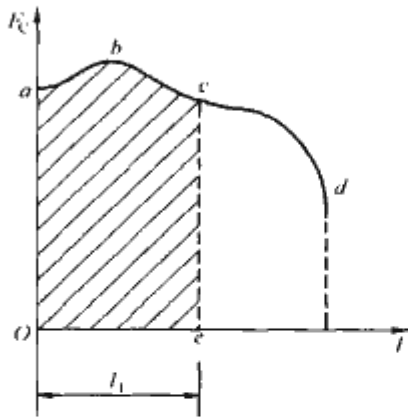


图 4.2-32 归算力  $F_c$  与触头行程  $l$  的关系

- (1) 选择动触头为归算点，将运动系统中的各元件的质量，等价地归算到动触头上，得到总的归算质量  $\sum \bar{m}_c$ 。
- (2) 将作用在运动系统上的各种力等价地归算到动触头上，得到总归算力  $\sum F_c$ 。一般  $\sum F_c$  为触头行程  $l$  的函数，如图 4.2-32 所示曲线  $a, b, c, d$ 。
- (3) 应用能量守恒原理求速度，在图 4.2-32

中，当触头行程  $l_0=0$  时，速度  $v_0=0$ ；在触头行程  $l_1=Oc$  时，速度  $v$  可用下式求出

$$v=\sqrt{\frac{2}{\sum \bar{m}_c}\int_0^{l_1} F_c dl}=\sqrt{\frac{2}{\sum \bar{m}_c} S_{Oabce}} \quad (\text{m/s}) \tag{4.2-27}$$

式中： $S$  为  $Oabce$  所包围的面积。

7.3.1 质量的归算

归算的原则是：归算前后元件具有动能相等。

- (1) 作直线运动的元件。设元件的真实质量为  $m$ ，其运动速度为  $v$ ，元件具有动能  $\frac{1}{2}mv^2$ ，如果归算点的速度为  $v_c$ ，则归算质量为

$$m_c=m(v/v_c)^2$$

- (2) 作旋转运动的元件。设元件的转动惯量为  $J$ ，若归算角速度为  $\omega$ ，元件具有的动能为  $\frac{1}{2}J\omega^2$ ，若归算点的速度为  $v_c$ 。则归算质量为

$$m_c=m(\omega/v_c)^2$$

- (3) 作平移运动的元件。它既有直线运动又有旋转运动，可分解成直线和旋转运动两部分来计算。

7.3.2 力的归算

如图 4.2-33 所示，力  $F$  在  $B$  点的归算力  $F_c$  可按位移法求得

$$F_c=F\frac{\Delta l_A}{\Delta l_B}\eta \quad (\text{N}) \tag{4.2-28}$$

式中： $\Delta l_A$  为  $A$  点在  $F$  作用线方向的位移， $m$ ； $\Delta l_B$  为在  $A$  点位移为  $\Delta l_A$  时， $B$  点相应的位移， $m$ ； $\eta$  为效率。

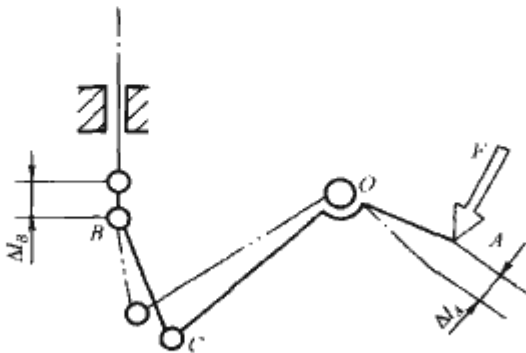


图 4.2-33 力的归算示例

7.4 缓冲与缓冲装置

大部分高压开关设备都要求在分闸与合闸过程中的特定位置有相应的较高的速度，以满足电气性能提出的要求。但在动作过程行将结束时，运动部件有较大的动能，如不加以缓冲，将产生巨大的冲击力，引起设备剧烈振动，甚至导致零部件塑性变形、机械破坏。缓冲装置的主要作用，是在动作过程即将结束时，使传动系统中的构件中储藏的动能有控制地释放出来，转化为其他形式的能量，在制动过程中不产生危及设备正常运行的冲击力；有时则用于改变动作过程中的速度特性。表 4.2-20 给出常用缓冲装置和类别及特点。

表 4.2-20 常用缓冲装置的类别及特点

类 别	结构特点及能量转换	反弹作用	温度对缓冲特性的影响
油缓冲器	将机械动能消耗在窄缝中油流能量损耗上，可吸收很大的动能（转化为热能），在缓冲器各器件上逐步散失	无	较为明显
弹性缓冲器	由橡胶垫和金属片相间叠成，受冲击力时，橡胶沿轴向受压缩而沿径向膨胀，除在橡胶中积聚一小部分能量外，大部分动能消耗在发热上，这种缓冲器行程小，吸收动能较少	小	不明显
塑料弹簧缓冲器	用整块塑料（一般为圆柱形）做成缓冲器，其特点和特性与弹性缓冲器基本相同	小	不明显
弹簧缓冲器	受冲击时，弹簧产生变形，绝大部分动能转化为弹簧的位能	大	不受影响
气缓冲器	和油缓冲器的作用原理相同，将机械动能的一部分消耗在窄缝气流能量损耗上，一部分动能变为压缩空气位能逐步释放	较大	不受影响

7.4.1 油缓冲器

不变缝隙截面等窄缝长度油缓冲器的动作原理如图 4.2-34 所示。它的优点是加工方便，缺点是初始制动力大，不能全部吸收运动部分的能量。制动力与缓冲行程的关系如下式

$$p=v_0^3\frac{S_1^3}{\kappa^2S_2^3}\alpha^{1/h} \tag{4.2-29}$$

$$\alpha=v_h^2/v_0^2$$

$$\kappa=\mu\sqrt{\frac{20}{\gamma}} \quad (\text{cm}^{\frac{3}{2}}/\text{g}^{\frac{1}{2}})$$

式中： $p$  为作用在活塞上的总制动力， $N$ ； $v_0$  为活塞初始速度， $m/s$ ； $S_1$  为活塞初始面积， $\text{cm}^2$ ； $S_2$  为活塞与油缸间环形缝隙面积， $\text{cm}^2$ ； $\alpha$  为在  $h$  处尚存的动能与初始动能之比，一般为  $0.01\sim0.15$ ； $l$  为以缓冲开始时为零计算的任意点行程， $\text{cm}$ ； $h$  为设计的缓冲终了时的行程， $\text{cm}$ ； $v_h$  为活塞经缓冲行程后的速度， $m/s$ ； $\kappa$  为系数； $\mu$  为流出系数，可取  $0.5$ ，随活塞高度增大值减小； $\gamma$  为油的密度， $\text{g}/\text{cm}^3$ 。

为了改变不变缝隙截面等窄缝长度油缓冲器制动力变化太大的缺点（即起始制动力很大，但随着被制动系统的速度下降，制动力显著降低），可采用图 4.2-34 所示改变油流窄缝长度的油缓冲器（油流缝隙的截面不变）。



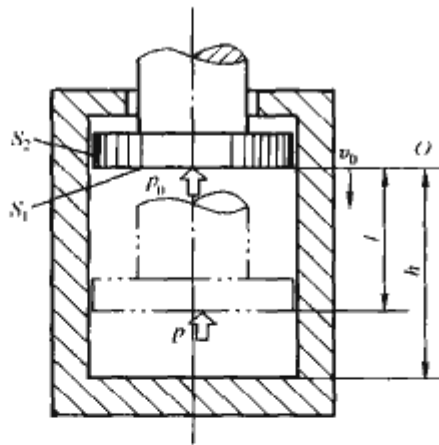


图 4.2-34 等油隙等窄缝长度油缓冲器原理图

$S_1$ —活塞截面积； $S_2$ —活塞与油缸间环形缝隙面积； $p$ —作用在活塞上的制动力； $v_0$ —开始制动时的速度； $p_0$ —开始制动时的制动力

起始缓冲阶段，活塞的运动速度虽然很快，但由于窄缝的长度很短，减小了油流的阻力，因而降低了起始制动阶段的制动力，经过一段距离之后，活塞的运动虽然降低了，但由于窄缝的长度大为增加，增加了油的阻力，因而仍可获得一定的制动力。

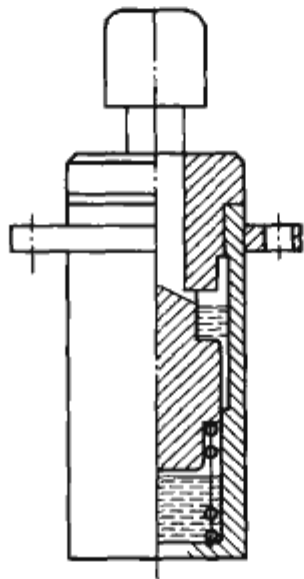


图 4.2-35 等油隙变窄缝长度油缓冲器原理图

如活塞截面、窄缝的截面及缓冲行程选择恰当，可使制动力变化的范围减小，得到较好的缓冲效果。和上述不变缝隙截面油缓冲器相比，这种结构加工工艺也不复杂，因而常用作断路器的分闸缓冲器。等油隙变窄缝长度油缓冲器原理如图 4.2-35 所示。

#### 7.4.2 弹簧缓冲器

弹簧缓冲器中的制动力（即弹簧反力）随缓冲行程线性增长。缓冲器吸收的能量  $A$  计算如下

$$A = \left( \frac{p_1 + p_2}{2} \right) h \quad (\text{J}) \quad (4.2-30)$$

式中： $p_1$  为缓冲弹簧预压力，N； $p_2$  为缓冲弹簧终压力，N； $h$  为缓冲弹簧制动行程，m。

#### 7.4.3 气体缓冲器

气体缓冲器在制动过程中，制动力随缓冲行程而增长，制动压力  $p_l$  为

$$p_l = p_1 \left( \frac{h}{h-l} \right)^n \quad (4.2-31)$$

式中： $p_1$ 、 $p_l$  为起始位置以及行程为  $l$  处的压力，N/cm<sup>2</sup>； $h$  为从行程为零起计算的气缸长度，cm； $n$  为多变指数，对空气  $n=1.25 \sim 1.33$ 。

缓冲器吸收的能量  $A$  为

$$A = \frac{S_p h p_1}{n-1} (1 - \epsilon^{\frac{n-1}{n}}) \quad (\text{N} \cdot \text{cm}) \quad (4.2-32)$$

$$\epsilon = p_l / p_1$$

式中： $\epsilon$  为压力比； $S_p$  为活塞截面积，cm<sup>2</sup>。

#### 7.4.4 橡胶缓冲器

图 4.2-36 是橡胶缓冲器的参数示意图。橡胶缓冲器吸收的能量

$$A = (h-l) S Q_1 \quad (4.2-33)$$

$$S = \pi(D^2 - d^2)/4 \quad (\text{cm}^2)$$

式中： $S$  为橡胶横截面积，cm<sup>2</sup>； $A_l$  为橡胶压缩  $l$  时，压缩单位体积所作功，其值可参见表 4.2-21，N·cm。

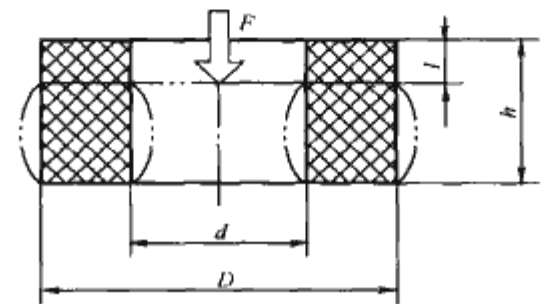


图 4.2-36 橡胶缓冲器示意图

表 4.2-21 橡胶压缩比  $n$  与压缩单位体积所作功的关系

$n$ (%)	20	25	30	35
$A_l$ (N·cm <sup>3</sup> )	1.48	2.4	3.7	5.5
$n$ (%)	40	45	50	
$A_l$ (N·cm <sup>3</sup> )	8.1	11.9	18	

注  $n=l/h$ 。

在结构设计时，根据经验，通常取  $D/d=1.8 \sim 2.5$ ， $(D-d)/(2h)=1.5 \sim 1.6$ ，压缩比  $n < 50\%$ 。

## 第 3 章 断 路 器

### 1 概述

断路器是高压开关电器中最主要、最复杂的一种电器，在高压输配电线路中既能开断、关合、承载运行线路的正常电流，也能在规定时间内承载、关合及开断规定的异常电流（如短路电流），担负着电力系统的控制和保护作用。

#### 1.1 分类

断路器按不同的原则有多种分类方法。

按在电力输电线路中使用的位置和所起的作用，分为发电机断路器、输电断路器、配电断路器等。

按使用的环境分为户内型和户外型断路器。

按灭弧室壳体的绝缘方式可分为带电箱壳型（如瓷绝缘子支持式）和接地箱壳型（如罐式）断路器。

在中压领域（3.6~40.5kV），按布置方式又分为了固定式和手车式两种类型断路器。

最常用的分类是按灭弧介质进行的，分为 SF<sub>6</sub> 断路器、真空断路器、油断路器、压缩空气断路器、固体产气式断路器（已淘汰）、磁吹断路器（已淘汰）等。各种类型断路器的主要特点见表 4.3-1。

表 4.3-1 断路器的分类及其主要特点

类别	灭弧方法或特征	参 数 范 围			优缺点
		额定电压 (kV)	额定电流 (A)	额定开断电流 (kA)	
油	多油型	40.5	630~2000	6.3~31.5	结构简单，制造方便，成本低廉。自能灭弧，开断小电流燃弧时间偏长，检修间隔短。油易燃
	少油型	12 20 <sup>①</sup> 40.5 72.5~363	630~3000 6000~12 000 1250~2000 3150	40 58 16~25 40	
压缩空气	分闸充气式	35 110~220	2000 1500	20 21	已基本淘汰，目前仅有少量使用
	常充气式	24~36 <sup>①</sup> 110~750	11 000~30 000 1200~1500	225 21~126	
真空	横磁场	12 40.5	630~4000 630~4000	20~40 20~40	开断能力大，操作功小，寿命长，开断小电感电流有过电压
	纵磁场	12 12~15 <sup>①</sup> 40.5 126	630~4000 6300 630~4000 1600	20~100 80 20~31.5 40	
SF <sub>6</sub>	压气式	12 24 <sup>①</sup> 40.5 72.5~800 1100	1250~3150 12 500 2000 1250~4000 4000	20~50 80 25~40 31.5~80 50	通流能力和开断能力强，断口电压高，电寿命较长，工艺要求高，检修时需充放气装置
	自能式	12 24~30 <sup>①</sup> 40.5 126~252	1250 13 000~28 000 2500 4000	25 160~200 25~31.5 40~50	

① 表示该项为发电机断路器参数。

本章将重点介绍 SF<sub>6</sub> 断路器和真空断路器，其他类型的断路器已经处于淘汰状态，目前很少生产和使用了。

#### 1.2 发展趋势

在最近 10 年里，断路器（特别是 SF<sub>6</sub> 断路器和真空断路器）技术和设计取得了重大进展。在断路器的优化设计、灭弧室形式、操动机构、新材料应用、智能控制等各个方面均出现了显著的技术提升，从而使断路器的技术和产品日趋完善。具体体现在以下方面：

##### 1.2.1 断路器进一步向无油化、免维护发展

我国在很长一段时期里一直使用油断路器，油断路器具有结构简单、制造方便、价格低廉的特点，但开断性能差，维护成本较高，且具有易燃易爆的潜在危害。20 世纪 90 年代后，随着断路器技术的迅速发展，无论是高压领域广泛应用的 SF<sub>6</sub> 断路器还是中压领域应用的真空断路器，都具有开断能力强、电寿命长、机械可靠性高的技术优势。同时，随着对加工工艺、触头材料、密封、长效润滑、在线检测等技术的不断发展，SF<sub>6</sub> 断路器和真空断路器的整体性能不断提高，已能达到 20 年内少维护或免维护的使用要求，综合性价比不断提高，从而大幅度地取代了油断路器，得到广泛应用。我国的新建变电站很快进入了“无油化”的运行状态。在今后一段时间里，对免维护技术的研究仍然是断路器需进一步完善的方向。

##### 1.2.2 改进灭弧原理，使机械操作向轻量化、高可靠性发展

灭弧技术是断路器的核心技术，近 10 年来断路器的灭弧技术不断丰富完善，使断路器具有更大的开断能力、更小的每千安分闸功和更高的机械寿命。具体表现在以下几个方面：

(1) 真空触头材料不断发展，使开断能力不断加强，截流值逐步减小，过电压不断降低。真空灭弧技术向高电压等级（126kV）发展。

(2) SF<sub>6</sub> 自能灭弧技术日益完善和发展，配用轻型弹簧操动机构，大大提高机械可靠性。同时自能灭弧技术向高电压、大容量发展，目前产品已经做到 245kV、63kA。

(3) 计算机仿真技术的发展，使断路器设计不断优化，开发费用降低，产品更经济，成本更低。

(4) SF<sub>6</sub> 断路器向单断口大开断容量和特高压发展。

国际上已有公司（日立、东芝及三菱）开发出 550kV、63/50kA 单断口 SF<sub>6</sub> 断路器。我国目前也已经自主开发成功了 550kV、50kA 的单断口罐式断路器和 800kV、50kA 双断口的断路器，在单断口大容量开断技术方面已经达到世界先进水平。这些成果为即将开发 1100kV 双断口断路器打下了良好基础。

##### 1.2.3 适用于特殊工况的专门化产品开始得到重视和开发

以往以空气断路器和油断路器为主的发电机断路器，目前均出现被真空断路器和 SF<sub>6</sub> 断路器替代的趋势。新型大容量的发电机断路器，如应用自能灭弧原理的 30kV、160kA 的发电机断路器已经出现并开始应用。其他一些专有断路器，如同步操作开关，切合容性或感性负载、铁道用的断路器等均得到开发和应用。



### 1.2.4 向智能化发展

按 IEC 62062—1999 的定义,智能化开关设备是指配有电子设备、传感器和执行器,不仅具有开关的基本功能,还具有附加功能,尤其是具有较高监测和诊断功能的开关设备。目前,在断路器上利用传感器、信息传输和通信技术,针对断路器的在线运行状态进行维护和处置的智能化电器已经出现。例如对机械特性、气体压力、温度、触头状态及电寿命预期值、真空度等进行实时监测,根据设备状态进行评估和处理,这是断路器发展和应用的一种新趋势。

## 2 SF<sub>6</sub> 断路器

### 2.1 产品发展及水平分析

SF<sub>6</sub> 气体具有优良的绝缘性能和灭弧性能, SF<sub>6</sub> 断路器的出现,在当时是高压领域开断方面从油断路器、压缩空气断路器技术开始的一系列技术进步的最新成果。它与油断路器、压缩空气断路器相比,具有单断口电压高(由油断路器的 110kV 达到 SF<sub>6</sub> 断路器的 550kV)、灭弧能力强、开断电流大(由油断路器的 50kA 或压缩空气断路器的 63kA 达到目前 SF<sub>6</sub> 断路器的 100kA)、质量轻、操作功小、可靠性高、少维护(不喷火、不喷油、不喷气)等特点。

最早的 SF<sub>6</sub> 断路器是根据压缩空气断路器的气吹灭弧原理设计的。通常设计采用全密封结构, 0.3MPa (表压) 的低压气体作为断路器内部的绝缘气体, 1.5MPa (表压) 的高压气体用作灭弧。在开断电流时, 高压储气罐中阀门打开, 通过设定管道和喷口吹向电弧。开断过程结束后, 通过一台在密封循环中工作的气体压缩机提高压力后, 储存在高压储气罐中以备重复使用。由于这种断路器内部有两种不同压力, 故称为双压式 SF<sub>6</sub> 断路器, 又称为第一代 SF<sub>6</sub> 断路器, 在 20 世纪 60 年代得到应用。

由于双压式 SF<sub>6</sub> 断路器结构复杂、价格昂贵, 且压力高 (1.5MPa, 表压), 使得工作温度必须保持在 8℃ 以上, 因此很快被第二代 SF<sub>6</sub> 断路器, 即单压式 SF<sub>6</sub> 断路器取代。单压式 SF<sub>6</sub> 断路器 (又简称为压气式断路器) 内部只有一种压力, 一般为 0.4~0.6MPa (表压), 它是依靠压气作用来实现气吹灭弧的。其核心是分闸过程中, 通过连杆操作压缩在压气室中的 SF<sub>6</sub> 气体, 使其气体压力升高, 与灭弧室其他部分的气体间建立一定的压差, 待电流过零时, 压气室中的高压气体经喷口吹向电弧使电弧熄灭。同双压式断路器相比, 它具有结构简单、工作压力低和开断电流大的优点, 最高参数达到了 550kV 单断口开断 63kA, 使用液压或气动机构, 具有很强的适用性。一直到 20 世纪 90 年代, 压气式断路器始终为断路器中的主流产品。压气式原理按喷口在分闸过程中是否运动, 又分为了变熄弧距压气式和定熄弧距压气式两种结构形式。

20 世纪 90 年代中后期, 一种以利用电弧自身能量来建立局部高压气体的灭弧原理在高压断路器中得到应用和发展。在电弧电流过零时, 电弧自身能量加热产生的高压气体经喷口吹向电弧使电弧熄灭。由于产生用于灭弧的高压力源气体是由电弧本身能量得到的, 故称为自能式 SF<sub>6</sub> 断路器, 又称为第三代 SF<sub>6</sub> 断路器。第三代 SF<sub>6</sub> 断路器具有操作功小、可靠性高、价格适中的特点, 尤其是在 126~252kV 断路器上可使用轻量化的弹簧操动机构, 回避了液压或气动机构漏油、漏气的问题, 使维护工作量大大减少, 故一经出现便受到用户的欢迎。

随着人们对灭弧结构和灭弧原理不断深入的研究, 立足

在第三代断路器的基础上, 对灭弧室结构又进行了多样化的优化工作, 相继出现了旋弧式、热膨胀式和混合式、上下触头双向运动式等多种多样的灭弧结构。目前第三代断路器的最高参数为双断口 420kV, 63kA。

目前在 126kV 以上的电压等级中, 几乎全部采用 SF<sub>6</sub> 断路器。在中压领域, 特别是在 40.5kV 电压等级, 由于 SF<sub>6</sub> 断路器在小电流开断过程中, 一般不产生危险的过电压, 故仍有相当大的市场份额。

### 2.2 结构特点及典型结构

#### 2.2.1 总体结构

SF<sub>6</sub> 断路器按使用场所可分为户外式和户内式, 其中户内式主要为应用在中压金属封闭开关设备内的手车式断路器; 按灭弧室壳体的绝缘方式可分为带电箱壳型 (如瓷柱支持式) 和接地箱壳型 (如罐式) 断路器。

带电箱壳型的主要特点是开断单元置于灭弧室瓷套中, 由支持瓷套承担支撑和对地绝缘的作用, 绝缘拉杆装于支持瓷套内, 进行分合闸操作。带电箱壳型 SF<sub>6</sub> 断路器典型结构见图 4.3-1。其优点是: 灭弧单元部分设计时不用过多考虑开断时的对地绝缘; 改变支持瓷套后, 易于形成多断口系列产品; 成本较低。接地箱壳型断路器的主要特点是开断单元、导电回路等安装在用绝缘件支撑的接地金属罐体内, 采用绝缘套管作为进出线。这种结构的优点是抗振性好, 便于加装电流互感器, 易于改型为 GIS 产品。

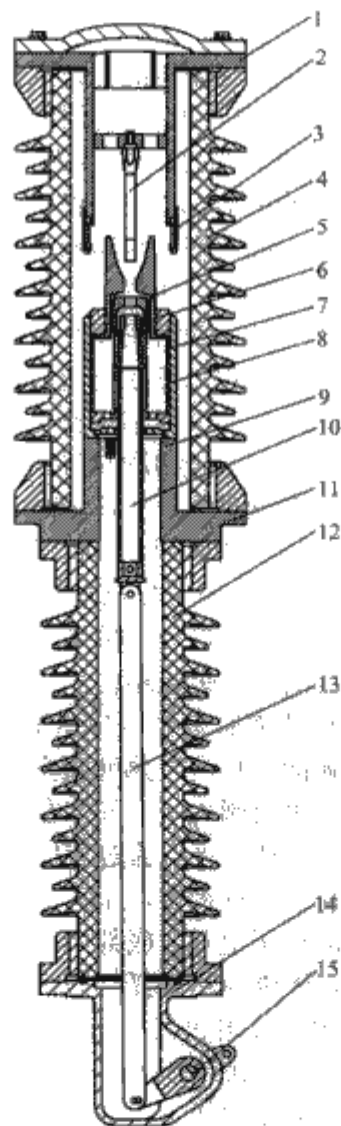


图 4.3-1 带电箱壳型 SF<sub>6</sub> 断路器典型结构图

- 1—上出线板；2—静弧触头；3—静主触头；4—灭弧室瓷套；  
5—喷口；6—动弧触头；7—活塞；8—气缸；9—下支撑座；  
10—拉杆；11—下出线板；12—支柱瓷套；13—绝缘拉杆；  
14—拐臂箱；15—操作轴



断路器总体结构分类见表 4.3-2。

目前户内 40.5kV 电压等级一般采用可抽出式（手车式）结构的 SF<sub>6</sub> 断路器，装于开关柜中。每极单断口，灭弧元件封闭在由环氧树脂或金属制成的外壳内，灭弧室部件安装在可移动的底座上，断路器整体可进行抽出或推入操作。近年来，在 126kV 等级，户外可抽出式断路器也有不少的应用，其典型结构示例如图 4.3-2 所示。

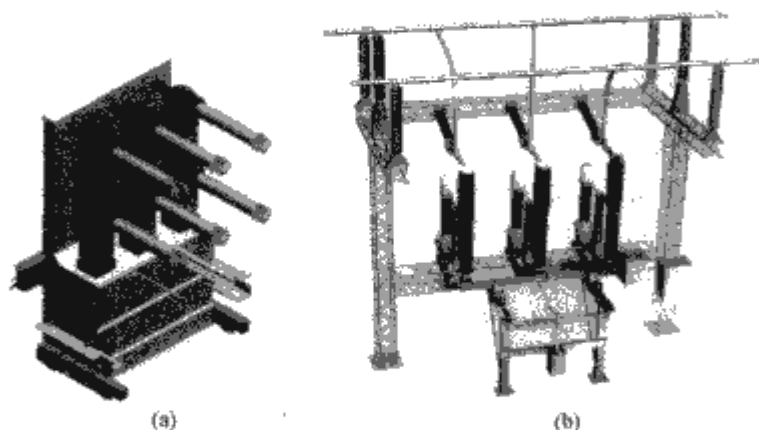


图 4.3-2 可抽出式断路器典型结构

- (a) 40.5kV 户内断路器；  
(b) 126kV 户外断路器

### 2.2.2 典型灭弧结构

如前所述，SF<sub>6</sub> 断路器经历了双压式、单压式和自能式等灭弧原理的技术发展，每一种灭弧原理又经历了不断自我完善的过程。

目前在电力系统中广泛使用的（特别是超高压领域）仍是压气式 SF<sub>6</sub> 断路器，高压 SF<sub>6</sub> 断路器的灭弧原理图及特点见表 4.3-3。在静止状态，灭弧室内部压力是相同的，在分闸过程中，动触头开始运动，走过超程后，动、静触头间产生电弧；同时压气缸（或活塞）与动触头一块运动，使压气室内的 SF<sub>6</sub> 气体受到压缩，气压提高。当电流过零时，压气室受压产生的高压气体沿设计好的气流通道吹向断口间，熄灭电弧。近年来，压气式原理在应用过程中不断得到了优化，如部分利用电弧能量的灭弧结构已经得到应用。即在大电流阶段电流堵塞喷口，被电弧加热的气体反流入压气缸中，使气缸中压力增高既来源于气体压缩，又来源于电弧能量，从而减小了压气活塞的面积，降低了操作功。

20 世纪 90 年代以来，为了提高断路器的可靠性，降低操作能量，各种以利用电弧自身能量来加强灭弧效果的灭弧结构相继问世。典型的自能灭弧结构如表 4.3-3（热膨胀式）所示。灭弧单元采用热膨胀室和压气室分开的双气室结构，开断大电流时靠电弧能量自身使热膨胀室增压，热膨胀室压力大于压气室压力，单向阀关闭。气体在热膨胀室内进行热交换，形成低温高压气体；当电流过零时，这些气体吹向断口间使电弧熄灭。在分闸过程中，压气室内的气压开始时被压缩，但达到一定的气压值时，底部的弹性释压阀打开，一边压气，一边放气，使机构不必要克服更多的压气反力，从而大大降低了操作功。在开断小电流时（通常在几千安以下），由于电弧能量小，热膨胀室内产生的压力小，此时压气室内的压力高于热膨胀室内压力，单向阀打开，被压缩的气体向断口处吹去。在电流过零时，这股气流吹向断口使电弧熄灭。

自能灭弧结构不限于一种简单模式，往往是几种原理的混合，如与小活塞压气相配合，与带泄压装置的压气室相配合，与旋弧原理相配合，与双动结构相配合等。这些混合技

术的采用，都使断路器的机械操作能量大大减少，带来了灭弧技术不断发展和提升的新局面。

## 2.3 设计要求

### 2.3.1 灭弧室设计

#### 2.3.1.1 压气式灭弧室结构设计

压气式断路器的灭弧能力与开断过程中压气室的 SF<sub>6</sub> 气体压力的上升特性有着密切的关系。压气灭弧室的气动过程大致可分为预压缩和气吹两个阶段。

**预压缩阶段。**为使触头分离产生电弧时就能实行有效的气吹，压气室应先进行一段预压缩过程。在这一阶段（也称为超程阶段），由于触头和喷口均没有打开，压气室内的气体只受压缩而不排出，变化过程按绝热考虑。预压缩阶段的主要作用是使压气室中的气体压力提高后再打开喷口产生吹弧作用，同时使触头分离时已产生了一定的初速度，可使短燃弧时间有效地缩短。

**气吹阶段。**触头或喷口打开后，气体开始从压气室向外气吹，同时带走电弧产生的热量，并在电流过零时建立足够的介质恢复。

影响灭弧室工作特性的主要参量是分闸速度、行程和开距、压气缸直径和容积、喷口尺寸和形状、断口间电极形状、缓冲特性等。

(1) 行程和开距。SF<sub>6</sub> 断路器的行程为开距和超程的总和，开距主要是由其电压等级确定的，也与各种开断方式的必需的熄弧时间有关。近 10 年来，在各高电压等级 SF<sub>6</sub> 断路器设计中，随着对开断特性的研究以及断口间的电场计算与屏蔽设计不断地优化，开距的选取均比以往有所减少。

(2) 分闸速度。分闸速度的确定主要取决于两个因素：一是开断容性电流时，要保证断口间有足够的介质电恢复强度；二是保证在短路开断的条件下，在最短燃弧时间内，断口间能有足够的介质恢复能力。所以，分闸速度不能过低。但分闸速度也不能过高，那样会额外增加操作能量，降低机械可靠性，增加成本。一般断路器在短燃弧时间后，分闸速度便在缓冲器的作用逐渐平滑降低。

(3) 压气缸直径和容积。压气缸直径和容积的选取直接影响断路器的短路开断能力和操作功。额定短路电流越大，压气缸直径和容积就越大。通常开断过程中，从压气缸受压、建立高压气源气体、在电流过零通过喷口的 SF<sub>6</sub> 流量入手，确定直径和容积。近年来，利用电弧自身能量的单压气室结构的灭弧室（有些文献也称之为自能式灭弧室或混压式灭弧室）得到了有效的发展，在原理上同传统的压气式灭弧室有很多相似之处，更多地利用电弧热阻塞效应的能量建立压力源，这样可使压气缸直径和容积大大减小，从而达到了降低操作功的作用。

对于压气式灭弧室，一般要求寄生容积（分闸到底后，压气缸内剩余的容积）最小，以保证压气效率。

(4) 喷口及气流通道设计。气流通道的设计主要指喷口形状设计，喷口形状和尺寸对整个熄弧过程中的气吹压力特性、弧道状态都起着关键的作用，它包括上游区、喉部和下游区三个部分的形状和尺寸设计。传统的压气室气流通道的设计是按拉伐尔喷口结构设计的。改良的设计中采用减少喉部直径以增大热阻塞效应，以及在喉部开槽加强紊流效果来提高开断能力等。喷口的后腔开放角可保证气流以合适的速度泄压，开放角一般选取值为 9°~12°。

压气式灭弧室所用的喷口材料一般都是以聚四氟乙烯为基体，通过添加三氧化二铝和氮化硼增强耐烧蚀特性。



断路器总体结构分类

表 4.3-2

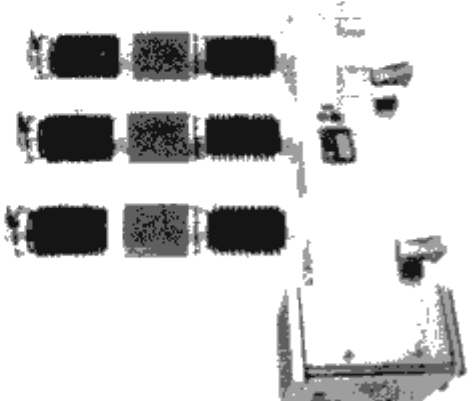
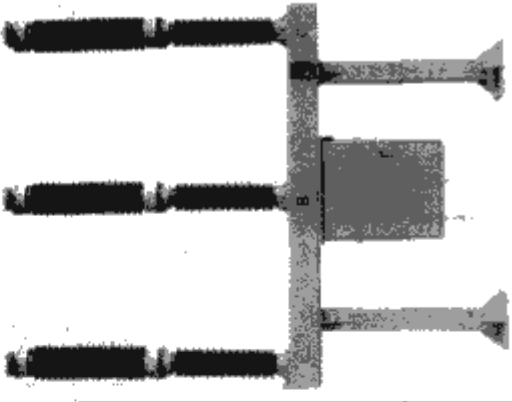
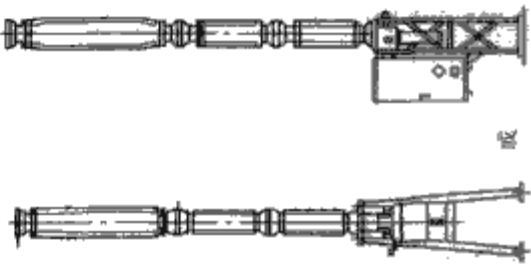
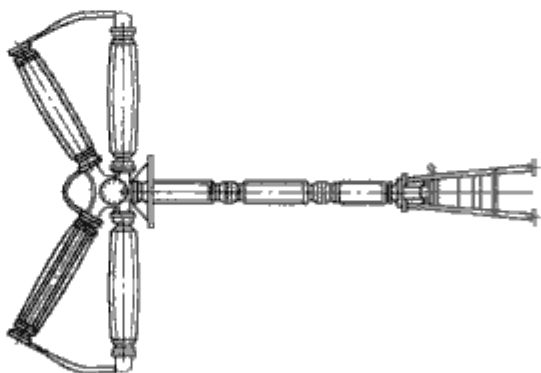
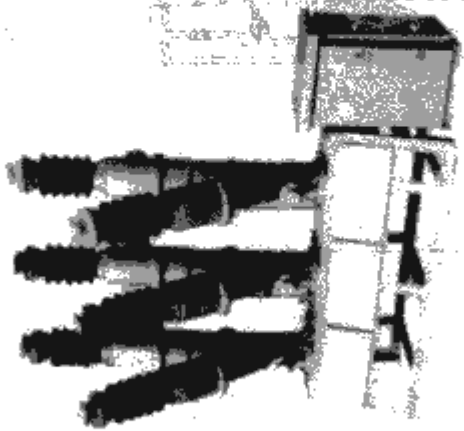
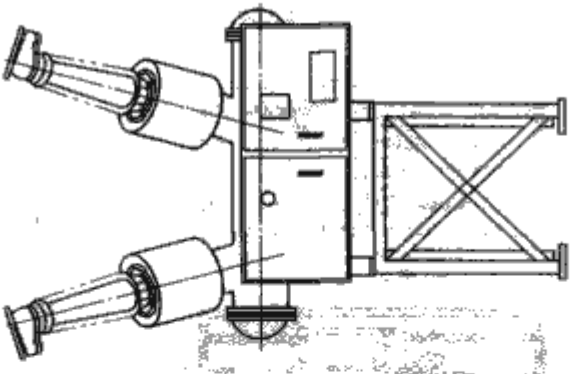
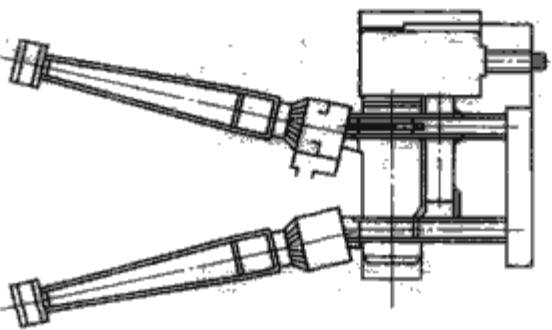
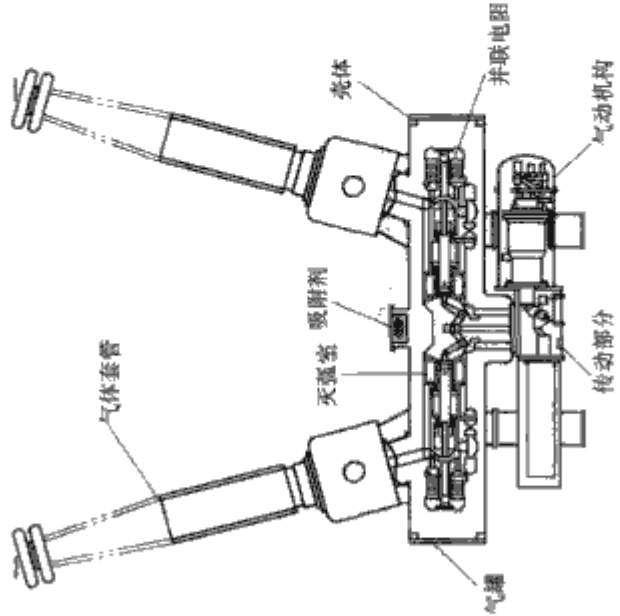
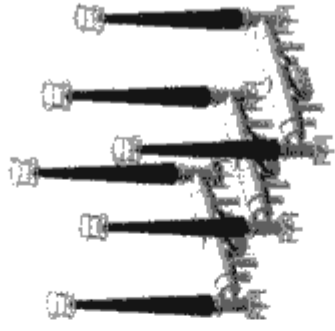
电压等级 (kV)	40.5	72.5~126	200~363	363~550	800~1100
带电箱 壳式					
接电筒 壳式					

表 4.3-3 高压 SF<sub>6</sub> 断路器的灭弧原理图及特点

序 号	种 类	灭 弧 原 理 图	特 点
压 气 式	变 熄 弧 距		较双压式结构简单,开断电流大。需要较大的操作功,采用液压或气动操动机构
	定 熄 弧 距		开断电流大。需要较大的操作功,采用液压或气动操动机构
	旋 弧 式		采用电流线圈或永磁铁驱动电弧旋转,利于电弧冷却,同时加大了热膨胀效应,但往往需要适当的辅助压气来熄灭小电弧。操作功小,机械可靠性高。灭弧室结构较复杂,开断能力偏小
自 能 式	旋 弧 式		



续表

序号	种类	灭弧原理图	特点
自能式	热膨胀式		采用热膨胀+辅助压力的灭弧原理。开断大电流时电弧使膨胀室增压,在电流过零时反向吹弧。开断小电流时,压气室增压,打开膨胀室的单向阀吹灭电弧。压气室下部有泄压阀,故不会产生大的压气操作反力
混合式	双动+热膨胀式		采用热膨胀+辅助压力灭弧原理,同时上、下触头在开断时反向运动。在不增加操作功的基础上,提高了开分速度,操作功小,但灭弧室结构较复杂
	压气式+热膨胀式		以压气为主,附加热膨胀效应,提高了灭弧能力,减小了操作功和灭弧室尺寸,降低了机械负荷,提高了压气室内的压力

### 2.3.1.2 自能式灭弧室的结构设计

如前所述,自能式灭弧室多种多样,这里仅对比较典型的热膨胀室与压气室分离的双室结构的热膨胀式灭弧室(见表4.3-3)的设计做一个简单的介绍。

热膨胀式灭弧室在整体设计思路与压气式灭弧室有许多相同之处,两者最大的区别是在压力源的建立上。热膨胀式灭弧室依靠燃弧阶段,利用电弧自身能量在热膨胀室建立压力源。这样,热膨胀式灭弧室的气动过程就可分为预压缩、热膨胀室建立压力、气吹三个阶段。

影响灭弧室工作特性的主要参量是分闸速度、行程和开距、热膨胀室容积、压气缸直径和容积、喷口尺寸和形状、断口间电极形状、缓冲特性等。

(1) 热膨胀室容积的确定。在设计过程中,压气式断路器一般力求使压气室的寄生容积最小,其寄生容积约占压气室容积的10%左右。对于热膨胀式断路器,热膨胀室就是压气室的一个寄生容积,是开断大电流的一个关键参数。

热膨胀式断路器设计中比较核心的技术就是确定热膨胀室容积,大量的试验和理论计算研究成果表明,热膨胀室容积是决定断路器开断能力的重要因数。容积小则 $\text{SF}_6$ 气体总量小,不利于建立持久压力;容积过大,电弧自身能量与热膨胀室进行热交换时,不利于建立较高的压力,也不利于熄弧。因此,热膨胀室容积存在着一个最优值。值得一提的是,热膨胀室容积是与短路开断电流的平方呈正比的。

(2) 压气室的容积确定。压气室的主要作用是开断小电流时产生足以灭弧的具有一定压力的 $\text{SF}_6$ 气体。在这个过程中,由于热膨胀室的存在,使得寄生容积很大,压气效率不高,此时的压气阻力很低,故可降低操作功。压气室的另一个主要作用是开断大电流时,在预压缩阶段对热膨胀室的增压作用。在预压缩阶段,由于没有燃弧,热膨胀室内的压力仍为额定值,此时由于压气室气体受压缩,通过单向阀,压气室气体流入热膨胀室中,使热膨胀室的压力增高,从而增加热膨胀室能量交换前的初始压力,有助于提高热膨胀室内的最终压力,提高开断能力。两个容积的容积比以及压气室释压阀值的选择是影响断路器是否存在临界开断电流的主要因素。

经验表明,当热膨胀室容积大约为压气室容积的2/3时,可认为是一个较理想的参数配合。

(3) 气流通道及气吹方式的设计。气流通道的设计思想与压气式结构类似。喷口的喉部尺寸设计是一个关键点。热膨胀式断路器的喷口喉部截面直径尺寸都很小,对应短路开断电流为40~50kA时,一般在19~25mm。远远小于电弧的直径。所以,电弧燃烧时的大部分时间内,喷口喉部处于一种堵塞状态,以此来增大热膨胀室的增压效果。

喷口喉部的长度主要由短燃弧时间确定。一般将短燃弧时的开距设定在静弧触头稍稍脱离喷口喉部的位置。喷口的后腔开放角与压气式断路器类似,都是保证气流以合适的速度泄压。开放角一般选取值为 $9^\circ \sim 12^\circ$ 。

由于热膨胀式断路器利用了过度堵塞效应,同时喷口内壁也是电弧与气体进行热交换的空间,直接受到高温作用。这样喷口的烧蚀程度明显大于同等参数的压气式断路器。热膨胀式断路器一般还希望通过电弧燃烧时喷口产气增加热膨胀室的增压效果,国内外已有关于喷口产气效应的相关研究,即研制一种既能产气又能耐烧的喷口材料成为了一个新课题。新材料中作为色料添加1%左右的 $\text{MoS}_2$ ,使喷口呈灰色,可进一步调整烧损特性。

(4) 分闸速度的设计。分闸速度的确定原则同压气式断路器一致。但研究表明,对于热膨胀式断路器,有载开断与

空载开断的运动特性没有显著变化,这一点与压气式断路器不同。因此,分闸速度可以设计得较低就能满足开断大短路电流的要求。

### 2.3.1.3 灭弧室的数值计算方法

到目前为止,灭弧室的设计仍是以经验设计为主、数值计算为辅进行的。在同类断路器的改型、派生设计中采用数值计算,通过数据类比法,可显著提高设计的有效性,减少开发时间和试验经费。由于灭弧室数值计算方法非常复杂,专业性很强,本书不做单独介绍,有兴趣的读者可参看相关文献。

### 2.3.2 绝缘设计

断路器的绝缘设计可分为外绝缘设计和内绝缘设计。

外绝缘设计指介质为空气的瓷套设计。对于363kV以上的套管,一般应在高电位法兰端子处装设屏蔽环,以优化电场。

内绝缘设计指介质为 $\text{SF}_6$ 的灭弧室内部的支撑绝缘子和断口电场设计。其中难点主要是断口间的绝缘设计,即合理处理主触头和弧触头的位置以及高压端与低压端的开距和屏蔽措施。

对于罐式断路器,内绝缘设计中还包括高压侧与接地外壳间的绝缘设计。此外,当灭弧室在大电流开断时,由于热气体喷射,使高压侧与接地外壳间以及绝缘子表面充满冷热不均匀气体,绝缘水平大大降低。此时,合理的动态绝缘和电场的设计,往往是开断成败的关键。

表4.3-4给出了在不同的 $\text{SF}_6$ 气压时,光洁导体( $R_a=6.3\mu\text{m}$ )场强设计基准值。

表 4.3-4 不同 $\text{SF}_6$ 气压时光洁导体  
( $R_a=6.3\mu\text{m}$ ) 场强设计基准值

表压 (MPa)	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6
$E_1$ (kV/mm)	6	11	16	20	24	29	35

注  $E_1$ —静态负极性雷电冲击下的许用场强(适用于同轴圆柱电极)。

### 2.3.3 密封设计

$\text{SF}_6$ 断路器的密封类型可分为静密封和动密封两类。

#### 2.3.3.1 静密封

静密封主要为O形圈密封,压缩量的设计一般为25%~35%,结构如图4.3-3所示。有些产品采用双密封圈结构,可改善防尘、防化学腐蚀的性能,增强密封效果。

常见的O形圈密封材料有氯丁橡胶、丁腈橡胶和三元乙丙胶。近年来,也有用氟硅橡胶的。氯丁橡胶具有良好的耐油性和较低的穿透泄漏率,具有多年运行经验,适合在 $-35^\circ\text{C}$ 以上的地区使用,如427氯丁橡胶。丁腈橡胶具有耐低温( $-40^\circ\text{C}$ )、耐化

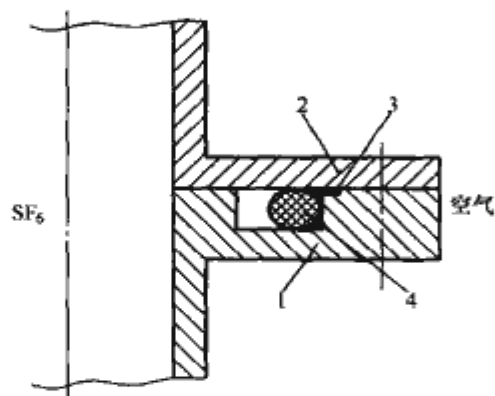


图 4.3-3 静密封结构

1、2—法兰；3—密封胶；

4—O形圈密封

学性和耐老化性能,但穿透泄漏率较高,常见牌号有国产的P230胶、518丁腈橡胶。三元乙丙胶使用寿命长,也有较长的使用经验,但不耐油脂,常见的牌号有G22B。

此外,还有以聚四氟乙烯片和退火后的紫铜片为密封材



料的端面密封结构,一般适用于小面积密封。

### 2.3.3.2 动密封

动密封主要用于断路器的气室内外的动力传递,常见的有转动密封和直动密封两类。

转动密封结构见图 4.3-4 (a),适用于转动输出的操动机构。其传动效率高,但往往需要设计传动箱,结构较复杂。

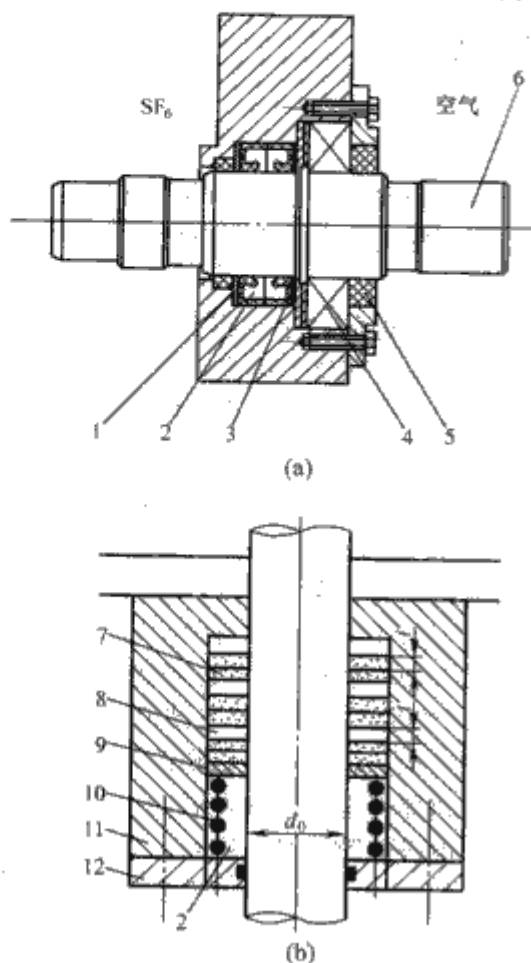


图 4.3-4 动密封结构

(a) 转动密封结构; (b) 直动密封结构

1—PTFE 垫片; 2—7501 真空硅脂; 3—骨架油封; 4—轴承; 5—防尘圈; 6—转动轴; 7—密封圈; 8—导向垫; 9—压板; 10—弹簧; 11—密封套; 12—盖板

直动密封结构简单,适合配用直动型输出的操动机构,但断路器若长期处于热备用状态,容易造成直动传动杆的腐蚀。直动密封示意图见图 4.3-4 (b)。

在密封套内填充 7501 真空硅脂可润滑转动轴,同时还可改善低温时的密封性能。

影响密封性能的主要因素有密封圈和密封槽的尺寸配合、密封材料以及密封面表面粗糙度等。

### 2.3.4 传动设计

传动设计部分的内容参看本篇第 2 章的传动及运动特性部分。

## 2.4 选用导则

首先按确定的运行方式选择负载条件和故障条件下的额定值。选择断路器时,应充分考虑电力系统的未来发展,使断路器不仅满足当前的需要,也应满足未来的要求。

运行条件下的额定值选择包括额定电压、绝缘水平、额定频率、额定电流、当地的大气条件和气候条件、是否使用于高海拔地区等参数的确定;故障条件下的额定值选择包括额定短路开断电流、出线端故障的额定瞬态恢复电压(TRV)、首开极系数和近区故障特性、失步特性、额定短路关合电流、运行操作顺序、额定短路持续时间、电寿命、容性电流开合等参数的选择。具体的选用原则可参考

GB1984—2003《高压交流断路器》中相关内容。

## 2.5 生产、使用与维护

### 2.5.1 SF<sub>6</sub> 断路器的生产环境要求

SF<sub>6</sub> 气体的绝缘性能对杂质,特别是对导电微粒非常敏感,会大大降低绝缘性能。因此,在 SF<sub>6</sub> 断路器的生产、检修过程中要特别注重洁净。在生产 SF<sub>6</sub> 电器设备的要求中规定,灭弧室装配区一般都封闭起来,控制环境温度和相对湿度。如空气中的洁净度达到十万级,温度 10~24℃,相对湿度 65% 以下。对于总装配区,一般也应封闭,对尘埃度、温度、湿度的要求比灭弧室装配区可适当放宽,洁净度达到百万级即可,但不能自然通风,必须具有强迫对流换气的设施,要求从屋顶进气,地沟排气,可以 0.5h 内更换完毕。工作人员应穿戴干净工作服通过风淋室进入装配车间。

为了保证产品中的 SF<sub>6</sub> 气体的纯净,在充气前,需将产品内部清理干净,并抽真空至 133Pa 以下,保持 0.5h 后,方可再充入 SF<sub>6</sub> 气体。

### 2.5.2 SF<sub>6</sub> 气体管理

#### 2.5.2.1 杂质管理

SF<sub>6</sub> 气体本身是无色、无味、无臭、无毒的。商用的 SF<sub>6</sub> 气体按 GB 12022—2006《工业六氟化硫》的有关规定允许含有标准的杂质,一般经过无毒确认后方可出厂。所以,新鲜的 SF<sub>6</sub> 气体是无毒的。

SF<sub>6</sub> 气体被电弧分解后可生成许多低氟化物,大多数在极短时间内复合。少量残存的主要是 SOF<sub>2</sub>、SO、CF<sub>4</sub>、SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>、HF 等。白鼠实验表明,低氟化物会通过呼吸道毒害生物。此外, SF<sub>6</sub> 气体分解后还会与金属(铜、钨、铝等)生成金属氟化物,对人的皮肤会引起过敏反应。所以检修开断过电流的产品应特别注意按规定程序进行:

(1) 打开断路器前,先回收已开断过的 SF<sub>6</sub> 气体,然后充入空气,再抽真空。注意,回收的气体不能排放到室外。

(2) 打开手孔盖,通风 2h 以上。

(3) 检修人员应戴防毒口罩或防毒面具及乳胶手套进行作业,检修时应尽量避免皮肤直接接触可能残留 SF<sub>6</sub> 分解物的零件。

(4) 清洗零件,去除吸附剂及粉尘,并用化学中和法或装袋深埋进行处理。

#### 2.5.2.2 水分控制

在 SF<sub>6</sub> 断路器中,水分是十分有害的,它会与 SF<sub>6</sub> 气体电弧分解物中 SF<sub>4</sub> 发生化学作用产生氢氟酸(HF),腐蚀材料,特别是会腐蚀含硅元素的绝缘材料,如环氧浇注类绝缘子,大大降低绝缘性能,甚至引起沿面闪络。所以, SF<sub>6</sub> 断路器对水分有严格的要求,一般出厂时要求小于 150×10<sup>-6</sup> (质量分数),运行时小于 300×10<sup>-6</sup> (质量分数)。

SF<sub>6</sub> 气体中的水分主要来自气体本身、产品零部件中吸附的水分和运行时通过密封圈渗入内部的水分。通常靠装设吸附剂吸收水分及电弧分解物。目前常用的吸附剂为 F03,装设前应活化,按气体质量的 6%~10% 用量使用。气室内的零部件在总装前要在 60~80℃ 的烘箱内烘 8h。

图 4.3-5 给出了 SF<sub>6</sub> 气体的露点与水分含量、压力的关系。

#### 2.5.2.3 检漏及压力监控

SF<sub>6</sub> 断路器的充气压力是保证开断和绝缘性能的重要参数,要求年漏气率小于 0.5%,所以检漏必须用专用设备。SF<sub>6</sub> 气体检漏仪要求灵敏度达 10<sup>-8</sup> cm<sup>3</sup> · MPa/s 即 0.01×10<sup>-6</sup>。检漏常用的有扣罩法和局部包扎法。

为了避免由于温度变化引起压力表读数的变化,目前 SF<sub>6</sub>

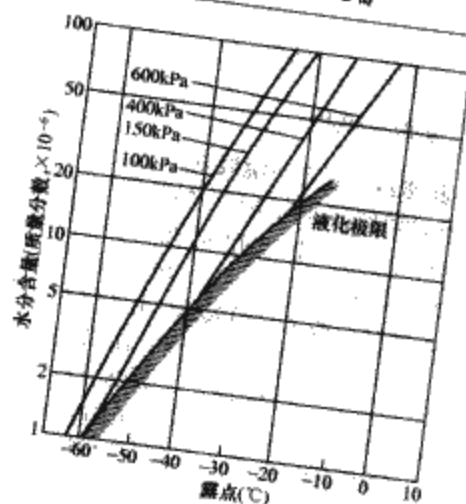


图 4.3-5 SF<sub>6</sub> 气体的露点与水分含量、压力的关系

断路器常用的压力监控装置为带表针的密度继电器，无论外界温度如何变化，均可以直接读出折算到 20℃ 时的表计压力。

SF<sub>6</sub> 气体的压力随温度而变化，温度太低时还会液化，其关系曲线如图 4.3-6 所示。

图 4.3-6 中给出了 20℃、气体绝对压力为 0.6MPa 时，

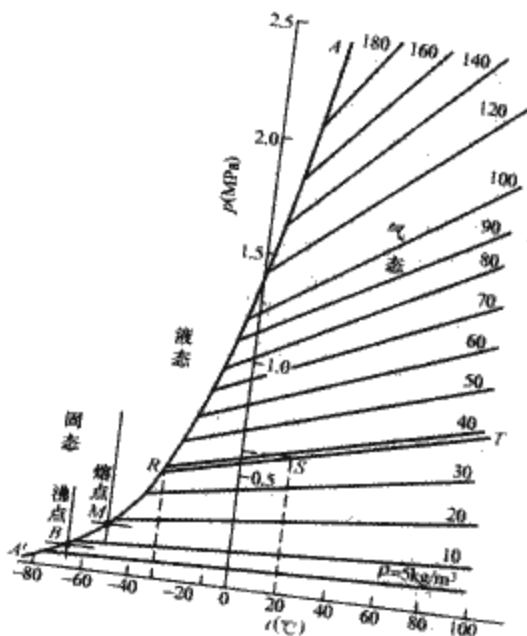


图 4.3-6 SF<sub>6</sub> 气体的液化曲线  
( $\rho$  为气体密度)

推算气体液化温度的示例。先找到工作点 S，然后参考  $\rho=30\text{kg/m}^3$  和  $\rho=40\text{kg/m}^3$  直线的斜率，可得出直线 TSR，即对应得出气体液化温度为  $-30^\circ\text{C}$ 。

通常，断路器在设计时已考虑了在其规定的最低环境温度下，气体不会液化，能正常工作。

#### 2.5.2.4 环保要求

SF<sub>6</sub> 气体是温室气体的一种，它对红外辐射的吸收功率比其他气体要强。尽管它在大气中只具有极低的聚集度，在总的人造温室气体对世界的影响中大约仅占 0.1%，但目前世界上已经初步达成协议（《京都议定书》），要求逐渐提供减缓 SF<sub>6</sub> 气体在大气中增长的解决方案。为此，SF<sub>6</sub> 电器的制造商已经在研究用作绝缘和开断目的的 SF<sub>6</sub> 气体的替代物。

#### 2.5.3 SF<sub>6</sub> 断路器的维护和检修

SF<sub>6</sub> 断路器的检修周期很长，一般为 15~20 年。例行维护可参照产品说明书进行。对于已运行多年、多次开断过短路电流或频繁操作的断路器，应进行打开灭弧室的检修。由于对检修 SF<sub>6</sub> 断路器灭弧室的专业性要求很高，建议请制造商参加，并严格按照有关规程进行操作。

### 3 真空断路器

#### 3.1 概述

真空断路器是以真空作为断口绝缘和灭弧介质的断路器。真空断路器所配用的真空灭弧室的内部气体压力必须低于  $1.33 \times 10^{-1} \text{Pa}$ 。

真空断路器在最近的二十年得到了长足发展。CuCr 触头材料制造技术从混粉压烧、熔渗工艺发展到电弧熔炼和真空熔铸，性能稳定性有了极大提高。中压领域真空断路器的短路电流开断能力可以做到很大，目前在 7.2~12kV，一般可达到 63kA，发电机断路器已达到 80kA。西安高压电器研究所研制的真空发电机操作开关已达到 15kV、120kA。当前，真空断路器开断技术处于成熟期，在 100kA 以下短路电流水平上，其设计和应用都不存在技术上的问题。国外 72kV、84kV、126kV 真空断路器已经进入实用阶段。国内 72kV、126kV 真空断路器也已开发成功并挂网试运行。随着人们环境保护意识的增强和《京都议定书》规定期限的临近，高压真空断路器可能会进入发展期。

高真空中，电极间隙绝缘强度高，真空电弧（或称金属蒸气电弧）弧压低，弧后介质强度恢复速度快，触头电磨损速率小。因此，真空断路器具有如下特点：

- (1) 小真空间隙绝缘强度高，熄弧能力强，所以真空断路器触头开距小，一般在几毫米至几十毫米，且运动部件的质量小，因此操动机构需要的合、分闸操作功较小，容易实现小型化。
- (2) 熄弧时间短，电弧电压低，电弧能量小，触头损耗少，因此分断次数多，电寿命和机械寿命长，适合频繁操作。
- (3) 灭弧介质为真空，工作中不产生高压气体和有毒气体。触头被封闭在真空灭弧室中，触头间的电弧和炽热气体不会向外界喷溅，不会引起火灾及污染环境，真空断路器的工作也不受环境条件的影响，与海拔高度无关。
- (4) 断路器操作时，振动小、噪声低，适用于城市区域和要求安静的场所。
- (5) 真空灭弧室在使用期限内，触头部分不需要维修、检查，维护工作量小。
- (6) 开断小电流时有截流，且有切断高频电流的能力。两者均可能在电感回路中产生过电压，必要时需用 RC 回路或氧化锌压敏电阻等加以抑制。

真空断路器的小型化是真空断路器发展水平的重要标志。真空断路器的小型化水平和产品可靠性是密不可分的。真空断路器的零部件数量较 SF<sub>6</sub> 断路器少，研究和制造部门还在进一步努力减小真空灭弧室直径，以期降低成本，并减小真空断路器尺寸，提高小型化程度，提高可靠性。

#### 3.2 分类

真空断路器的分类见表 4.3-5。



表 4.3-5 真空断路器的分类

分类方式	基本类型	特 点
按控制电弧的方式分类	横磁场型	电弧受与电弧垂直的横磁场的驱动
	纵磁场型	电弧受与电弧平行的纵磁场的控制
按真空灭弧室外绝缘方式分类	空气绝缘	真空灭弧室外绝缘以空气作为绝缘介质
	复合绝缘	真空灭弧室外绝缘以其他绝缘材料与空气共同作为绝缘介质
	气体绝缘	真空灭弧室外绝缘以非空气的绝缘气体作为绝缘介质
按工作场所分类	户内型	—
	户外型	—
按每极所串联的真空灭弧室数分类	单断口	每极用一个真空灭弧室
	双断口	每极两个真空灭弧室串联
	多断口	每极多个真空灭弧室串联

3.3 基本结构

3.3.1 总体布置

真空断路器的结构方式主要有落地式、悬挂式、综合式。

在落地式真空断路器中，真空灭弧室主要用与其轴线平行的绝缘体（如绝缘杆、绝缘筒等）固定在机架上，操动机构通常置于真空灭弧室的下方或后方；悬挂式真空断路器的真空灭弧室主要由垂直于其轴线的绝缘件固定在机架上，操动机构和真空灭弧室通常作前后布置；综合式真空断路器是介于悬挂式和落地式布置之间的一种布置方式，真空灭弧室同时在轴线方向和垂直方向上为绝缘体所固定。

3.3.2 典型产品与结构

3.3.2.1 户内真空断路器

(1) 空气绝缘真空断路器。

1) 综合布置的真空断路器。图 4.3-7 所示为典型综合布置的空气绝缘真空断路器，此类真空断路器以 ZN28-12 系列真空断路器为代表。该系列真空断路器动导电杆、导电夹、软连接等发热最严重的零部件置于散热条件最好的部位——真空断路器的上部，这样的布置方式有利于散热，便于装配、调整和维护。

2) 悬挂式布置的真空断路器。图 4.3-8 为悬挂式布置的真空断路器，此类真空断路器以 ZN65-12 系列真空断路器为代表，特点为结构简洁，装配调试与维修方便，外形美观。

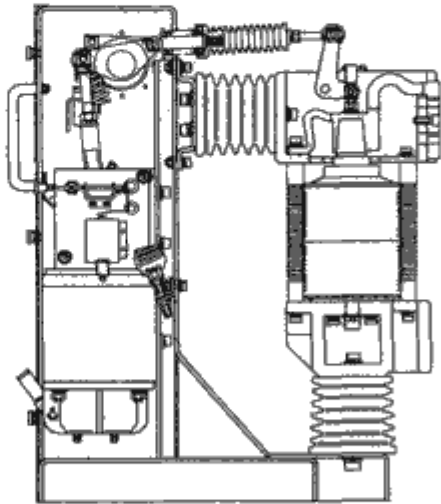


图 4.3-7 综合布置的空气绝缘真空断路器

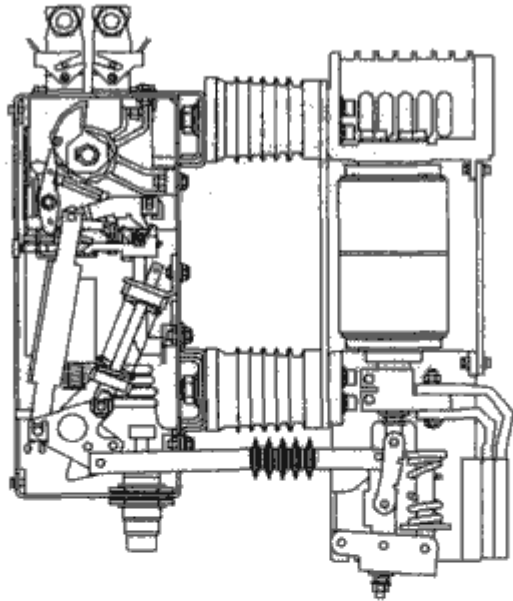


图 4.3-8 悬挂式布置的真空断路器

(2) 复合绝缘真空断路器。

1) 综合布置的真空断路器。ZN63A-12 系列真空断路器是典型综合布置的复合绝缘真空断路器，其动端安装于绝缘筒内，外形美观，见图 4.3-9。

2) 落地式真空断路器。图 4.3-10 是典型的落地式真空断路器，此类真空断路器以 VD4-12 系列和 ZN85-40.5 系列真空断路器为代表，真空灭弧室及其对地支撑均为绝缘筒。落地式真空断路器一般为断路器本体和操动机构一体化设计，有上下或前后两种布置形式。上下布置方式有利于充分利用高度方向的空间，前后布置方式可以减小高度，便于发展中置结构成套装置。早期发展的落地式真空断路器多把操动机构放在真空灭弧室的下方，由于这种上下布置方式不利于操动机构调试、维护，在开关柜中使用也

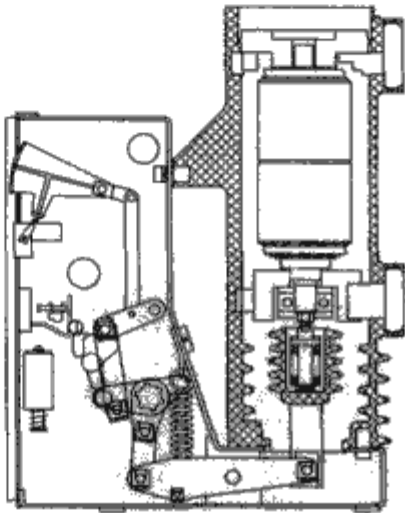


图 4.3-9 综合布置的复合绝缘真空断路器

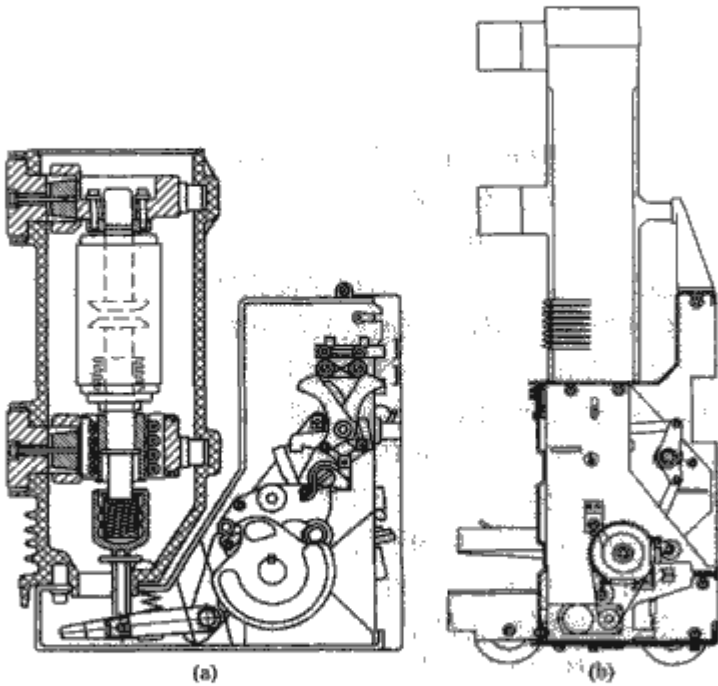


图 4.3-10 落地式布置的真空断路器  
(a) VD4 真空断路器；(b) ZN85-40.5 真空断路器



不方便,所以新发展的 12kV 落地式真空断路器多把操动机构放在真空灭弧室的后方。

3) 固封极柱真空断路器。固封极柱真空断路器采用固体绝缘介质作为真空灭弧室外绝缘。固封极柱结构实际上就是把真空灭弧室与导电部分用固体绝缘材料完全或部分封装为一个整体。极柱的内表面为真空灭弧室绝缘外壳的内表面,处于真空环境;外表面既容易实现大爬距,又便于进行清洁处理。真空灭弧室免维护,固封在环氧树脂中,避免了真空灭弧室外表面和绝缘筒内表面因长期运行表面吸附和积尘所带来的绝缘隐患,提高了真空灭弧室环境适应性。因此,真空灭弧室、真空断路器尺寸大大减小。固封极柱结构真空断路器的另一优点是高度集成化,避免了安装调试过程中人为原因造成的产品性能分散性,并使产品外观更加美观。固封极柱真空断路器如图 4.3-11 所示。

(3) 气体绝缘真空断路器(C-GIS 用真空断路器)。气体绝缘真空断路器,顾名思义,就是用  $\text{SF}_6$  气体或其他绝缘气体作为真空灭弧室和真空断路器的外绝缘。城网改造,特别是各大城市相继进行地铁建设,需要小尺寸的户内高压交流开关设备。由于受空气绝缘距离限制,户内交流金属封闭开关设备柜体尺寸通常比较大。特别是 40.5kV 户内交流金属封闭开关设备柜体庞大,占用空间大,建设成本高。利用真空断路器优异的电性能和  $\text{SF}_6$  优异的绝缘性能相结合,可以实现 40.5kV 级真空断路器小型化。C-GIS 用真空断路器如图 4.3-12 所示。

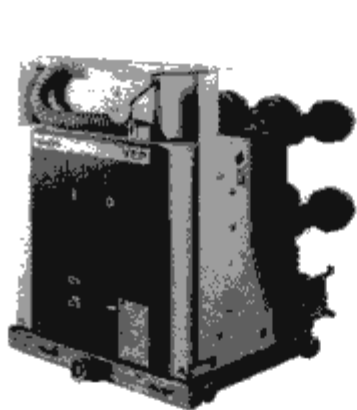


图 4.3-11 固封极柱真空断路器

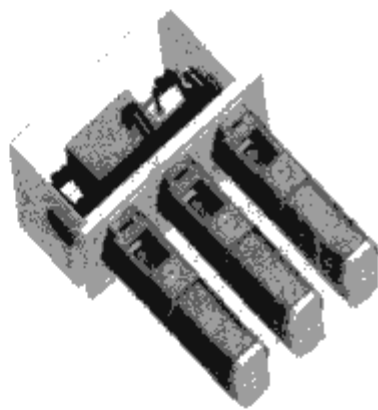


图 4.3-12 C-GIS 用真空断路器

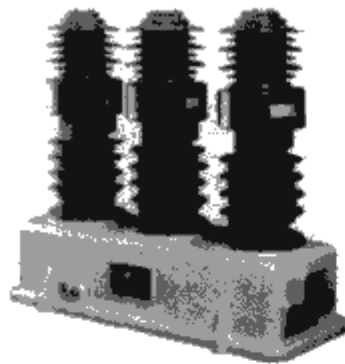
考虑到用于  $\text{SF}_6$  气体绝缘开关设备的特殊使用条件,此类产品真空灭弧室多采用水平放置,以有效利用空间,并使母线进出方便,整机尺寸减小。

在其他布置方式(如悬挂式)的真空断路器中,也可以用绝缘筒或特殊形状的绝缘框架作绝缘支撑。

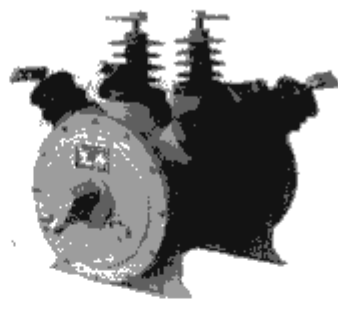
### 3.3.2.2 户外真空断路器

(1) 户外柱上真空断路器。图 4.3-13 为户外柱上真空断路器的外形,它有箱式结构和柱式结构。对于箱式结构,为了防止凝露,箱体内存油或其他绝缘介质,操动机构安装在箱外,进出线由磁套管引出箱外,典型产品如 ZW8、ZW33 等型号;而柱式结构则主要以固封极柱为代表产品,如 ZW32、ZW51-12 等型号。

以  $\text{SF}_6$  气体作为绝缘介质的气体绝缘户外柱上真空断路器以 0~0.5 倍表压的  $\text{SF}_6$  气体作为绝缘介质,以真空作为灭弧介质,使用中不会产生  $\text{SF}_6$  气体电弧分解物。由于  $\text{SF}_6$  气体良好的绝缘性能和导热性,产品可以做到体积小,质量轻。由于箱体内  $\text{SF}_6$  气体压力不高,密封橡胶材料、密封脂和密封结构均有成熟的经验,可以有效地防止漏气及潮气进入。如果采用永磁机构置于箱体内,使机构的各个零部件免



(a)



(b)

图 4.3-13 户外柱上真空断路器外形

(a) ZW51-12 型; (b) ZW33-12 型

受外界大气的污染和锈蚀,该类产品可做成免维护产品,并对生产工艺的要求较高。

以固体绝缘材料作为绝缘介质的真空断路器类似于户内产品中的固封极柱真空断路器。固封技术用于户外产品不需要密封技术,不存在泄漏和爆炸的危险,是一种合适的选择,如 ZW51-12 型产品。

(2) 户外瓷柱式真空断路器。图 4.3-14 所示为户外瓷柱式真空断路器外形,其特点是具有高可靠性、低维护成本以及良好的电气性能。户外真空断路器与户内真空断路器的主要区别在于它直接处于恶劣的户外运行环境,会受日晒雨淋的影响,因此,户外开关应具有防雨雪的能力,且能承受紫外线照射而其绝缘强度和机械强度不发生有损开关性能的改变;同时,还应具备有效的防凝露以及防腐、防锈、防机构卡死措施。因此,户外开关直接暴露在外界环境条件下的绝缘部分主要有套管,包括瓷套管、复合绝缘套管(内芯为环氧树脂,外表为硅橡胶或 EPDM 橡胶)和户外环氧树脂套管等。对此类产品,真空技术主要用于开断和断口绝缘,不能经济地用作对地、相间绝缘。

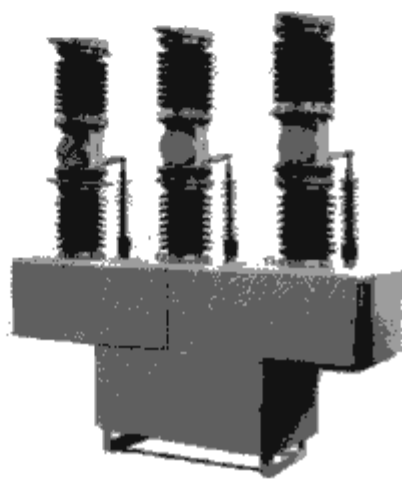


图 4.3-14 户外瓷柱式真空断路器外形

复合绝缘结构的产品以柱式为主,将真空灭弧室安装在绝缘套管(瓷、户外环氧或外包硅橡胶的复合套管)内,再用硅酯或硅橡胶填充间隙,如 ZW7-40.5 真空断路器。

### 3.3.2.3 发电机真空断路器

以往的发电机保护断路器主要是采用空气和磁吹断路器。20 世纪 80 年代,第一台  $\text{SF}_6$  发电机断路器进入市场,大量的运行经验验证了这种断路器适用于发电机保护。

近几年,将真空断路器用于发电机保护,特别对于发电机容量在 100MW 以下的场所越来越普遍。

发电机断路器对于开断能力和恢复电压的要求远高于常规断路器。通常发电机保护断路器使用专用真空灭弧室来满足严格要求,国内已经研制成功 ZN28-12/4000-63、ZN12-12/4000-63 型和 ZNI05-12/6300-80 型发电机断路器。根据对西安高压电器研究所三期工程 15kV、120kA 发电机操作开关的研究结论,100kA 以下的发电机真空断路器研制已不存在技术问题,但实现大于 6300A 的额定电流仍是一个难题。图 4.3-15 和图 4.3-16 为两种成熟的发电机真空断路器外形。



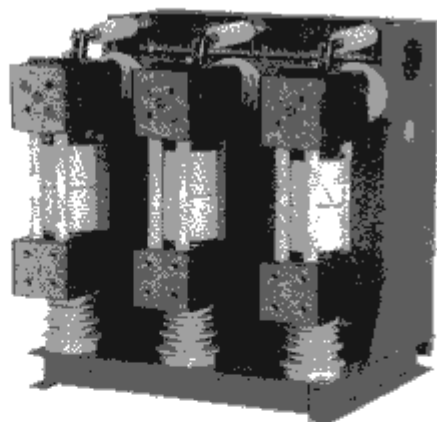


图 4.3-15 ZN28-12/4000-63 型  
发电机真空断路器

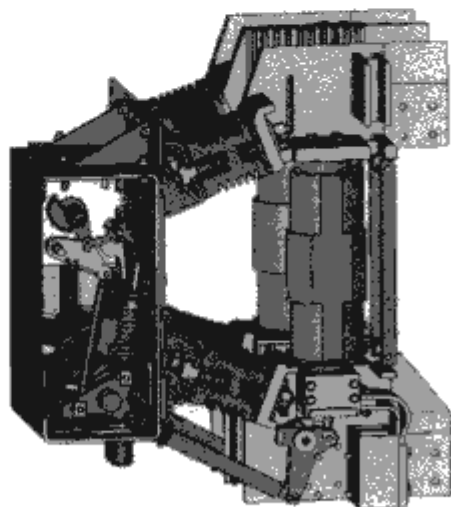


图 4.3-16 ZN105-12/T6300-80 型  
发电机真空断路器

#### 3.3.2.4 126kV 真空断路器

126kV 真空断路器通常采用柱式结构或罐式结构，国内研制成功的产品为柱式结构，其外形如图 4.3-17 所示。其特点为：使用低气压  $\text{SF}_6$  气体作为真空灭弧室外绝缘以减小真空断路器体积，真空灭弧室作为开断元件。产品兼用了  $\text{SF}_6$  气体和真空的优点，有很好的市场推广前景。

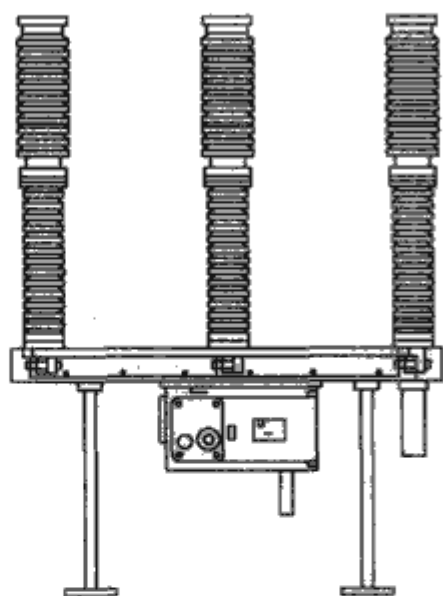


图 4.3-17 126kV 真空断路器

#### 3.3.2.5 真空灭弧室

真空灭弧室是真空断路器的核心元件，真空灭弧室的技术先进性与可靠性在很大程度上决定了真空断路器的技术水平与性能指标。从初期的平板触头到后来发展的横磁场触头、纵磁场触头，从单元触头材料到双元、多元触头材料，真空灭弧室技术的研究与发展始终围绕着大容量、小型

化、高可靠、多用途的主题。最近的十几年，真空灭弧室研究手段、设计水平与工艺技术得到了长足的发展，设计与制造技术日趋完善，材料性能稳步提高，开断技术与绝缘技术日趋成熟。大容量、高电压方面，真空 126kV 灭弧室研究工作进展迅速。研究与设计人员努力的方向将围绕完善和改进其结构和工艺，提高产品可靠性和小型化程度。

##### 3.3.2.5.1 真空中的电击穿

真空电弧和真空绝缘是真空断路器赖以生存的两个最基本的物理现象。在真空中放置一对电极，当电极之间施加足够高的电压时会产生电击穿，这就是真空电击穿。各种介质的间隙击穿电压见图 4.3-18。

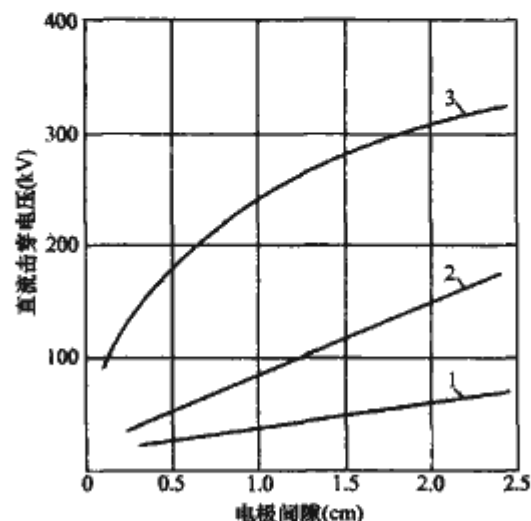


图 4.3-18 各种介质的间隙击穿电压  
1—空气；2— $\text{SF}_6$ ；3—真空

气体中的击穿是由带电粒子与中性气体分子碰撞使中性气体分子电离而引起的。气体间隙的击穿有两个必不可少的条件：带电粒子在自由行程中获得足够高的电场能量和带电粒子与中性气体分子的相互碰撞。

在高真空中，气体极为稀薄，带电粒子和中性气体分子的平均自由程很大。例如：真空度为  $1.33 \times 10^{-2} \text{ Pa}$  时电子的平均自由程超过 2m，远远大于一般真空容器的几何尺寸。带电粒子穿越真空间隙时，几乎不可能与中性气体分子相碰撞，因而实际上不可能通过电离中性气体分子引起真空间隙的击穿。

(1) 真空击穿机理。真空击穿主要是由电极过程引起的。而电极表面的场致发射在真空击穿中起主要作用。

场致发射电子流密度随着表面电场强度的提高而迅速增大。金属表面存在大量的微小突起和尖端，这些微小的突起和尖端的顶部，电场强度比间隙中的平均电场强度高得多，金属表面的场致发射电流几乎完全是由表面的微小突起和尖端发射引起的。

场致发射电流可以通过两种方式导致真空间隙的击穿：场致发射电流流过这些尖端和突起时产生焦耳热（电阻加热），使尖端发热、熔化和蒸发，产生大量金属蒸气，在尖端和突起附近形成金属蒸气云，场致发射电流穿过金属蒸气云使金属原子电离，引起真空间隙击穿；场致发射电子在电极间被电场加速，以很高速度轰击阳极，使阳极表面释放气体，阳极表面熔化和蒸发。电子电离阳极释放的气体和金属蒸气引起真空间隙击穿。

电极表面的金属微粒和介质微粒是引起真空击穿的另一个重要原因。真空的电极表面上可能存在不同大小的金属微粒和介质微粒（团粒）。这些团粒可能是机械加工留下的金属屑、电弧生成物、外来的介质微粒，也可能是强电场拉出

的金属须。团粒通常与电极本体的结合不十分牢固，在强电场所产生的静电力作用下，团粒可能离开电极表面并在电场的加速下穿越真空间隙。如果电场足够，团粒的大小又适当，当其落到对面的电极上时，团粒已有了足够的动能，团粒和电极表面碰撞时，动能转变为热能，使团粒本身熔化蒸发，形成金属蒸气。蒸气又为场致发射电子电离，引起真空间隙的击穿。

团粒还可能以另一种方式引起真空击穿：带有一定量的电荷的团粒在穿越真空间隙时，团粒不断受场致发射电子的轰击，温度不断升高，电荷量也可能增加。这使团粒与相对的另一电极之间产生很高的电位差。当团粒接近相对电极时，这一电位差在团粒和相对电极之间产生极强的电场，强电场使团粒或电极产生强烈的场致发射。同时高温的团粒又蒸发大量金属蒸气，场致发射电子电离这些金属蒸气引起真空间隙的击穿。

(2) 影响真空击穿的因素。真空击穿是由电极表面过程引起的，电极材料、电极表面状况、电极形状和面积等对真空间隙的击穿都有影响。真空间隙长度也是决定击穿电压的重要因素。

大量的真空击穿试验都是在理想的电极表面状态下进行的，经过仔细抛光和清洁的电极在真空中可以获得极高的间隙绝缘强度，1mm 的真空间隙在实验中可承受高达 100kV 电压。真空灭弧室中的各种电极（触头、屏蔽罩、端盖等）的表面状态与用来进行真空绝缘研究的电极表面状况差距甚大。即使新的真空灭弧室的电极表面可以加工处理的很光滑，在开断电流后，即便是开断不大的电流后，电极（特别是触头和屏蔽罩）表面的状况也就完全改变了。经过电弧作用后，触头和屏蔽罩的表面会出现大量的尖端、毛刺以及电弧生成的大量不同直径和形状的金属微粒。这些尖端、毛刺和金属微粒都将使真空间隙的击穿电压明显降低。真空灭弧室各电极表面的状况又是极不稳定的：开断电流大小、燃弧时间长短都会使触头和屏蔽罩表面状况不同；触头带电合闸后的触头表面状况也有很大改变；机械操作也会改变触头表面的状态。电极表面状况的不稳定使真空灭弧室各真空间隙的击穿电压可能在很大范围内波动，真空灭弧室耐压水平不可避免地有一定分散性。

电极材料及表面状况对真空间隙击穿电压影响很大。电极材料与表面状况相比，后者对真空击穿电压的影响更大。

触头材料的真空击穿特性对于设计工作具有重要意义。经验表明，含有低熔点合金成分的铜合金（如铜—铍触头材料）的耐压水平要比纯铜低，铜—铬合金（含铬 25%~50%）的耐压水平比铜—铍合金高得多。两种合金间隙的击穿电压见图 4.3-19。

电极上的金属微粒，介质微粒，材料中的氧化物夹杂等对真空绝缘危害严重，是真空灭弧室绝缘水平分散性大的主要原因。

真空绝缘的研究成果在设计真空灭弧室内部结构时仅能提供参考，在真空灭弧室绝缘设计发生问题时，这些研究成果可以指出改进的方向。

(3) 击穿电压与电极间隙长度的关系。击穿电压 ( $U_b$ )、击穿场强 ( $E_b$ ) 与触头间隙长度  $d$  之间的关系如图 4.3-20 所示，该图显示了两个最基本的规律：击穿电压和间隙长度之间的关系是非线性的；随着间隙长度的增大，击穿时的平均电场强度迅速减小。

击穿电压和间隙长度的关系可近似表示成

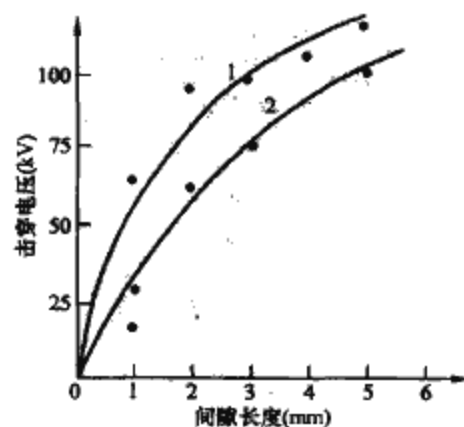


图 4.3-19 铜—铬合金和铜—铍合金  
间隙的击穿电压  
1—铜—铬合金；2—铜—铍合金

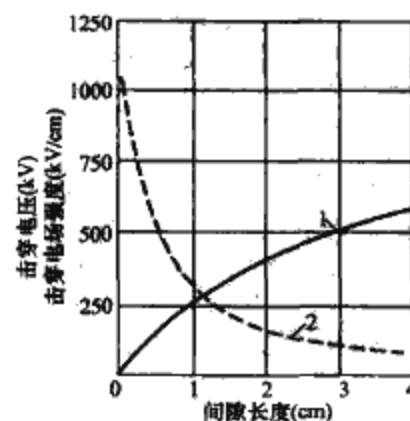


图 4.3-20 击穿电压、击穿场强  
与触头间隙长度的关系  
1—击穿电压；2—击穿电场强度

$$U_b = Kda$$

式中： $\alpha$  在通常情况下等于 0.4~0.6。

击穿电压与间隙长度的非线性关系意味着，在真空灭弧室设计中单纯依靠增大间隙长度来提高真空灭弧室的绝缘水平或额定电压效果不好。

(4) 电极的老炼。新的电极在真空中的击穿电压通常较低，在间隙间施加逐渐升高的工频电压，使间隙之间产生多次击穿或长期流过预放电电流，能使真空间隙的耐压水平提高。这一通过施加电压提高真空间隙耐压水平的过程称为高压老炼。

高压老炼过程中的火花放电或预放电电流能有效地除去电极表面的毛刺、尖端以及表面的氧化物，还能使电极表面得到加热，从而还有一定的除气作用。

高压老炼能显著提高真空间隙的绝缘强度，并提高电极表面的清洁度。合分电流及空载操作及长期存放都会使老炼的效果部分或全部失去，使绝缘强度重新回到低水平。所以高压老炼对提高真空灭弧室的绝缘水平作用不大，但高压老炼对提高开断性能稳定性作用很明显。

在触头间多次燃烧直流或交流真空电弧，利用真空电弧的烧损除去一薄层包括氧化物在内的金属材料的过程称为电流老炼。电流老炼的主要作用是清洁触头表面，提高开断能力的稳定性。

(5) 真空度的影响。巴申定律表明，在巴申曲线的左边，随着气体压力的降低，击穿电压提高。当内部气体压力低于  $1.33 \times 10^{-2}$  Pa 时，继续降低气压，间隙的击穿电压不再提高。也就是说，此时真空间隙击穿电压与真空度无关，



见图 4.3-21。

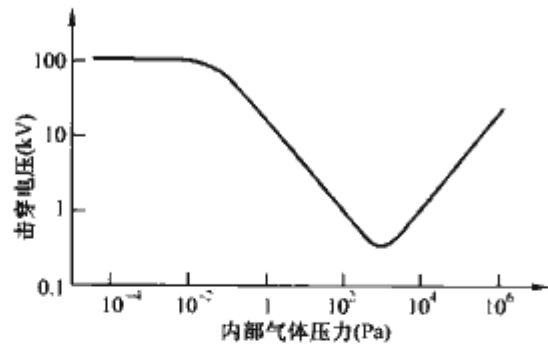


图 4.3-21 真空击穿电压和真空度的关系  
注：电极材料为钨，长度 1mm。

3.3.2.5.2 真空灭弧室的主要结构形式及特点

目前市场运行的真空灭弧室主要有 3 种形式，见表 4.3-6。

表 4.3-6 真空灭弧室的主要结构形式

名称	简 图	特 点
中间封接结构		1. 外壳中部封接着金属盘片或金属环，屏蔽罩固定在这些盘片或环上，外壳可用玻璃或氧化铝瓷制造 2. 可以充分利用屏蔽罩的均压作用以提高真空灭弧室的绝缘强度 3. 广泛用于 12 ~ 126kV 真空灭弧室
整体瓷壳式		1. 外壳为整体氧化铝瓷圆筒，其内壁有凸缘，用以固定屏蔽罩 2. 结构比较简单，可以充分利用屏蔽罩的均压作用 3. 用于 3.6 ~ 40.5kV 真空灭弧室
屏蔽罩外露式		1. 屏蔽罩成为外壳的一部分，两个氧化铝瓷管分别置于屏蔽罩的两端 2. 对于同样大小的触头，所需要的瓷外壳直径最小，真空灭弧室的高度最大，结构比较复杂 3. 主要用于 12kV 及 40.5kV 真空灭弧室

3.3.2.5.3 触头材料

触头材料影响真空间隙耐电压水平和真空灭弧室短路开断能力，同时与真空灭弧室耐腐蚀性能、熔焊力及额定电流通导能力、截流水平密切相关。真空断路器使用的触头材料以铜基材料和粉末冶金材料为主。目前铜基材料使用已经很少，普遍使用 CuCr 触头材料。由于使用要求不同，真空接触器和真空负荷开关以使用 WCu 触头材料为主。

CuCr 触头材料是一种综合性能优良、适用于真空断路器的触头材料。早期采用混粉压烧，后来发展了真空熔渗工艺。众所周知，细小的 Cr 颗粒的均匀弥散分布对 CuCr 触头材料的综合性能带来有利影响。由于过细的 Cr 粉会造成

CuCr 触头材料气体含量和杂质含量大幅度提高，从而危及到真空灭弧室电性能可靠性和真空寿命，因此早期的 CuCr 触头材料采用较大的 Cr 颗粒和高比例的 Cr 含量（通常 Cr 颗粒在 60~100 $\mu$ m）。这个时期的 CuCr 触头材料以 CuCr50 为代表产品，即 Cr 含量占材料质量比的 50%。也有少数产品使用 CuCrFe 触头材料。由于加入少量 Fe 元素提高了合金硬度，间隙耐压水平得到提升。但 Fe 元素的加入使材料电导率大幅度下降，影响了真空灭弧室载流能力。

20 世纪 90 年代初期，国外发展了电弧熔炼制造 CuCr 合金触头材料的新工艺。这种工艺制造的 CuCr 合金 Cr 颗粒大幅度细化（Cr 颗粒直径在 5~15 $\mu$ m），组织结构分布均匀，致密度提高，电性能与机械性能更加优越。20 世纪 90 年代末期，国内电工合金触头材料制造单位研究成功了真空熔铸 CuCr 合金制造工艺。这种工艺利用低偏析技术获得 Cr 颗粒细化，达到与电弧熔炼制造技术相近的效果（Cr 颗粒直径在 5~20 $\mu$ m）。与电弧熔炼工艺相比，这种工艺更接近于传统的冶炼工艺，材料利用效率高，便于组织大批量生产，生产设备要求也低一些。提高冷却速率可以获得 Cr 颗粒进一步细化，但提高冷却速率容易形成缩孔，材料废品率提高。

电弧熔炼与真空熔铸利用制渣和气化，有很好的去除杂质效果。触头材料的杂质含量，特别是大颗粒的夹杂，一直是影响真空灭弧室真空寿命与开断短路电流稳定性的关键因素。大颗粒夹杂可造成真空灭弧室开断短路电流时的爆发性放气而使开断失效，从历年的试验情况分析总结，试验中的毫无先兆突然失效多是由于这种原因造成的。统计结果表明，使用老工艺制造的 CuCr 触头材料，在满容量开断 30~50 次后内部气体压力平均上升 1 个半数量级。而使用电弧熔炼和真空熔铸工艺制造的同类材料，经相同试验后内部气体压力基本可维持原有水平而没有明显改变。

Cr 颗粒细化允许 CuCr 触头材料使用更低的 Cr 含量而对真空灭弧室断口绝缘水平和动热稳定性能、关合能力没有明显不利影响，而新工艺制造的低 Cr 含量 CuCr 材料电导率大幅提高（大约从 16~18MS/m 提高到 28~32MS/m），这一点对降低真空灭弧室回路电阻、提高真空断路器载流能力、发展大额定电流真空断路器提供了便利的条件。

考虑到触头材料成份对真空断口间隙耐压水平的影响，高电压的真空灭弧室可以选择高 Cr 含量的触头材料，或增加第 3 元素以改善间隙耐压水平。

有报道说，CuCr25 触头材料有比 CuCr50 触头材料更好的大电流开断能力，但大量的开断性能研究试验尚不能对这一论点提供支持。

图 4.3-22 显示了上述熔渗工艺、电弧熔炼、真空熔铸三种工艺制造的 CuCr 触头材料金相组织结构，从放大的金相组织结构可以看到，传统工艺制造的材料在 Cr 颗粒基体和 CuCr 界面上，或多或少有杂质分布。

3.3.2.5.4 触头结构

触头结构的发展经历了从平板触头到横向磁场触头、纵向磁场触头的历程。这三种触头结构目前在不同的产品中都有使用，真空断路器用真空灭弧室主要使用横向磁场触头与纵向磁场触头。图 4.3-23 和图 4.3-24 给出了几种典型的横向磁场与纵向磁场触头结构示意图。

横向磁场触头结构简单，加工容易，有好的短路电流开断能力和额定电流通导能力。由于横向磁场作用下真空电弧电压偏高，因此大电流开断时触头烧损偏大，满足中国市场用户一般要求 31.5kA 以下 30 次以上满容量开断有困难。



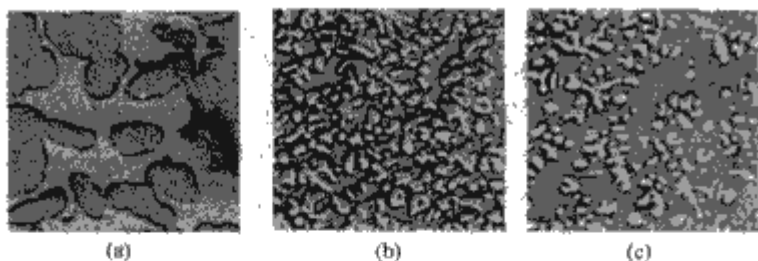


图 4.3-22 不同工艺制造的  
CuCr 合金触头材料金相组织结构  
(a) 熔渗工艺 CuCr50 (100×); (b) 电弧熔炼 CuCr50 (100×);  
(c) 真空熔铸 CuCr30 (100×)

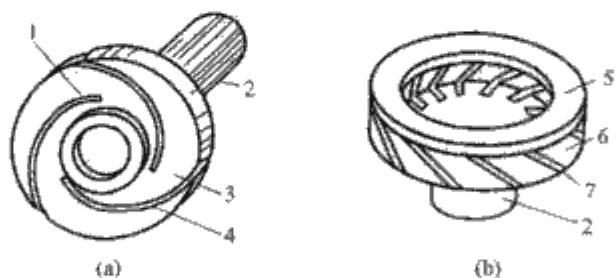


图 4.3-23 横向磁场触头  
(a) 螺旋槽触头; (b) 杯状横磁场触头  
1—接触区; 2—导电杆; 3—跑弧面; 4—螺旋槽;  
5—触头环; 6—触头座; 7—斜槽

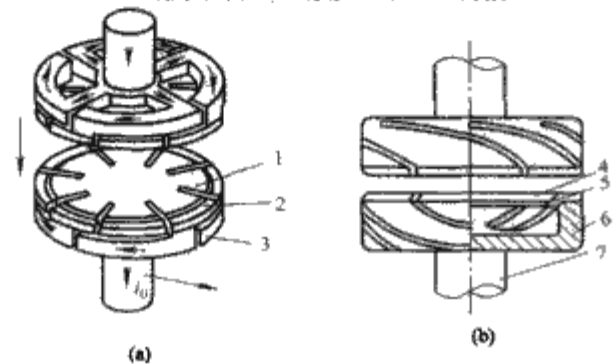


图 4.3-24 纵向磁场触头  
(a) 线圈型纵磁场触头; (b) 杯状纵磁  
1—触头; 2—电极; 3—线圈; 4—触头片; 5—加强支柱;  
6—杯体; 7—导电杆

纵向磁场触头有优异的短路电流开断能力, 有好的额定电流通导能力。纵向磁场作用下, 真空电弧的电弧电压约为横向磁场作用下真空电弧电压的  $1/3$ , 电弧能量小, 且纵向磁场作用下燃弧过程中等离子体不易沿径向扩散, 因此大电流开断过程中触头材料损失小, 烧损轻微。所以使用纵向磁场触头结构的真空灭弧室耐腐蚀性能好, 容易满足额定短路开断电流下 50 次以上开断次数的国内用户的较高要求。

纵向磁场触头结构在大电流作用下烧损轻, 表面状况变化不明显, 同时等离子体径向扩散不严重, 金属蒸气对屏蔽筒和绝缘外壳污染轻微, 因此纵向磁场真空灭弧室经短路开断后有更高的绝缘水平和小接触电阻, 对于保证真空断路器大电流开断后的绝缘水平和额定电流承载能力更加有利。但相对横向磁场触头结构, 纵向磁场触头结构复杂程度较高, 加工工作量大, 成本高。

还有一种纵向磁场触头结构是马蹄铁触头, 20 世纪 80 年代 HOLEC 公司开始使用, 国内也有企业使用了此种结构。

真空灭弧室的分断失效与阳极斑点或阳极表面的局部熔融形成熔池, 以及电流过零后仍要维持一段时间段的熔融状态有关, 而阳极斑点或阳极表面的局部熔融又与等离子体及阳极表面的电流分布不均匀有关。如果能保持等离子体及阳极

表面电流均匀分布, 则可大大推迟阳极斑点的形成, 提高分断能力。

常用的纵向磁场触头结构磁感应强度  $B$  沿触头半径  $R$  的计算结果见图 4.3-25。

根据弱电等离子体的动力论和磁流体力学的计算结果, 当  $B \propto R$  成立时, 电弧电流均匀分布。理想的纵向磁场分布曲线如图 4.3-26 所示。

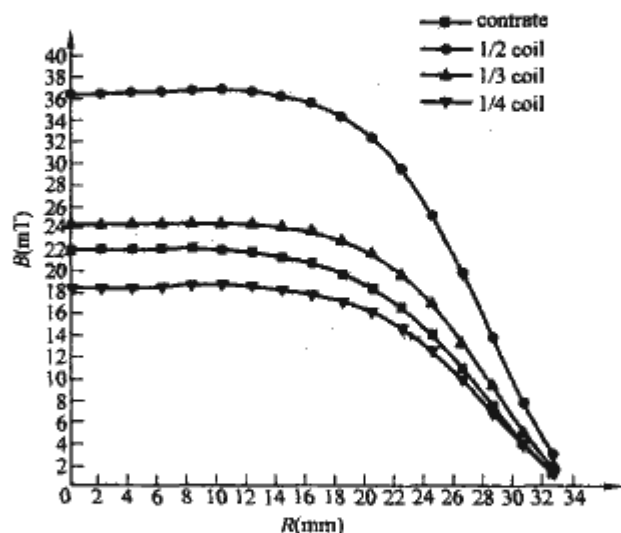


图 4.3-25  $B$  沿触头半径分布曲线

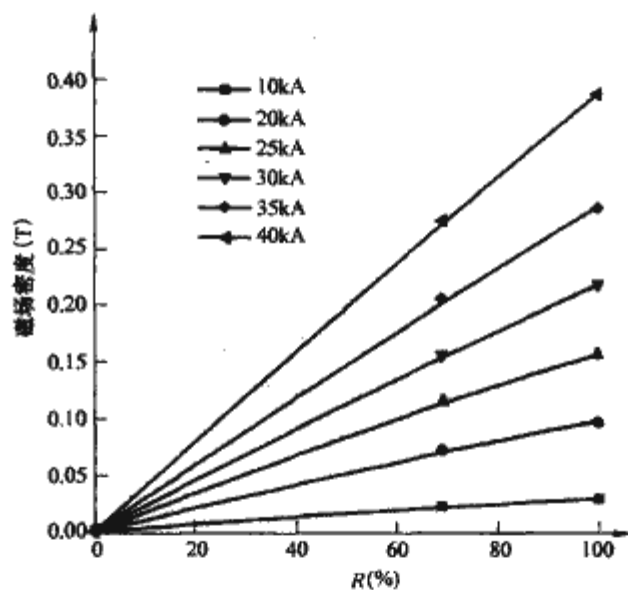


图 4.3-26 理想的纵向磁场分布曲线

产品中实现上述磁场结构是不现实的, 设计人员可以根据分析结果改进设计, 以得到更近于理想的方案。

### 3.3.2.5.5 绝缘外壳

目前, 市场销售的真空灭弧室采用玻璃和陶瓷两种绝缘外壳。曾有制造部门使用过微晶玻璃外壳, 但由于价格昂贵现已退出市场。玻璃和陶瓷是两种性能优良的绝缘材料, 用于真空灭弧室都非常合适, 二者各有优缺点。

玻璃外壳封接可靠性高, 几乎不会造成玻璃—金属封接漏气, 玻璃外壳真空灭弧室装配精度也高于陶瓷外壳真空灭弧室, 沿面爬距问题可通过两端真空模压硅橡胶得以解决, 其缺点是不易于组织自动化大生产。

陶瓷外壳易于组织机械化大生产, 容易达到大的沿面爬距, 但受材料、设备及工艺影响, 封接可靠性仍无法达到玻璃外壳水平。另外, 受成本制约, 装配精度也难以达到玻璃外壳真空灭弧室的同等水平。

根据目前制造企业的工艺情况, 重要用途产品使用玻璃外壳真空灭弧室更加可靠。图 4.3-27 是三种现行典型的陶瓷—金属、玻璃—金属封接结构示意图。



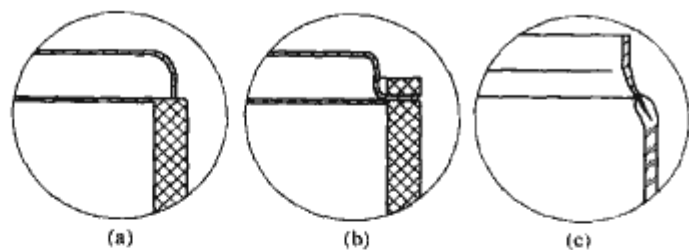


图 4.3-27 封接结构  
(a)、(b) 陶瓷—金属；(c) 玻璃—金属

### 3.4 真空断路器设计

#### 3.4.1 操动机构

真空断路器性能不仅与真空灭弧室和操动机构有关，也与整机的机械特性配合有关。真空断路器的负载特性如图 4.3-28 所示，其特点是：在触头运动期间，负载不大；触头接触瞬间，负载力有一大的跃变，跃变值等于触头初压力与触头自闭力之和；在接触行程期间，负载力保持很大的值且不断增长。

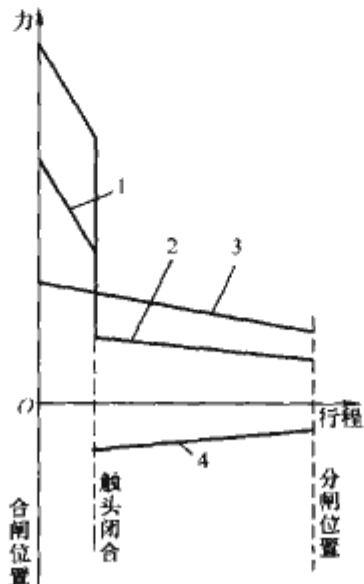


图 4.3-28 真空断路器的负载特性

1—触头弹簧压力；2—总负载力；  
3—分闸弹簧拉力；4—触头自闭力

操动机构的输出特性应与真空断路器的负载特性相匹配，要求在合闸前期（触头运动期间）输出较小的力，在接触行程阶段输出较大的力。

电磁操动机构的输出特性与真空断路器的负载特性比较接近，特性匹配比较容易。用于真空断路器的弹簧操动机构应通过凸轮轮廓线或其他方式使输出特性与真空断路器的负载特性匹配。

真空断路器机械寿命很长，因此用于真空断路器的操动机构也必须有很长的机械寿命。

#### 3.4.2 分合闸速度

真空断路器的合闸速度在较宽的范围内对关合能力几乎没有影响。

在 12kV 真空断路器进行试验，得到在直流电压下真空断路器合闸过程中间隙击穿的特性。但是，实际电寿命试验是在交流情况下进行的，使用直流电压是为了找出规律，便于对交流情况进行分析。

在交流情况下，触头间隙的电压随着时间作正弦变化：从 0→正最大值→0→负最大值→0 循环地变化。对于 50Hz 系统，10ms 交换一次极性。根据直流电压下试验得到的预击穿电压与间隙的关系，从预击穿的固有特性和概率统计，对于交流 12kV 电压等级的真空断路器，在合闸过程中的预击穿机会几乎接近等于零。

研究表明，真空断路器的分闸速度低，产生的平均电弧电压和电弧能量也低。低的分闸速度导致电弧收缩发生前的电流较高，低的平均电弧电压意味着总的电弧能量较低。一般来说，高的电弧能量还意味着发生重燃的危险性较高，但这并不意味着触头分闸速度可以足够低是可取的。当电流过零时，触头间隙必须大到足以承受暂态恢复电压，否则将不

能开断电弧，或在开断后发生重击穿。合适的分闸速度可以给出较低的电弧能量，改进开断特性。

真空断路器的分闸速度允许在较宽范围内变化，一般 12kV 级真空断路器的平均分闸速度为 0.8~1.2m/s，40.5kV 级真空断路器为 1.4~2.5m/s。

真空中合闸预击穿距离很小，因而真空断路器也就不需要高的合闸速度。10kV 级和 35kV 级真空断路器的平均合闸速度分别取 0.4~1m/s 和 0.8~1.5m/s。平均合闸速度一般指在整个触头行程中的触头平均运动速度。

#### 3.4.3 合闸触头弹跳

真空断路器的合闸触头弹跳分为两种状态，高频弹跳和低频弹跳。通常高频弹跳在产品使用中是无害的，因为高频弹跳幅值一般很小，也就是触头分离间隙小，不足以导致电弧熄灭。特别是在带载情况下，带电关合预击穿的电动斥力、触头闭合后的电动吸力（纵向磁场触头结构）、触头关合熔焊均可使合闸触头弹跳部分或全部消失。虽然上述因素对消除低频弹跳同样有帮助，但有些产品合闸触头弹跳幅值大、时间长，由于小电流关合时电动力和触头熔焊影响不大，有可能造成电弧熄灭而导致系统过电压，所以消除低频弹跳是必要的。

合闸触头弹跳有可能影响到触头抗熔焊性能，同时也是设计质量和加工质量、装配质量的具体表现。一般用户要求，合闸触头弹跳不大于 2~3mm。

#### 3.4.4 分闸过行程与分闸反弹

分闸过行程与分闸反弹对真空断路器机械性能和机械可靠性、真空灭弧室的机械寿命危害极大。触头分闸反弹还可能导致弧后重击穿。图 4.3-29 为典型的真空断路器  $s-t$  曲线。分闸过行程相当于加大了真空断路器的触头开距，真空灭弧室的机械寿命随触头开距加大呈指数规律下降。每次分闸产生的多次过行程—反弹振荡相当于多次操作对真空灭弧室寿命的消耗。为了防止触头的过行程和回弹，真空断路器通常设置有分闸缓冲装置。

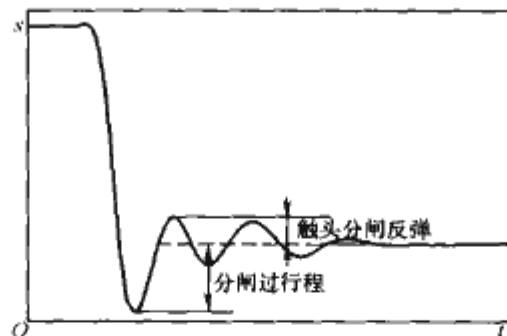


图 4.3-29 真空断路器  $s-t$  曲线

#### 3.4.5 触头压力及接触行程（超行程）

真空断路器全部为对接式触头，这一特点决定了操动系统必须为触头提供适当的触头压力，且传动系统必须有一定接触行程以保证在任何情况下（包括触头受到一定程度的烧损后）触头仍能可靠地闭合，不发生影响分闸操作的熔焊，且能提供合适的分闸速度。

触头压力决定于额定短路开断电流、额定电流、触头材料和传动效率。额定短路开断电流大、触头材料抗熔焊能力差、传动效率低，要求触头压力大些，反之则可小些。

CuCr 触头材料因其抗焊能力差，采用 CuCr 触头材料的真空断路器需要较大的触头压力。额定短路开断电流为 31.5kA、40kA 和 50kA 时所需的触头压力参考值约为 3000N、5000N 和 7000N。对于抗焊能力良好的触头材料，所需的触头压力可能要小得多。



触头压力由螺旋压缩弹簧或碟形弹簧提供,此弹簧在分闸状态时预压力约为终压力的 2/3。较大的预压力有利于减小触头合闸弹跳及在触头烧损时保持触头可靠接触。

接触行程的大小一般相当于触头允许烧损厚度归算到触头弹簧处的长度。近代采用纵磁场触头结构和 CuCr 触头材料的真空断路器的电腐蚀很小,在其寿命期间实际烧损厚度不可能达到其允许烧损厚度,因而接触行程可以取得较小些。

#### 3.4.6 额定触头开距

真空断路器开断电流所需的触头开距往往比承受额定耐受电压所要求的开距小得多,故真空断路器的额定触头开距通常是由触头间隙的绝缘强度,特别是由冲击耐压强度决定的。当触头材料的耐压强度较高(如采用铜—铬材料)时,额定触头开距就可以取得小些。反之,当选用耐压强度较低的触头材料(如铜基触头材料)时,额定触头开距就要选得大些。12kV 级真空断路器的额定触头开距通常在 8~12mm 范围内,40.5kV 级真空断路器在 16~20mm 范围内。

触头合闸弹跳是引起触头合闸熔焊的原因之一。当采用抗焊能力较强的铜基触头材料时,一般不会出现触头熔焊。当触头材料为抗焊能力较差的铜—铬合金时,合闸弹跳时间应尽可能缩短,一般应控制在 3ms 以下或不大于 2ms。

#### 3.4.7 真空灭弧室的绝缘支撑

真空灭弧室的绝缘外壳不能承受大的纵向拉力和剧烈的振动,而真空断路器又要求较大的触头压力。为了防止真空灭弧室的外壳受很大的外力的作用,绝大多数真空断路器都是把真空灭弧室的静端刚性固定在导电构件上,导电构件再固定到牢固的绝缘支撑件上。这样可使静触头所受力(触头压力和操作冲击力)通过导电构件直接传递到绝缘支撑件上,使真空灭弧室外壳基本上不受外力的作用。

真空断路器要求绝缘件具有高的绝缘强度、高的尺寸精度和机械强度,具有较强的抗机械冲击能力。最常用的绝缘材料是玻璃纤维增强不饱和聚酯模塑料、环氧树脂等。

采用绝缘筒、绝缘框架可提高真空断路器的整体刚度和装配精度。由于绝缘筒、绝缘框架可减小相对的、相间的距离,因此真空断路器的体积可缩小;但其缺点是绝缘件的结构复杂,制造成本高。不少真空断路器已采用此类结构。

### 3.5 使用与维护

真空断路器开断能力稳定,电寿命长,能稳定开断额定短路开断电流 30 次以上。在选用真空断路器时,其额定短路开断电流可等于或略小于使用地点的短路电流,不必留大的裕度。

真空断路器运行中出现问题最多的是机械故障。使用中机械部分的定期检查和定期润滑对减少机械故障有重要作用。

#### 3.5.1 真空断路器的电寿命

在国家高压电器质量监督检验中心进行了 12kV 真空断路器额定电压下的电寿命试验。试验电源由同步短路发电机供给,试验电压接近最高工作电压,试验电流范围为 1250~630A,  $\cos\varphi$  取 0.85 左右。实测得到的电弧电压与降低电压法得到的数据基本相同,可见降低电压法与实测法基本上是等价的。

在实测电寿命试验过程中,还进行了触头间隙的预击穿测量,几乎未观察到明显的预击穿现象引起电弧的重燃。这可表明真空断路器额定电流下 10 000 次电寿命对触头产生

的电烧损要远比 30 次额定短路电流开断轻微。真空断路器额定电流下的电寿命远超出想象。

#### 3.5.2 操作过电压及其抑制

在电力系统中,当切断电力电容器组时,由于重击穿会产生过电压;当切断变压器、电抗器、电动机等感性负载时,由于截流和多次重燃等会产生过电压。操作过电压是一种电路的过渡过程现象,且具有随机性,故测量的分散性大。

##### 3.5.2.1 开断感性负载过电压

真空断路器开断小电感电流时,因真空电弧的截流现象,电流可能在电流自然零点前被切断,由此产生截流过电压。截流过电压的幅值  $U_m$  与截流电流  $I_0$  和负载特征阻抗  $Z_0$  的乘积成正比

$$U_m = K Z_0 I_0$$

$$Z_0 = \sqrt{L/C}$$

式中:  $L$  为负载电感;  $C$  为并联于电感上的电容(包括分布电容)的电容量;  $K$  为小于 1 的系数,它决定于负载的工频损耗,对于空载变压器,  $K$  为 0.6 左右。

切断变压器的励磁电流及电动机的空载电流时,容易发生危险的截流过电压。由于空载变压器的电感量很大,相比之下空载电动机的电感量较小,在同样的截流值的条件下,空载变压器负载所产生的过电压要高,危险性也较大。

多次重燃过电压只有在一定的负载条件下才可能发生。真空断路器开断电动机的起动电流时,可能发生多次重燃过电压。负载为电炉变压器时,也可能发生多次重燃过电压。

阻容串联回路 ( $R-C$ ) 可降低截流过电压的幅值、降低多次重燃过电压的上升陡度,有时还能防止多次重燃过电压的发生,因而阻容串联回路对降低变压器负载和电动机负载的过电压均有效。

氧化锌压敏电阻和阀式避雷器只能限制过电压的幅值,不能降低过电压的上升陡度,对保护变压器负载有一定效果,对于防止电动机负载的多次重燃过电压作用不大。

切感性负载已有专用低截流真空断路器和真空灭弧室,用户在产品选型时可以根据使用要求选用专用产品。

应特别注意,提高产品短路开断能力无助于解决操作过电压。

过电压保护方式和元件参数的选择应进行计算确定,保护方式的选用原则列于表 4.3-7,供参考。

表 4.3-7 过电压保护装置的选用

负 载	真空断路器	保护方式
油浸式 变压器	铜—铬触头真空 断路器	一般不需要加额外的保护措施,也可以用阀式避雷器或氧化锌压敏电阻保护
	铜基触头材料真 空断路器	阀式避雷器,氧化锌压敏电阻 $R-C$ 回路 ( $C=0.05\sim0.2\mu F$ , $R=100\sim200\Omega$ )
干式变压器 或频繁操作 的电炉 变压器	铜基触头材料或 铜—铬触头材料的 真空断路器	阀式避雷器,氧化锌压敏电阻 $R-C$ 回路 ( $C=0.05\sim0.2\mu F$ , $R=100\sim200\Omega$ )
电动机	铜基或铜—铬触 头材料的真空断 路器	推荐使用 $R-C$ 回路 ( $C=0.1\sim0.2\mu F$ , $R=100\sim200\Omega$ ), 也可使用氧化锌压敏电阻



### 3.5.2.2 开断容性负载过电压

真空断路器与其他断路器一样，在切断电容电流发生重击穿时，将产生高的过电压。引起这类严重过电压的唯一起因是断路器开断后断口不能提供足够的耐压强度，且重击穿的次数愈多，过电压也就愈高。所以只要不使它有第一次重击穿，就不会有不断上升的过电压。切三相电容器组的情况要复杂些，但是断路器断口第一次熄弧后出现的最大电压值一般不会超过电源电压幅值的3倍。因此，切三相电容器组的真空断路器，其断口耐压应能承受3倍以上的电源相电压幅值，才不至于有第一次的重击穿。经老炼处理的真空灭弧室在三相12kV系统中大多无重击穿（统计表明重击穿低于0.1%）。从运行情况看，这方面的应用已较正常，也比较令人满意。近期，真空断路器的触头材料在这方面的应用已倾向于用耐压高的铜铬合金材料，加之都装设氧化锌避雷器作保护，所以这方面的操作过电压已得到一定程度的限制。40.5kV电压等级真空断路器切三相电容器组重击穿频率依然偏高，应加强老炼和保护。

真空断路器前后两侧都会出现有较高的操作过电压，必

须采取适当的过电压保护措施。如阻容吸收器和氧化锌避雷器以对抑制其高频操作过电压和重燃过电压，条件成熟时可选用切电容器组专用真空断路器。

采用铜基触头材料的真空断路器切合电容器组时重击穿几率偏高，采用铜—铬触头材料时重击穿几率要小得多。

根据长期对真空断路器投切电容器组重燃率进行考核试验及研究，认为真空断路器投切电容器组性能首先取决于真空灭弧室的制造质量，其次同所配断路器的机械特性也密切相关。因此，要提高真空断路器投切电容器组性能必须从提高真空灭弧室制造质量及改善所配断路器机械特性两方面入手。

真空断路器用于投切电容器组时，对分闸反弹极为敏感，一般反弹超标的断路器重燃率均很高，很难通过抗重燃率考核。因此真空断路器一般应设置良好的缓冲装置，对缓冲强度必须合理控制。老炼处理可以明显改善真空断路器投切电容器组性能，使重燃率降至很低的水平。对于40.5kV电压等级，在运行前对真空断路器进行“老炼”处理对降低重燃率已取得了显著的成效。

## 第4章 隔离开关、接地开关

## 1 概述

### 1.1 隔离开关

隔离开关是一种在分闸位置时，触头间有符合规定要求的绝缘距离和明显的断开标志；在合闸位置时，能承载正常回路条件下的电流及在规定时间内异常条件（例如短路）下的电流的开关设备。通常情况下，隔离开关不具有关合和开断其所承载的额定工作电流及短路故障电流的能力；但当回路电流“很小”时，或者当隔离开关每极的两接线端间的电压在关合和开断前后无显著变化时，隔离开关具有关合和开断回路的能力。

隔离开关在线路中，主要用以满足检修和改变回路连接而对线路设置一种安全的、可以开闭的断口。其具体用途如下：

(1) 检修与分段隔离。利用隔离开关断口的可靠绝缘能力,使需要检修或分段的线路相互隔离。为确保检修工作的安全,由接地开关供检修侧接地。

(2) 倒换母线。在断口两端接近等电位的条件下, 带负荷进行分闸、合闸, 变换双母线或其他不长的并联线路的接线。

(3) 分、合带电电路。利用隔离开关断口分开时在空气中自然熄弧的能力, 用来分合很小的电流。例如用以分合套管、母线、不长的电缆等的充电电流以及测量用互感器或分压器等的电流。

(4) 自动快速隔离。快速隔离开关具有自动快速分开断口的性能。这类隔离开关在一定条件下, 与快速接地开关、上一级断路器联合使用, 能迅速隔离已发生故障的设备, 起到防止故障扩大和节省断路器用量的作用。

隔离开关通常由导电闸刀、绝缘子、底架、传动部件及操动机构等部分组成，根据需要也可与接地开关组合。在输配电系统中，隔离开关的用量很大，为了满足不同技术参数及在不同接线和不同场地条件下达到经济、合理的布置，以及适应不同用途和工作条件的要求，发展形成了不同结构形式的众多品种和规格。

## 1.2 接地开关

接地开关是一种用于将回路接地的机械式开关装置。在异常条件下（如短路），可在规定时间内承载规定的异常电流；但在正常回路条件下，不要求承载电流。接地开关在线路中主要用来为检修安全提供可靠接地。

户内用接地开关，大多使用在开关柜中。空气绝缘开关柜中接地开关用于馈线侧，通常要求关合能力（一次配电柜要求与主回路相同短路参数，二次配电柜则往往要求较低关合能力）；而充气柜中三工位隔离—接地开关用于母线侧，以断路器作关合，不要求关合能力。户外用接地开关，大多组合在隔离开关上，一般不具有关合短路电流的能力。只有少量接地开关（如快速接地开关），具有关合短路电流的能力，用以满足与快分隔离开关联合使用等的特殊需要。

## 2 分类

### 2.1 隔离开关

隔离开关的分类见表 4.4-1。

## 2.2 接地开关

接地开关的分类见表 4.4-3。

表 4.4-1

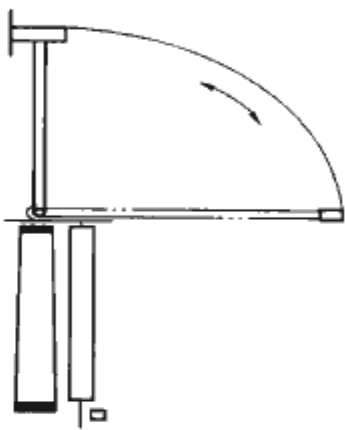
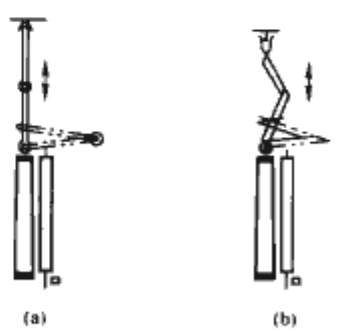
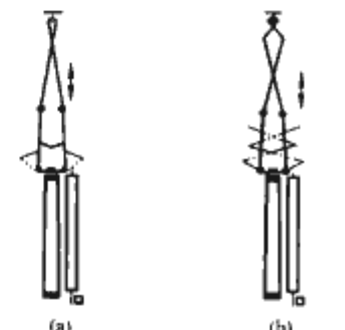
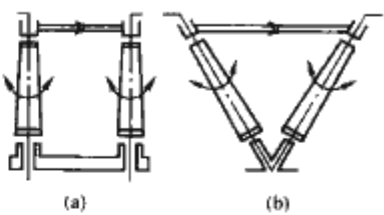
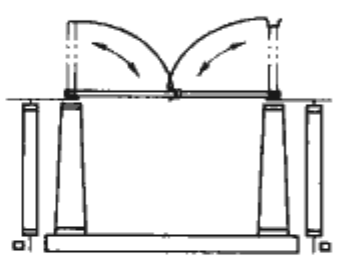
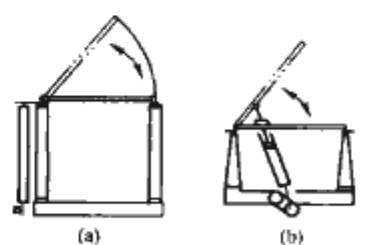
### 隔离开关的分类

序 号	分 类 方 式	类 别
1	按安装场所	敞开式（户内型、户外型）、封闭式（GIS/C—GIS）
2	按组合接地开关状况	不接地、一端接地、两端接地
3	按操作方式	人力操作、动力操作
4	按使用特性	一般输配电用、大电流母线用，变压器中性点用，快速分闸用
5	按机械寿命	M0 级、M1 级、M2 级
6	按支柱绝缘子	单柱式、双柱式、三柱式
7	按结构形式	见表 4.4-2



表 4.4-2

隔离开关按结构形式分类及其特点

序号	结构形式			简 图	特 点			产品范围
					相间距离	分闸后闸刀情况	其 他	
1	垂直断口	单柱式	直臂式		小	一侧占空间大	闸刀运动轨迹大,易于同序号 6 的图(a)通用	GW3
2			偏折式		小	一侧占空间	图(a)适用于架空硬母线 图(b)适用于架空软母线	图(a)为意大利产品 图(b)为 GW6-252G, GW10-550, GW16-550 型
3			对折式		小	两侧占空间	触头钳夹范围大闸刀分闸后的宽度图(a)型大于图(b)型 图(b)型占关节多	图(a)为 GW6 型 图(b)为瑞士产品
4	水平断口	双柱式	平开式 (中央开断)		大	不占上部空间	瓷柱间受较大弯矩和扭矩	图(a)为 GW4 型 图(b)为 GW5 型
5			立开式 (中央开断)		小	占上部空间	每侧都有支持和操作瓷柱	日本产品
6			直臂式		小	上部空间占空间大	图(b)适用于较低电压级	图(a)为 GW2 型 图(b)为 GN19 型, GN13 型

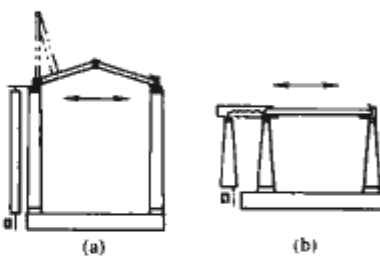
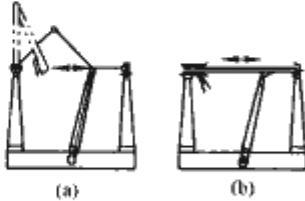
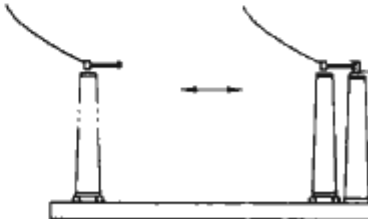
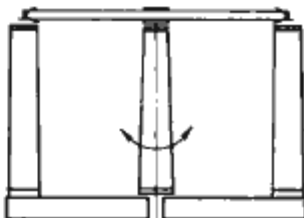
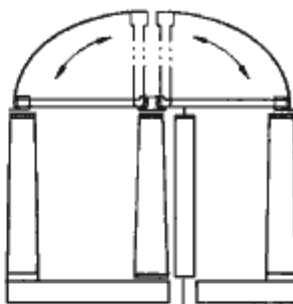
续表								
序号	结构形式			简 图	特 点			产品范围
					相间距离	分闸后闸刀情况	其 他	
7	水平断口	双柱式	瓷柱转动 (或拉动)		小	图(a)占上部空间	图(a)适用于较高电压级 图(b)适用于户内型	图(a)为 GW11 型, GW12 型 图 ( b ) 为 GN21 型
8			瓷柱摆动		小	图 (a) 占上部空间	瓷柱受较大弯矩, 适用于较低电压级	35kV 及以下电压级产品
9			瓷柱移动		小	占上部空间	底座滚动, 瓷柱受较大弯矩, 引线移、摆幅度大	德国产品
10		三柱式	平开式		较小	不占上部空间	纵向长度大, 瓷柱分别受弯矩和扭矩, 易于作组合电器	GW7 型
11			立开式		小	占上部空间	纵向长度大, 闸刀传动结构复杂, 易于作组合电器	德国产品

表 4. 4-3 接地开关的分类		
序 号	分 类 方 式	类 别
1	按安装场所	敞开式 (户内型、户外型)、封闭式 (GIS/C—GIS)
2	按操作方式	人力操作、动力操作
3	按使用特性	一般接地开关、快速接地开关
4	按结构形式	直臂式 (包括直臂回转式和直臂分步动作式)、折叠式
5	按关合能力	E0 级、E1 级、E2 级
6	按机械寿命	M0 级、M1 级、M2 级
7	按装配方式	独立式、附装式

3 结构特点及典型产品

3.1 隔离开关的结构特点及典型产品

隔离开关的结构形式, 按国内外现有产品, 可大致归纳

为表 4. 42 所示的 11 种, 其结构示例如下。

3.1.1 户内隔离开关

3.1.1.1 一般配电隔离开关

这类隔离开关的使用电压一般不高 (35kV 及以下), 体积较小, 三相常装在同一底座上, 主要装设在配电柜中。为



了缩小相间距离, 闸刀都装在垂直面上运动。其结构形式多样, 以图 4.4-1 为例介绍如下:

(1) 一般型。如图 4.4-1 (a) 所示, 该形式为典型的传统结构形式, 两端的出线端在同一水平面上。

(2) 套管出线型。如图 4.4-1 (b) 所示, 其一端采用套管, 改变了出线方向。根据需要, 亦可两端采用套管。

(3) 双断口型。如图 4.4-1 (c) 所示, 它不同于传统的结构形式, 采用旋转式套管结构, 绝缘套管由主轴或旋转框架带动作旋转运动。套管两端为闸刀, 结构分别与上、下静触头形成双隔离断口。

在图 4.4-1 (b) 中, 还附有接地开关, 根据需要, 其他形式的户内隔离开关, 都可同样在其一端或两端附装接地开关。

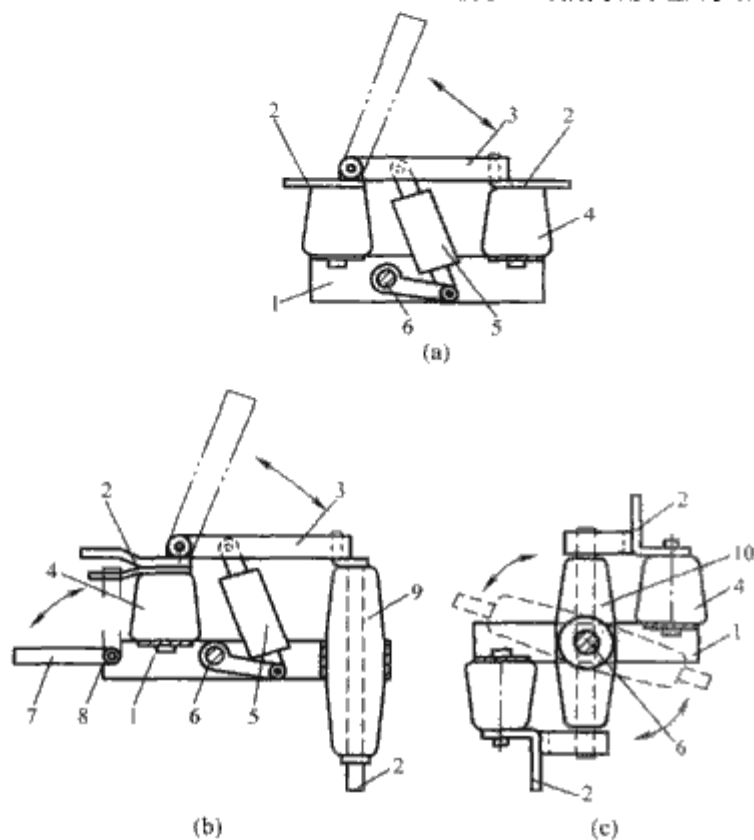


图 4.4-1 配电用户隔离开关简图

(a) 一般型; (b) 套管出线型; (c) 双断口型

1—底座; 2—接线端; 3—主闸刀; 4—支柱绝缘子; 5—操作绝缘子; 6—操作轴; 7—接地闸刀; 8—接地操作轴; 9—套管; 10—绝缘架式回转闸刀

### 3.1.1.2 大电流母线隔离开关

额定电流在 10 000A 以下的产品, 基本外形与图 4.4-1 (a) 相同, 但其导电部分由多把闸刀并联构成, 故通流能力很大, 但由此增大了分合操作力。部分产品为了减轻操作力, 在闸刀上加装了省力机构; 在分闸时使闸刀动触头先与静触头脱离接触, 然后举起闸刀; 在合闸时, 使动触头先落到合闸终了位置, 然后夹紧静触头, 保持两者可靠接触。

额定电流在 10 000A 以上的大电流母线用的隔离开关, 通常与封闭母线连接, 其结构如图 4.4-2 所示, 图中管状触头由伞齿轮与螺杆减速系统传动, 作水平直线运动。

### 3.1.2 户外隔离开关

#### 3.1.2.1 双柱式户外隔离开关

图 4.4-3 所示为常见的双柱式户外隔离开关结构。其主触头位于闸刀中央, 分合时双柱同时旋转, 分闸后形成水平断口。II 形和 V 形两种结构主要是底座不同。V 形结构, 易于满足特殊方式 (如任意角度倾斜) 安装的要求, 但其使用电压一般不大 110kV。

#### 3.1.2.2 单柱式户外隔离开关

这类隔离开关的静触头悬挂在架空母线上, 分闸后出现

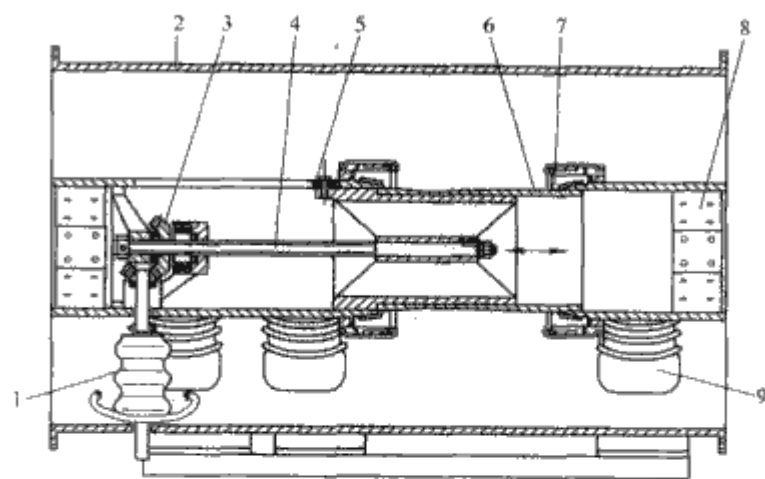


图 4.4-2 大电流 (10 000A 以上) 母线隔离开关

1—操作绝缘子; 2—封闭外壳; 3—伞齿轮; 4—螺杆; 5—导向滚轮; 6—动触头; 7—触指; 8—接线端; 9—支持绝缘子

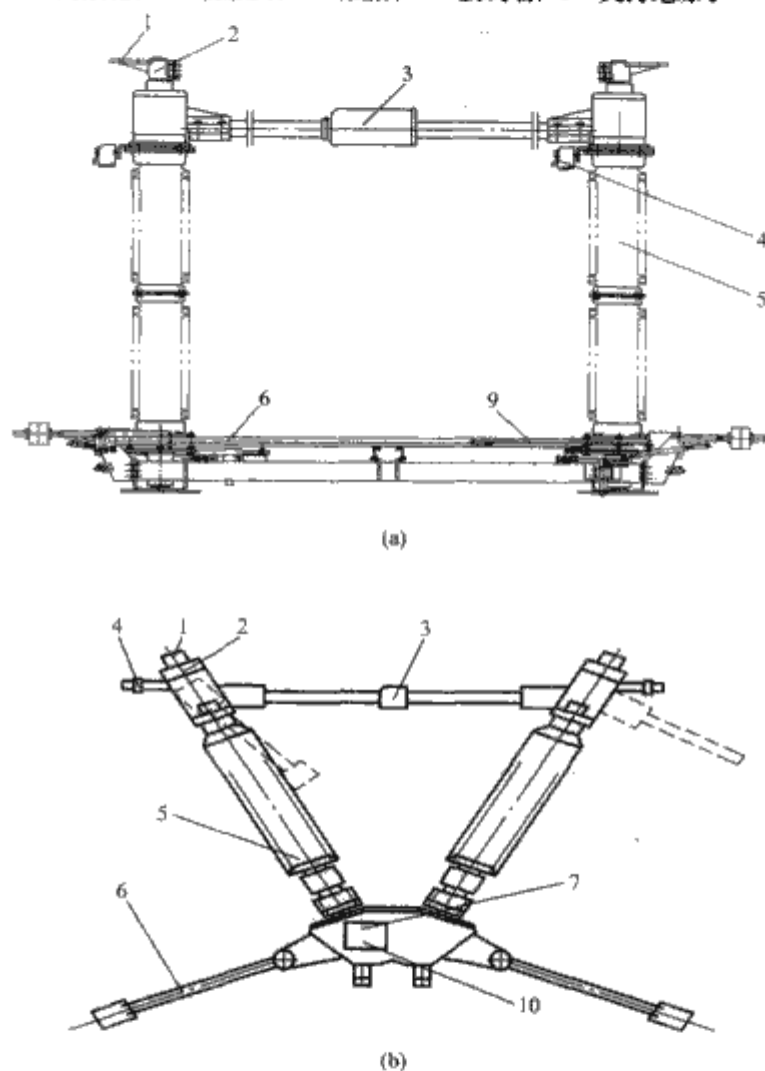


图 4.4-3 双柱式户外隔离开关结构

(a) II 形; (b) V 形

1—接线端; 2—出线座; 3—主触头; 4—接地静触头; 5—棒形绝缘子; 6—接地闸刀; 7—轴承座; 8—底座; 9—反向连杆; 10—伞齿轮

垂直断口, 其结构形式常按导电闸刀外形的明显不同, 分为对折式和偏折式两类。对折式国内有 GW6 型产品; 偏折式国内有 GW10 型、GW16 型产品, 最高电压达到了 550kV。

(1) 对折式结构。GW6-252 型单柱对折式隔离开关如图 4.4-4 所示。图中箭头示明合闸过程。动、静触头在合闸位置时, 由于弹性装置中的弹簧始终受到压缩, 从而获得稳定的接触压力。GW6-550 型单柱对折式隔离开关结构 (见图 4.4-5) 与 GW6-252 型稍有不同, 其接触压力是直接利用导电闸刀自身良好的弹性获得的, 因而不设弹簧装置; 此外, 其导电闸刀有并列的两套折架构成, 因而额定电流可达 4000A。

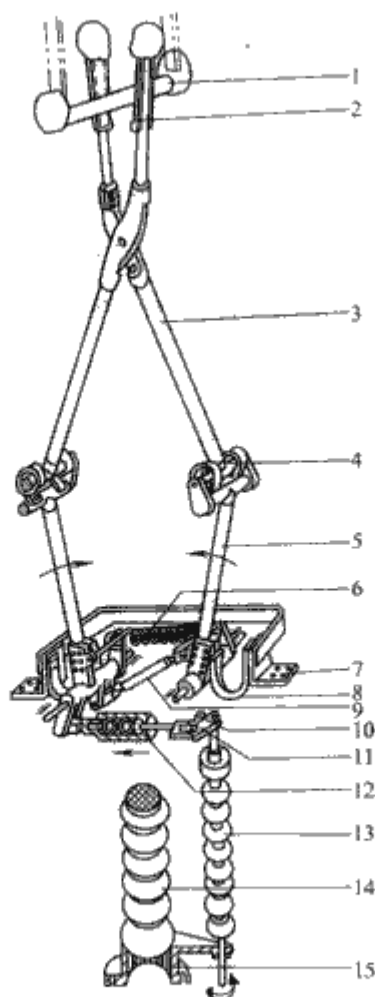


图 4.4-4 GW6-252 型单柱对折式隔离开关结构图  
1—静触头；2—动触头；3—闸刀上杆；4—活动关节；5—  
闸刀下杆；6—平衡弹簧；7—出线座；8—导电带；9—反  
向连杆；10—限位挡；11—转动臂；12—弹性装置；13—  
操作瓷柱；14—支持瓷柱；15—底座

静触头装在架空软母线上使用的单柱隔离开关，要求动、静触头都十分长，以便在母线随气温、风力等影响而有较大幅度变动时，仍能可靠接触和顺利合闸。对折式结构的隔离开关触头夹钳范围（接触区）大，易于满足这一要求。

(2) 偏折式结构。法国的 SSP 型和我国的 GW10 型、GW16 型都采用如图 4.4-6 所示偏折式结构。图中箭头表明合闸过程。由于齿轮与上导电杆固定为一体，当齿条牵动齿轮时，上导电杆便相对于下导电杆作伸张或折缩动作。

### 3.2 接地开关的结构特点及典型产品

(1) 户内接地开关、有与隔离开关组合式和独立式接地开关两类，其额定电压不高，结构形式一般为直臂回转式结构，大多具有关合短路电流的能力。国内现有的 JN1 型、JN2 型、JN3 型和 JN4 型等系列接地开关，可以满足 40.5kV 及以下电压等级的使用需要。常见结构外形见图 4.4-5。

(2) 户外接地开关、大多附装在隔离开关、互感器（敞开式组合电器中）等电器设备上，作为独立式接地开关，通常用来配合单柱式隔离开关实现上层母线接地。目前在结构形式上主要有直臂式（包括直臂回转式和直臂分步动作式）和折叠式两种。

1) 直臂式。直臂回转式接地开关具有结构简单、性能可靠、易于维护等特点，其导电杆运动轨迹为垂直面内做回转运动。合闸时阻力臂为导电杆长度，对于高电压等级，易造成操作力矩过大，因此通常使用于 252kV 及以下电压等级，国内有 JW1 系列产品。直臂分步动作式接地开关由于

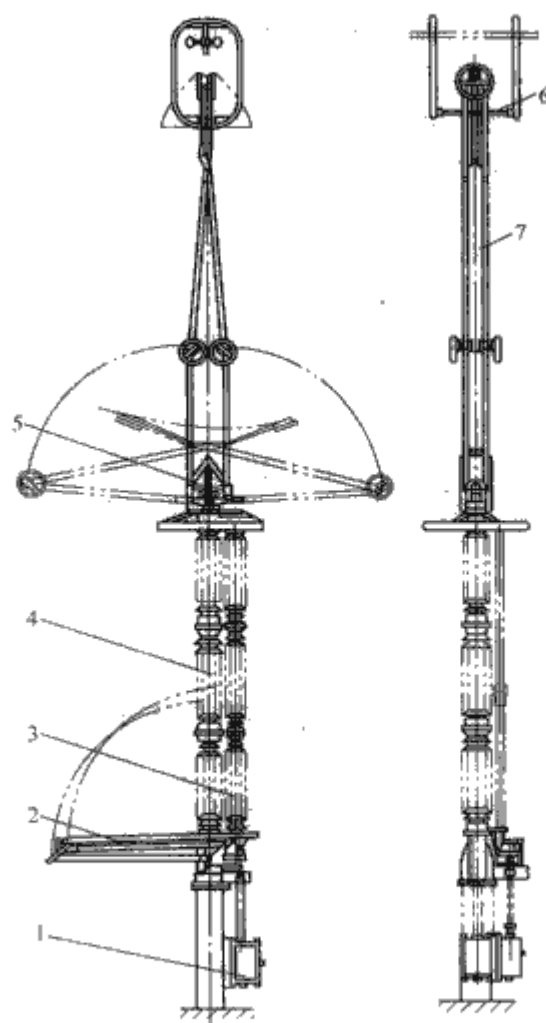


图 4.4-5 GW6-550 型单柱对折式隔离开关结构图  
1—操作机构；2—JW4 型接地开关；3—操作瓷柱；4—支  
持瓷柱；5—传动机构；6—触头；7—导电闸刀

采用了回转加直线运动，合闸时导电杆先在垂直面内做回转运动，当动触头接触到静触头限位后，运动变成直线向上插入静触头，完成合闸。此时阻力臂为导电杆轴线到转轴中心（较小），有效降低了操作力矩。该形式接地开关国内有 JW2、JW6 等系列，电压等级可达到 800kV。直臂分布动作式接地开关的结构如图 4.4-7 所示。

2) 折叠式。折叠式接地开关具有外形尺寸小，占用空间少，便于电站布置，但结构相对直臂式复杂。在超高压及特高压级，常采用折叠式结构，国内有 JW3 型、JW4 型和 JW5 型等系列产品。折叠式接地开关结构如图 4.4-8 所示。

## 4 设计要求

### 4.1 基本参数和性能要求

(1) 产品的设计参数和总体结构应满足 GB 1985—2004《高压交流隔离开关和接地开关》以及产品具体使用要求。

(2) 隔离开关的断口，应使得一侧接线端到另一侧接线端之间没有危险的泄漏电流通过，而任何泄漏电流应可用对地连接方法将其引入大地。

(3) 隔离开关的断口绝缘耐压水平，须高于对地绝缘耐压水平，一般高出 10%~15%，以保证在使用中不发生断口被击穿的现象。

(4) 隔离开关和接地开关应能可靠通过峰值耐受电流和短时耐受电流。在通过这一电流时应不会引起触头分离、熔焊以及任何零部件的损伤。

(5) 隔离开关和接地开关在重力、风力、振动、合理的冲击或意外的碰撞其连杆的条件下，应不会变动其分闸位置与合闸位置。

(6) 组合在隔离开关上的接地开关与隔离开关之间应能



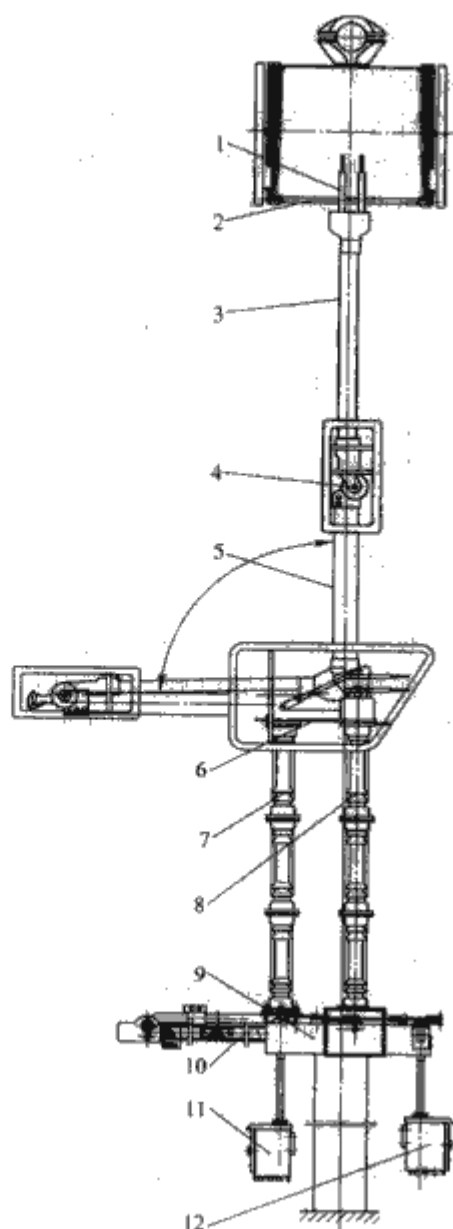


图 4.4-6 偏折式单柱隔离开关结构图

- 1—动触头；2—静触头；3—上部导杆；4—连轴节；  
5—下部导杆；6—底座；7—操作瓷柱；8—支持瓷柱；  
9—底座；10—接地开关；11—隔离开关操动机构；  
12—接地开关操动机构

机械联锁和电气联锁，保证隔离开关合闸时接地开关不能合闸，而接地开关合闸时隔离开关不能合闸。

(7) 户外用的产品，须适应户外的气候条件，包括在覆有一定厚度冰层的情况下仍能顺利地分闸与合闸。其端子负荷，除受静态机械负荷外，应考虑到风力和电动力的同时施加。额定端子静态机械负荷的大小与结构形式和额定电压、电流有关，具体数值见 GB 1985—2004。

(8) 隔离开关和接地开关在分合闸过程中，为确保动、静触头正确接触，应根据运行条件及外部机械负荷来设计绝缘子的抗弯强度，并确定动、静触头的结构。

(9) 人力操作的隔离开关和接地开关，如果操作多于一圈，操作力应不大于 60N，并且在最多为需要的总圈数的 10% 内，操作力的最大值允许为 120N；如果操作在一圈内，操作力应不大于 250N，且在转角最大为 15° 的范围内，操作力的最大值允许为 450N。

(10) 附装在水平断口隔离开关上的接地开关，应注意带电部分与接地闸刀顶端运动轨迹之间的距离，使之不小于应有的对地绝缘距离，满足操作时最不利位置的绝缘水平（工频试验电压见 GB 1985），以避免接地闸刀在分合过程中造成带电部分对地闪络。

(11) 产品导电回路的电阻值，应长期保持稳定。为此，应注意做到：合理选用材料，防止接触面的电腐蚀；尽量减

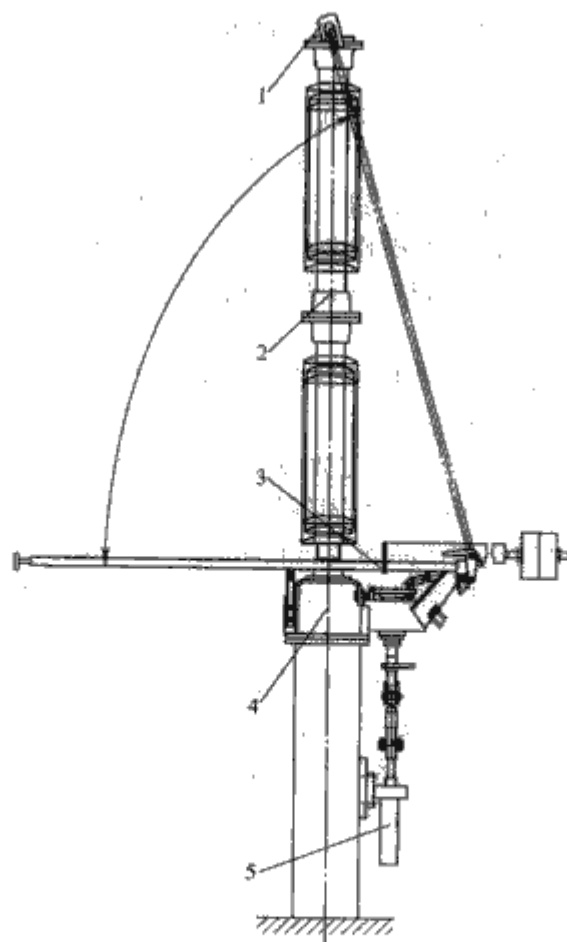


图 4.4-7 直臂分步动作式接地开关结构图

- 1—静触头；2—支柱绝缘子；3—接地闸刀；4—底座；5—操动机构

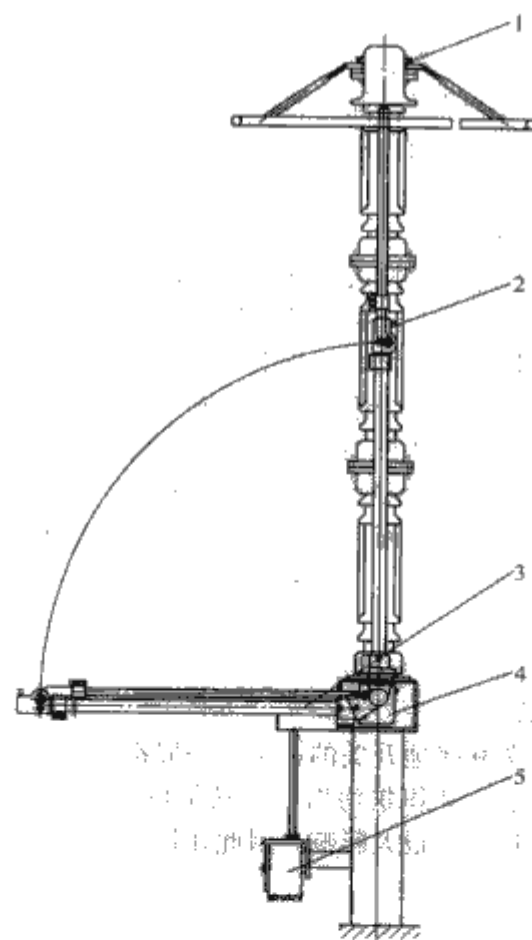


图 4.4-8 折叠式接地开关结构图

- 1—静触头；2—支柱绝缘子；3—接地闸刀；4—底座；5—操动机构

小过渡连接以及多用固定连接和焊接。

(12) 对于多路架空输电线布置，额定电压在 72.5kV 及以上的接地开关，应具有一定开合电磁感应电流和静电感应电流的能力。其开断电流的标准值（额定感应电流和额定感应电压）参见 GB 1985。

(13) 隔离开关应具有明显的断开点，以清楚简便地鉴别电器是否与网络断开。

(14) 配电动机、气动或液压操动机构的隔离开关和接地开关，当电源电压、气（液）源压力在其额定值 85%~110%之间时，都能正常进行分、合闸操作。同时对动力操动机构也要求有人力操作装置，且当人力操作装置（如手柄）接到动力操动机构上时能保证操动机构控制电源安全断开。

(15) 隔离开关和接地开关可动部件与其底座之间的铜质软连接的截面积应不小于 50mm<sup>2</sup>，且底座上应设置标有“保护接地”的适用于规定故障条件的接地端子，该端子有一直径不小于 12mm 的紧固螺钉或螺栓用来连接接地导体。如果操动机构不与产品的金属底座安装在一起，并在电气上没有连接时，则操动机构上也应提供标有保护接地符号的接地端子。

(16) 隔离开关不应在最高电压下的晴天夜晚出现可见的电晕。高压带电金属件的外表应光滑平整。

(17) 隔离开关和接地开关在承受额定端子静态机械负荷时应能可靠合闸和分闸。

4.2 绝缘结构

4.2.1 对地绝缘

户外产品的对地绝缘，通常采用实心的户外型棒形瓷绝缘子。在 220kV 及以上电压级，常采用多个绝缘子串叠成的单根瓷柱。在超高压级，除采用高强度瓷质的单根瓷柱外，还采用由多根瓷柱组合而成的立柱或三脚架，以此满足大的抗振和重载的要求。

户内产品，除采用瓷质的户内型绝缘子外，还可采用由环氧树脂、环氧玻璃布板、不饱和树脂压塑料等材料制成的绝缘构件。

4.2.2 均压措施

由多个绝缘子串接成的绝缘支柱，其各节所承受到的电压并不相等。以由 3 个相同的棒形绝缘子组成的绝缘支柱为例，其结果是上节最大，中节次之，下节最小。为使得电压分配均匀，以提高整个绝缘支柱的放电电压，通常采取的办法是在绝缘柱上端装设均压环。这一方法的均压效果，与均压环的形状、大小和安放高度有关。此外，在不增加总高度的情况下，加长最上面一节绝缘子，对提高放电电压也会有明显效果。

4.3 导电结构

4.3.1 触头

隔离开关和接地开关的触头，一般都暴露在大气中，接触表面易受氧化和积集污垢，尤其是户外产品，还受冰雪、风力和导线拉力等很大影响，因此在设计触头时应注意满足如下要求：

(1) 有自清洗和自调整能力。触头在闭合过程中，相互接触的表面最好能相对摩擦，以清除污垢。此外，当触头位置有一定程度的偏斜时，各接触点应仍保持良好接触。

(2) 有足够长度的接触范围。触头的接触范围应适应断口距离的变化。为此，触头的接触表面需有足够的接触长度，以避免脱离接触（当断口距离变大时）或接触不良。

(3) 有可靠的导向功能。动、静触头在闭合前的位置，因有可能出现较大的相对偏差，因此须有导向装置，以确保动触头顺利地进入（或钳住）静触头。

(4) 防止电弧烧伤正常接触表面。隔离开关在开断小电流、母线转换电流时都会有电弧产生。如果设计不当，会烧伤触头的正常接触表面，因此，必要时应采取措施（如加装引弧棒等），转移弧根，加速熄弧。

4.3.2 导电活动关节结构

中央开断的双柱式隔离开关，其出线座是一个常见的导电活动关节，它使接线端与导电闸刀之间既能相对自由转动，又能可靠通过电流。其中作为电的过渡元件，常采用导电带或导电触指。

(1) 导电带。它用多层紫铜薄片或编织线制成。对其长度和卷曲形状，要根据出线座的整体结构、相邻元件的活动状态合理布置确定。

(2) 导电触指。主要有滑动式和滚动式两类。采用导电触指，可使结构紧凑，但接触点须设法保持清洁。尤其是滚动触指，须采取措施，将其可靠密封。

常用出线座的结构及其特点，见表 4.4-4。

有些导电活动关节，在电的过渡连接上还可采用活动式触头，即在合闸位置触头完全接通；在分闸位置时触头分离，但机械铰链状态不变。

4.4 机械结构

4.4.1 导电闸刀及其传动结构

导电闸刀及其传动结构，如果设计不当，在分合过程中常会出现很大的操作力矩，这种力矩的高峰值通常出现在动静触头闭合和分离的过程中（尤其在覆冰情况下）以及闸刀开始向上举起的一段行程内（对垂直断口产品）。

减小动静触头闭合或分离时产生的操作力矩的方法，通常是运用机械原理中的死点效应或通过分步动作来改变力臂长度。此类闸刀的导电省力传动结构示例见表 4.4-5。

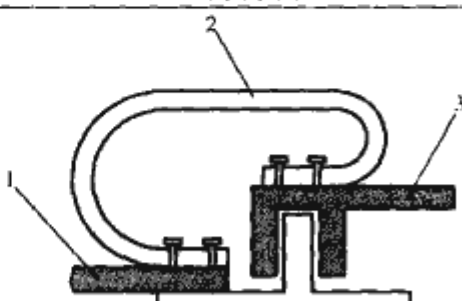
对于垂直断口用的导电闸刀，解决其自身重力引起的过大的操作力矩的方法是：

(1) 采用轻质高机械强度的材料（如铝合金）制作闸刀。

(2) 加装平衡装置，用重锤或弹簧来抵消闸刀重力的不良影响。

接地开关的导电闸刀，与垂直断口隔离开关的导电闸刀基本相同。此类导电闸刀的机械结构原理示例见表 4.4-6。

表 4.4-4 常用出线座的结构及其特点

形式	示例简图	特点	备注
导电带 敞露式		结构简单，无活动接触点， 导电带不易受损，体积大	1—导电闸刀 2—导电带 3—出线端 4—Z形触头 5—触头弹簧 6—滚轮状触头



续表			
形式	示例简图	特 点	备 注
导电带罩封式		无活动接触点，导电带不易受损，体积大	1—导电闸刀 2—导电带 3—出线端 4—Z形触头 5—触头弹簧 6—滚轮状触头
滑动连接式		体积小，触头的自清洗能力强，但扭转阻力矩也随之增大	
滚动连接式		体积小，转动灵活，但触头的自清洗能力较差，密封性要求严	

表 4. 4-5 导电省力传动结构示例

序号	结构与动作示例		适用类型	省力原理	特 点
	触头闭合前	触头闭合过程			
1			双柱式	死点效应	省力倍数大，闸刀在一个平面上转动
2			三柱式		省力倍数小，闸刀在一个平面上转动
3			直臂式		省力倍数大，闸刀在一个平面上转动（合闸时先随转轴转动，随后轴向平移）
4			三柱式		
5			直臂式		

注 1. 图中：A—活动关节，B—限位件。  
2. 图中箭头示明合闸运动方向，分闸时方向相反。

#### 4.4.2 轴承座结构

对于中央开断式的双柱隔离开关,其轴承座支承了整个导电系统和绝缘支柱的全部重量以及引线拉力、风力等产生的弯矩。为使合闸后的触头能始终保持正常接触面不被拉开,同时能顺利传递操作力矩,因此要求轴承座结构稳固、转动灵活。对于供大操作力矩用的轴承座,最好设置滚动轴承,以减小摩擦力矩。

轴承座通常采用密封结构,以提高长期运行的可靠性。对需要经常润滑的轴承,应设置润滑装置(润滑孔)。

用于高寒地区的户外产品,应采用防冻润滑脂,并因不同材质线膨胀系数的不同,对重要的配合间隙、大尺寸构件间的相对位置进行合理配置。

#### 4.4.3 闸刀平衡装置

如果开关的运动系统在分合过程中因其重心有明显升降而导致过大操作力时,则应设置平衡装置。

平衡装置中常用重锤或弹簧作为储能元件。重锤通常被用于结构简单的直臂式闸刀。弹簧因其易于在任意位置设置,故用得比较普遍,其设置部位参见表4.4-7,另外,还可参见表4.4-6中示意图,装在闸刀中部(且隐蔽在闸刀管内)或其他适当部位。

闸刀平衡力矩算式见表4.4-7,可供设计平衡装置参考用。表中:补偿能量是为使闸刀达到平衡,需要储能元件具备的最大储能量;平衡力矩是为使闸刀达到平衡,在O轴上所需的力矩值。

为便于计算和表达,表4.4.7的式中采用了替代重力,此即将闸刀重力替换为在几个替代点上的集中重力。其替换原则是保持替换前后两者的总重力不变以及对替代点产生的重力矩不变。以表中直臂式闸刀为例,如闸刀杆总重为W,重心在G点,则替换到O点和a点的替代重力分别为 $W_O$ 和 $W_a$ 。

$$W_O = W - W_a$$

$$W_a = \frac{l_G}{l} W$$

式中: $l$ 为c点到a点的距离; $l_G$ 为O点到G点的距离。

对于结构复杂的闸刀,其替代重力的计算方法是将整体拆散成单件,每个单件按上述方法计算,然后将同一替代点上所得的各单件的替代重力进行相加。

### 5 选用导则

#### 5.1 选用的条件和要求

选择隔离开关和接地开关时,应考虑以下条件和要求:

- (1) 正常电流负荷和过负荷情况。
- (2) 存在的故障条件。
- (3) 有变电站设计得出的端子静态和动态机械负荷。
- (4) 与隔离开关或接地开关连接用的导线,或悬挂分离触头用的导线,是硬导线还是软导线。
- (5) 环境状况(气候、污秽等)。
- (6) 变电站的海拔。
- (7) 所要求的操作性能(机械寿命)。
- (8) 开合要求(隔离开关开合母线转换电流,接地开关开合感应电流,接地开关的短路关合能力)。

应考虑到整个系统将来可能的发展,隔离开关或接地开关不仅要适合当前的要求,而且要适合将来的要求,选择隔离开关时应留有一定的裕度。

#### 5.2 正常运行条件下额定值的选择

- (1) 额定电压和额定绝缘水平的选择。
- (2) 额定电流的选择。
- (3) 额定接触区的选择。
- (4) 额定端子机械负荷的选择。
- (5) 72.5kV及以上隔离开关母线转换电流开合能力的选择。
- (6) 72.5kV及以上接地开关感应电流开合能力的选择。
- (7) 当地的环境状况。
- (8) 地震条件。
- (9) 使用于高海拔地区。
- (10) 短时耐受电流和短路持续时间的选择。
- (11) 峰值耐受电流和短路关合电流的选择。
- (12) 其他要求事项。

### 6 使用与维护

隔离开关与接地开关的运行,应符合产品安装使用说明书中的有关规定和运行规程。在使用过程中,通常需要对产品进行一定的检查和维护,尤其是对重要的或易磨损的部件,其检修频率应考虑以下因素:操作次数,使用时间,使用过程发生异常情况,环境条件等。检查和维护的范围、程度、方法等应按制造厂提供的说明书及运行规范来制定。如需变动,应征得制造厂家的许可。

运行中的产品检修与维护(一定年限或一定操作次数)的周期与内容根据不同形式的产品及使用情况而不同。检修内容通常包括以下方面:

#### 6.1 电接触性能

- (1) 触头弹簧长期使用后,弹力可能减小,应定期检查和维修。
- (2) 接线端受力大小和方向,会影响触头的接触。因此,接上引线后,要检查触头的接触情况,将触头的接触点调整在触头允许接触范围的中部位置上,并使每个触指都可靠接触。

#### 6.2 机械操作性能

- (1) 产品的传动杆件,在安装调整时必须注意相对位置的正确性,使连接后的相对角度、尺寸等符合产品规定的要求,以达到合闸、分闸过程中各极同步和终点位置正确。
- (2) 产品经长期运行后,操作力会因润滑油脂干固、轴销生锈等原因而逐渐增大,故应定期检查各活动关节处的情况,及时清理和改善润滑。
- (3) 在寒冷地区使用的产品,应注意各种连接管子内部以及瓷件与法兰连接处是否积水,以防止因结冰而造成破损。

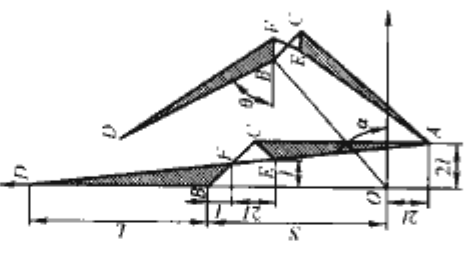
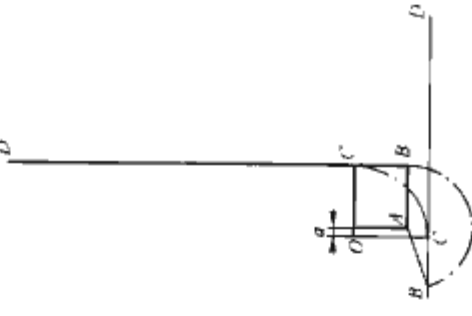
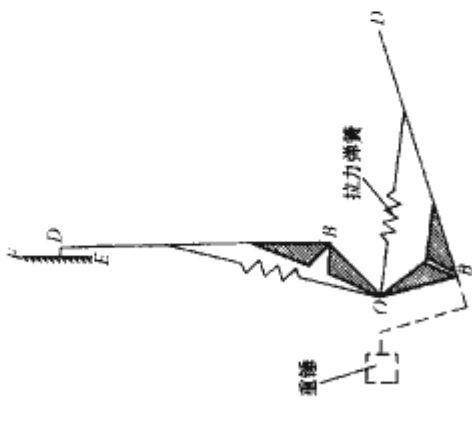
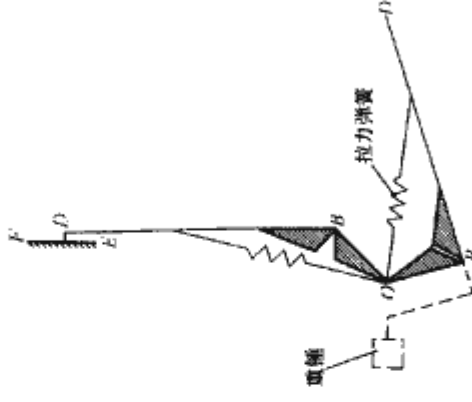
#### 6.3 快速接地开关的几种使用方式

快速接地开关通常装在降压变压器的高压侧,当受电端发生故障,但电流不大而不足以使送电端断路器动作时,快速接地开关能自动合闸,造成人为接地短路,使送电端断路器分闸,排除故障。

快速接地开关适用于用在容量较小的电网分支线路和终端的降压变电所。其使用方式及特点见表4.4-8。



表 4.4-6 折叠与伸缩式接地开关导电闸刀的机械结构原理示例

类 别	连板传动式	齿条传动式	连板传动式	齿条传动式
结构原理				
触头运动轨迹	<p>简图说明 与基本算式</p> <p><math>O, A</math> 为转轴, <math>B, E, C, F</math> 为转销, <math>\triangle DBF</math> 为上导电杆, <math>OB</math> 为下导电杆, <math>\triangle AEC</math> 为撑杆, <math>BC, FE</math> 为连板, <math>OB=AC=S, OA=BC, BF=EC=\sqrt{2}L</math></p> <p><math>v = S \sin \alpha + L \sin \theta</math></p> <p><math>\theta = 90^\circ - \arccos \frac{2(1 - \cos \alpha)}{\sqrt{5 - 4 \cos \alpha}} + \arccos \frac{2 - \cos \alpha}{\sqrt{5 - 4 \cos \alpha}}</math></p>	<p><math>O, A</math> 为转轴, <math>B, C</math> 为转销, <math>DB</math> 为导电杆, <math>OC, AB</math> 为转臂结构尺寸, 根据触头的插入深度、允许偏差与插入力的要求确定 <math>r</math></p> <p><math>R = r + a</math></p> <p>一般产品取值 <math>a \approx \frac{1}{8}r</math></p> <p><math>x = S \cos \alpha - L \cos \theta</math></p> <p><math>\theta = \frac{180^\circ}{\pi} \left( \sqrt{S^2 + R^2 - r^2} - 2SR \sin(\alpha + \beta) - \sqrt{S^2 + R^2 - r^2 - 2SR \cos \beta} \right) - \alpha</math></p>	<p><math>O</math> 为转轴, <math>B</math> 为转销, <math>OB</math> 为导电杆 拉力弹簧的拉力应足以使 <math>DB</math> 和 <math>OB</math> 在全行程内部都相互抱紧 <math>FE</math> 为限位平面</p> <p>迹线由近似直线 <math>DE</math> 和圆弧 <math>EM</math> 构成</p>	<p><math>O</math> 为转轴, <math>B</math> 为转销, <math>OB</math> 为导电杆 拉力弹簧的拉力应足以使 <math>DB</math> 和 <math>OB</math> 在全行程内部都相互抱紧 <math>FE</math> 为限位平面</p> <p>迹线由直线 <math>DE</math> 和圆弧 <math>EM</math> 构成</p>
产品实例	隔离开关(水平断口): GW12 系列 接地开关: JW4 系列	隔离开关: 垂直断口: GW10, GW16 水平断口: GW11, GW17 接地开关: JW3-500	接地开关: JW5 系列	接地开关: 类似于 JW2 系列

注 1. 简图示明两种状态, 合闸前与合闸位置。  
2. 也可用垂直簧替代拉力弹簧。

表 4.4-7 平衡力矩算式

序号	1	2	3	4	备 注
名称	偏折式闸刀	水平伸缩闸刀	直臂式闸刀	对折式闸刀	
简图					
补偿能量	$E = (W_a + 2W_b)l(\sin\alpha - \sin\alpha_0)$	$E = W_a l (\sin\alpha - \sin\alpha_0)$	$E = W_a l (\sin\alpha - \sin\alpha_0)$	$E = (W_a + W_b)l_1(\sin\alpha - \sin\alpha_0) + W_b \left[ \sqrt{l_2^2 - (a + l_1 \cos\alpha)^2} - \sqrt{l_2^2 - (a + l_1 \cos\alpha_0)^2} \right]$	$W_O, W_a, W_b \text{— 替代重量}$ $\alpha_0 \text{— } \alpha \text{ 的起始角}$ $M \text{— 在“O”轴上所需的平衡力矩}$ $G \text{— 重心}$
平衡力矩	$M = (W_a + 2W_b)l \cos\alpha$	$M = W_a l \cos\alpha$	$M = W_a l \cos\alpha$	$M = (W_a + W_b)l_1 \cos\alpha + W_b l_1 \frac{(a + l_1 \cos\alpha) \sin\alpha}{\sqrt{l_2^2 - (a + l_1 \cos\alpha)^2}}$	
产品实例	GW6-220G, GW10	GW11, GW12	JW1 系列	GW6 系列	



表 4.4-8 快速接地开关的使用方式及特点

使用方式	简 图	动作顺序	主要特点	备 注
单独使用		T1 出现故障→QFE 合→QF 分	只用于进线上无支线的终端变电站 T1 故障时，QF 需分闸，但不重合闸	QFE—快速接地开关 T—变压器 QFD—快分隔离开关 FU—熔断器 QF—送电端断路器
与快分隔离开关联合使用		T1 出现故障→QFE 合→QF 分→QFD 分→QF 重合，对 T2、T3 恢复供电	可用于进线上有支线的变电站 T1 故障时，QF 需分闸，且需重合闸 接地开关、QF 与隔离开关三者间必须按规定顺序配合动作	
与高压熔断器联合使用		T1 出现故障→JD 合→FU 切断	可用于进线上有支线的变电站 T1 故障时，QF 不动作可放宽对熔断器熔化特性的要求	

第 5 章 负荷开关、接触器及其组合电器

1 负荷开关

1.1 概述

负荷开关是指能关合、开断及承载运行线路正常电流(包括规定的过载电流),并有一定的关合短路电流能力的开关设备。

负荷开关目前是高压电器中灭弧方式最多、结构类型最多的产品之一,特别在中压领域中,负荷开关大量用于负荷开关柜和环网供电单元、箱式变电站、配网自动化系统中,随着城乡电网新一轮升级改造,高压直接深入负荷中心,形成高压受电→变压降压→低压配电格局,是经济实用型产

品。近十几年来,除油负荷开关和磁吹负荷开关淘汰外,产气式、压气式、真空式、SF<sub>6</sub> 式负荷开关都在不断发展,使用范围日益扩大,如需要切电容器组用负荷开关、发动机母线连接用大电流的负荷隔离开关、频繁操作型隔离负荷开关、高电压切容性小电流的隔离开关切断器、特殊组合型负荷开关等,并且向高电压领域 72.5~126kV 级负荷开关发展。负荷开关及组合电器已成为配电系统重要的控制和保护设备之一。

现代负荷开关有两个明显的特点:①具有三工位,即合—分—接地;②操作可靠,适应多种布置方式,性价比高。

用于输配电系统的通用负荷开关的功能及试验条件见表 4.5-1。

表 4.5-1 通用负荷开关的主要功能及试验条件

代 号	功 能	试验电压	试验电流	操作循环的次数 <sup>①</sup>		
				E1 级	E2 级	E3 级
1	合—分额定有功负载电流 $I_1$	$U_r$	$I_1$	10	30	100
			$0.05 I_1$	20	20	20
2	合—分闭环开断电流 $I_{2a}$	$0.20 U_r$	$I_{2a}$	10	20	20
3	合—分电缆充电开断电流 $I_{4a}$	$U_r$	$I_{4a}$	10	10	10
			$(0.2\sim0.4) I_{4a}$	10	10	10
4	合—分线路充电开断电流 $I_{4b}$	$U_r$	$I_{4b}$	10	10	10
5	关合短路关合电流 $I_{ns}$	$U_r$	$I_{ns}$	2	3	5
6	合—分接地故障开断电流 $I_{6a}$	$U_r$	$I_{6a}$	10	10	10
7	合—分接地故障条件下的电缆充电和线路充电开断电流 $I_{6b}$	$U_r$	$I_{6b}$	10	10	10

注  $U_r$  为负荷开关的额定电压。

① 通用负荷开关根据开断频繁程度的要求,将电寿命分为 E1 级、E2 级、E3 级;机械寿命分为 M1 级、M2 级。

具有表 4.5-1 中通用负荷开关的一种或几种,但不具备全部功能的负荷开关称为专用负荷开关。

能够在特殊使用场合下运行的负荷开关称为特殊用途负荷开关,如开合电容器组、开合电动机及并联电抗器等。

中压(3.6~40.5kV)负荷开关可单独使用,作为控制(如发电机用负荷开关)和线路的倒换(如环网柜),也可与熔断器组合使用,作为变压器、高压电动机等设备的控制和保护,广泛适用于变电站、开闭所和工业用户。

高压(72.5kV 及以上)负荷开关,特别是 72.5kV 和 126kV 级作为城市变电站高压侧的控制,可大大简化高压侧接线,提高可靠性、节省投资和占地面积。

1.2 分类

负荷开关产品分类见表 4.5-2。

表 4.5-2 负荷开关产品分类

分 类 方 式	种 类
按灭弧介质	空气、SF <sub>6</sub> 、真空
按安装场所	户外、户内
按操作方式	三极联动操作、逐极操作
按操动机构	动力、人力储能

1.3 结构特点及典型产品

1.3.1 总体布置

负荷开关的总体布置方式有绝缘基座型、框架型、隔离开关型,隔离开关型的负荷开关又分为并联连接型和串联连接型。

1.3.1.1 绝缘基座型

与 SF<sub>6</sub> 断路器类似的负荷开关,如图 4.5-1 所示,这种类型的负荷开关通常在外部的明显位置布置易于一目了然的合分指示标志。

1.3.1.2 框架型

与真空断路器类似的负荷开关示意图如图 4.5-2 所示。

鉴于真空断口不宜做隔离断口之用,这种类型的负荷开关通常与隔离开关配合使用,具有明显的可见断口。负荷开关、隔离开关、接地开关之间通过可靠的机械联锁进行“工位”的转换,可见断口为检修维护人员提供了可靠的安全保护。

1.3.1.3 隔离开关形式

负荷开关结构形式为将隔离开关与灭弧室进行串联/并联组合,形成可见的明显断口。灭弧室仅在分闸过程中接入,灭弧后退出。负荷开关结构如图 4.5-3 及图 4.5-4 所示。



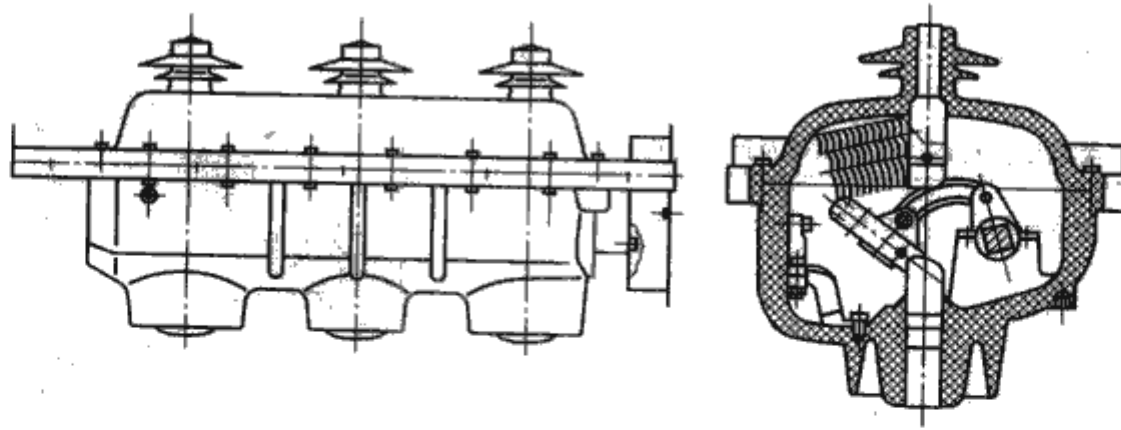


图 4.5-1 负荷开关示意图

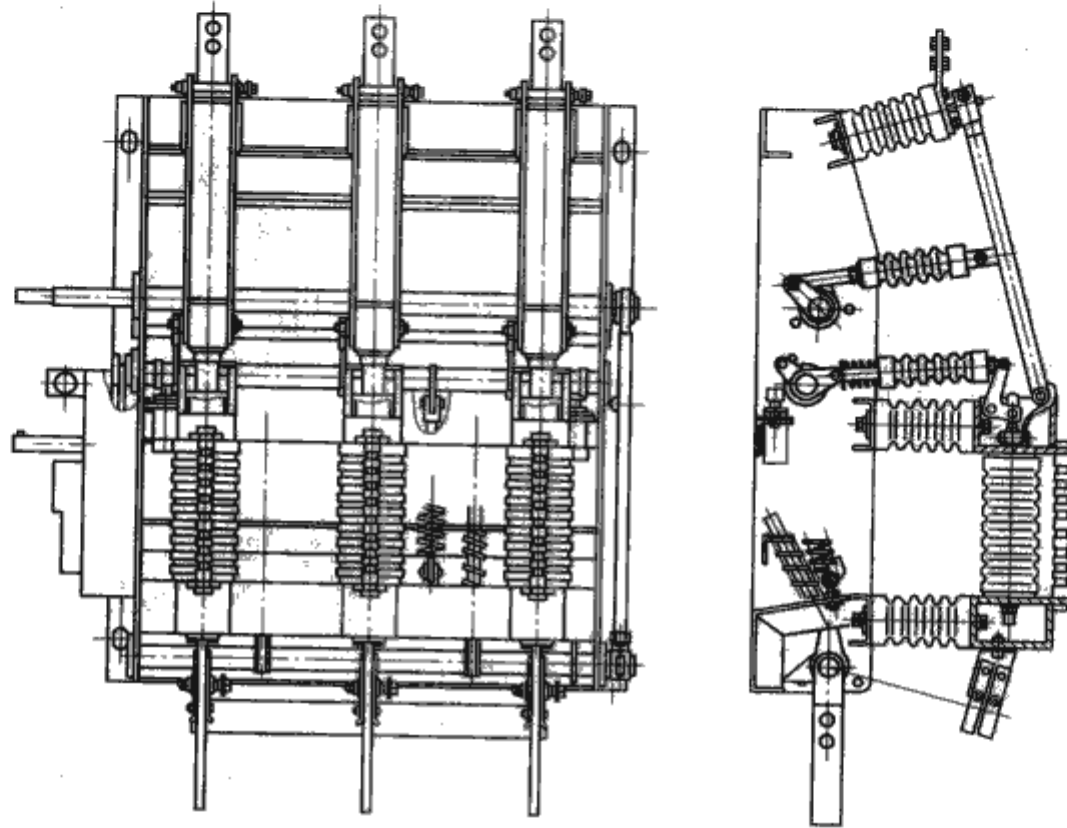


图 4.5-2 负荷开关示意图

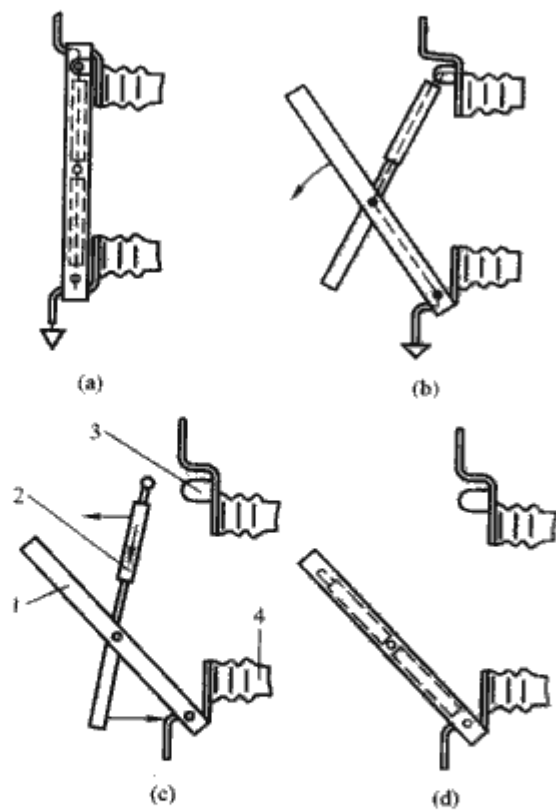


图 4.5-3 负荷开关并联结构示意图  
(a) 合闸；(b) 灭弧；(c) 灭弧室复位；(d) 分闸  
1—主刀；2—灭弧室；3—静触头；4—支持绝缘子

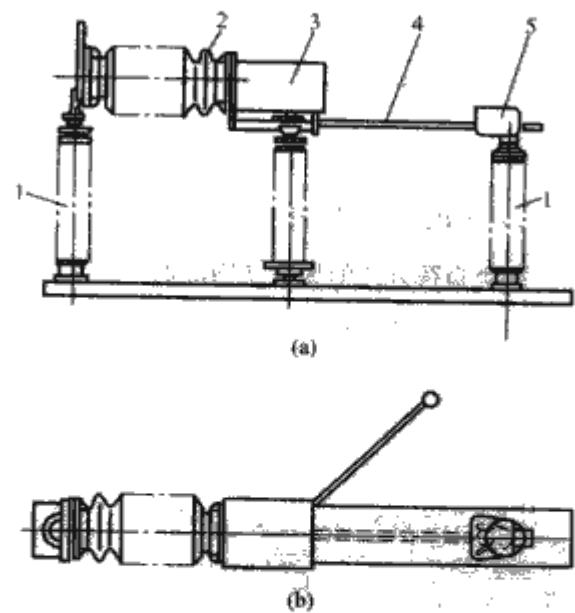


图 4.5-4 负荷开关串联示意图  
(a) 合闸；(b) 分闸  
1—支持绝缘子；2—灭弧室；3—联动箱；  
4—隔离刀；5—静触头

1.3.2 结构特点及典型产品

各种类型的负荷开关的结构特点、灭弧原理及产品特点见表 4.5-3。

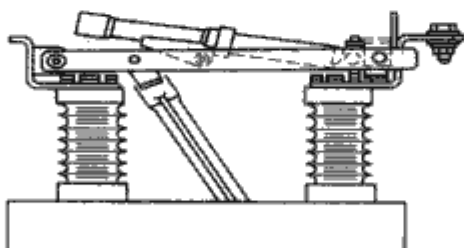
表 4.5-3 负荷开关的结构特点、灭弧原理及产品特点

类型	结构特点	灭弧原理	产品特点	典型产品型号
产气式负荷开关	管式	靠电弧作用于灭弧室内管壁或板壁，由产气材料产生一定压力的 $H_2O$ 、 $CO_2$ 等气体去离熄弧。分断小电流时，电弧能不足以产生气体，则靠电力驱动运动被拉长，再由灭弧室冷却熄灭	结构简单、开断性能一般，有可见断口，参数偏低，电寿命短，成本低	FN5-12、FN7-1、FKN32-12、FKW29-40.5 等型号
	板式			
压气式负荷开关	管筒式	靠气筒或气缸里的连接活塞，在分解过程中相对运动产生压缩空气，通过喷口吹灭电弧	结构简单、开断特性好，有可见断口，参数偏低，电寿命中等，成本低	FN11-12、FN18-12、FLN38-12、FLN24-72.5 等型号
	气缸式			
$SF_6$ 负荷开关	直动式	靠封闭壳体内所充一定压力的 $SF_6$ 气体，目的是使 $SF_6$ 气体产生横向、纵向或旋转气流，使触头在直线或回转运动时产生的电弧分解冷却熄灭	适用范围广，参数高，电寿命长，成本偏高	FN26-12、FLN43-12 等型号
	回转式			
真空负荷开关	串联固定式	靠真空灭弧室切负荷电流、熄灭电弧	参数高，电寿命长，成本偏高	FN16A-12、FN20-12、FN21-12、ZFN40-12 等型号
	并联移动式			

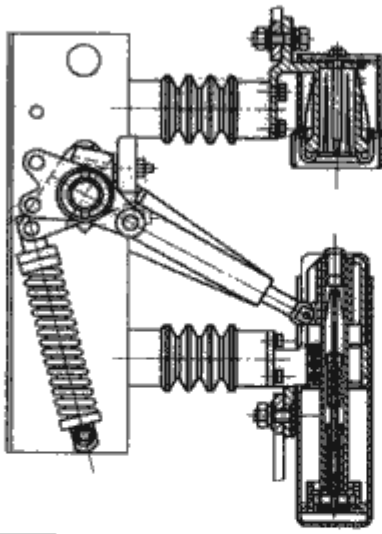
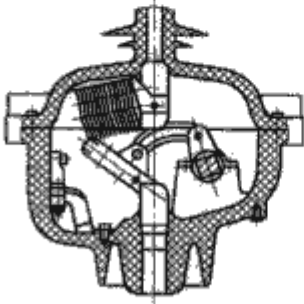
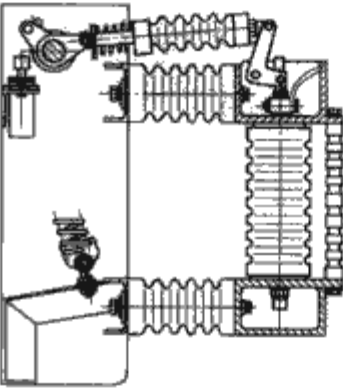
1.4 设计要求

各类负荷开关的原理结构图及设计要求见表 4.5-4。

表 4.5-4 各类负荷开关的原理结构及设计要求

类型	原理结构图	设计要求
产气式负荷开关		在选择优良的产气材料的基础上，合理选择好窄缝尺寸及弧触头的分闸速度，以保证开断大电流的熄弧性能，同时兼顾小电流的开断性能

续表

类型	原理结构图	设计要求
压气式负荷开关		合理选择喷口和压气活塞尺寸及弧触头的分闸速度，既满足压气灭弧的需要，又使操作功不会过大
$SF_6$ 负荷开关		保证可靠的密封性，合理回收处理报废设备中的废气是保护环境、降低温室气体排放的要求
真空负荷开关		注意保证较高的绝缘水平（特别是断口），选用截流过电压较低的触头材料

1.5 选用导则

依据 GB 3804—2004《3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关》和相应的 IEC 和电力行业标准选用合适的负荷开关，满足电网实际正常工况条件的要求。按照电网系统的额定参数以及产品的特点选择适合的负荷开关。

(1) 除正常使用条件外，应注意以下存在的异常工况条件：

- 1) 破坏性的烟雾或蒸汽，过量的或腐蚀性的灰尘，灰尘或气体的易爆混合物、盐雾、过度的潮湿等。
- 2) 高海拔。
- 3) 异常的振动、冲击、摆动或地震活动。
- 4) 不正常的操作方式及操作频率、维护的难度、不平衡电压、特殊绝缘要求等。
- 5) 过低或过高的周围温度，超过正常使用条件下的风速。

(2) 负荷开关还应在满足其使用场合的实际功能、合理的性价比前提下，进行不同的等级选择：

- 1) 通用负荷开关（E1、E2、E3、M1 和 M2 级）。
- 2) 专用负荷开关。
- 3) 特殊用途负荷开关。



1.6 使用与维护

负荷开关维修的有效性主要取决于制造厂编写的说明书的内容，应按照产品说明书中的规定和运行安全规程进行安装调整维护。运行期间应监视气体压力或真空度。保持运动部件的润滑良好，防止生锈，防止紧固件在多次操作后松动。当操作次数或电寿命达到制造厂提供的规定次数时，应及时检修或更换有关零部件。

2 接触器

2.1 概述

高压接触器（High Voltage Contactor）是一种高压控制电器设备，是指除手动操作外一般只有一个休止位置（分闸位置），能关合、承受正常电流及规定的过载电流的开断和关合装置，但也可以借助锁扣装置，防止运动元件返回休止位置，使接触器获得第二个休止位置（合闸位置）。

高压接触器主要适用于对 3.6kV、7.2kV、12kV 高压电动机、变压器、电容器等用电设备进行远距离控制和频繁操作，必要时可以开合和承受一定的短路电流。

高压接触器具有寿命长、操作频繁、体积小、质量轻、价格低等一系列优点，与高压限流熔断器等元件构成的组合单元（F-C 回路），作为控制与保护元件，其技术经济效果更优。

2.2 分类

高压接触器一般按灭弧介质、保持方式、结构布置进行分类，见表 4.5-5。

表 4.5-5 高压接触器分类

分类方法	分 类
灭弧介质	真空、SF <sub>6</sub> 、空气、其他
保持方式	电保持、机械锁扣、永磁保持
结构布置	前后布置、上下布置

2.3 结构特点及典型产品

高压真空接触器典型结构如图 4.5-5 所示。总体结构一般按高、低压部分的相对位置不同，分为上下布置和前后布置两种方式，由整体绝缘框架、真空灭弧室、操动机构等组成。操动机构一般为拍合式电磁操动机构，根据合闸是否带锁扣装置，又分为带锁扣和不带锁扣两种形式，锁扣装置一般都是机械的，称机械保持，采用高性能永久磁铁作为合闸锁扣的称为永磁保持。不带锁扣的接触器一般都是由合闸线圈加保持线圈或合闸线圈加经济电阻方式长期通电来维持接触器处于合闸状态，故称电保持。其真空灭弧室结构与真空断路器或真空负荷开关用灭弧室相似，一般为平板对接式触头结构，必要时通过磁吹灭弧原理增加开断能力。突出特点是：①采用绝缘整体框架支撑，结构紧凑，体积小，质量轻，外形美观；②采用小触头压力、低合分闸速度，节能低噪；③采用真空灭弧技术，绝缘、开断性能优良，不爆炸、不污染环境；④根据用户要求，可选装合闸锁扣装置。典型产品为 JCZ5 系列高压真空接触器，其最高电压为 12kV，最大电流 630A，短路开断电流 6.3kA，机械寿命最低 30 万次，电寿命（AC4）10 万次。

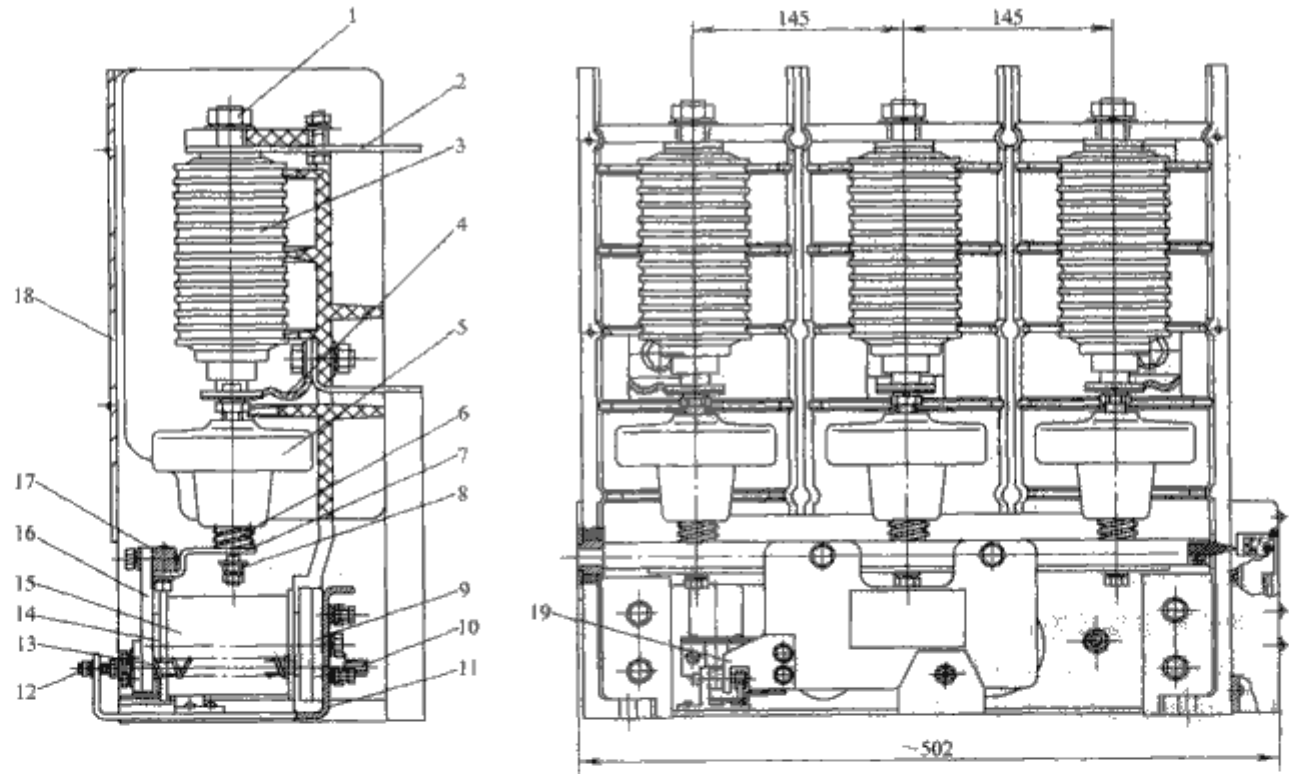


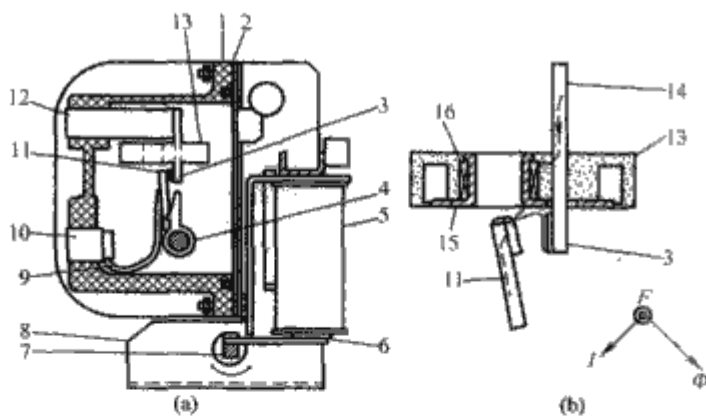
图 4.5-5 高压真空接触器典型结构

- 1—螺母；2—绝缘框架；3—灭弧室；4—软连接；5—绝缘子；6—触头弹簧；7—拐臂；8—调整螺母；9—磁轭；10—螺杆；11—底板；12—限位螺栓；13—分闸弹簧；14—铁心；15—线圈；16—衔铁；17—方轴；18—罩；19—锁扣机构

SF<sub>6</sub> 接触器典型结构如图 4.5-6 所示。一般采用三相共处于环氧树脂浇注绝缘外壳中，操动能量通过密封转轴传入 SF<sub>6</sub> 气室。主触头采用对接式接触，采取旋弧灭弧原理，即利用电流线圈，必要时辅之以永久磁体，使 SF<sub>6</sub> 中的电弧在磁场的作用下快速旋转，受到强烈冷却而熄灭。机构一般为拍合式电磁操动机构，突出特点是：①采用封闭式结构，高压主回路部分，被充相对压力 250kPa (2.5bar) SF<sub>6</sub> 气体

的壳体完全封闭起来，使高低压部分完全隔离，能保证安全运行；②利用旋弧原理灭弧，开断时，电流流经磁吹线圈产生磁场驱使电弧高速旋转，使触头表面烧损小，电寿命长，且不会产生截流过电压；③开断性能好，在开断小电流时，利用永久磁铁，产生一个辅助磁场，帮助灭弧，因而在开断小电流时 also 具有良好的开断性能。典型产品为 LJN□—6/200 型高压 SF<sub>6</sub> 接触器，机械寿命 30 万次，电寿命（AC4）



图 4.5-6 SF<sub>6</sub> 接触器典型结构及灭弧原理(a) SF<sub>6</sub> 接触器典型结构;

(b) 灭弧原理图 [图 (a) 的项 11、13 部分放大]

1—绝缘壳体; 2—金属板; 3—静触头; 4—绝缘操作轴; 5—操作线圈; 6—衔铁; 7—操作轴; 8—底座; 9—软连接; 10—下接线端;

11—动触头; 12—上接线端; 13—灭弧装置; 14—导体;

15—跑弧道; 16—吹弧线圈;

Φ—磁通; I—电流; F—电磁力

10 万次。

## 2.4 设计要求

(1) 接触器的技术参数和总体方案选择, 既要考虑单独使用时的要求, 又要满足与限流熔断器参数配合以及开关成套设备结构的要求, 还要考虑自身系列化的发展需要。

(2) 接触器的整体结构及机构形式要力求简单实用, 并满足经济、小型化、高可靠、长寿命、节能、免维护等要求。

(3) 真空接触器应合理选择触头材料、触头开距、触头压力、超程和合分闸速度, 以及波纹管结构参数等, 以确保其电气绝缘、开断、机电寿命等性能要求。

触头材料要有合适的电气开断和耐机电磨损性能, 也要具有较低的截流水平和抗熔焊性能。

触头开距不宜选取得太大。一般经验表明, 3.6kV 产品开距在 3mm 左右, 7.2kV 产品开距在 4mm 左右, 12kV 产品开距在 5.5mm 左右。

触头压力同触头结构、材料性能、接触情况和开断关合电流、电寿命、动热稳定参数及产品结构、机械性能要求等有关, 一般可按动稳定估算、热稳定校验及长期发热计算, 应大于触头间的电动斥力, 同时也要保证触头弹跳符合要求。

触头超程与触头材料性能、开断关合电流、电寿命参数、触头压力、动热稳定参数等有关, 不宜选得太大, 一般为触头开距的 15%~40%, 约 2mm 左右。根据触头结构及材料性能、开断、电寿命参数可简单按下式进行触头超程简单估算

$$\lambda \geq 4Q/(\pi d^2 d') \quad \text{cm}$$

式中:  $Q$  为触头电磨损量, g;  $d$  为触头直径, cm;  $d'$  为触头材料密度, g/cm<sup>3</sup>。

$$\text{而} \quad Q = 10^{-9} K N I_0^2$$

式中:  $K$  为触头磨损量系数, g/A;  $N$  为电寿命次数;  $I_0$  为开断电流, A。

触头合、分闸速度在满足开断关合能力等性能的前提下, 应尽可能减小, 以提高寿命 (特别是机械寿命) 和降低功耗等。一般平均合闸速度在 0.1~0.3m/s 间选取; 平均分闸速度, 3.6kV 产品在 0.3m/s 左右选取, 7.2kV、12kV

产品在 0.3~0.7m/s 间选取。

(4) SF<sub>6</sub> 接触器的要求基本与真空接触器相同, 其灭弧特性在大小电流范围内也应一致。要注意 SF<sub>6</sub> 气体密封的可靠性, 尤其是动密封。

## 2.5 选用原则

要根据使用场合、控制对象参数等要求合理选择接触器的类型、规格参数等。

对于操作非常频繁的场所, 最好选择电保持型接触器; 对于操作不太频繁的场所, 最好选择带锁扣型接触器。对于过电压水平有严格要求的场所, 最好选择截流值水平低的接触器, 必要时加装氧化物避雷器或阻容吸收装置。

与熔断器配合使用时, 选择接触器的性能要与熔断器协调配合。接触器关合预期短路电流能力要不低于熔断器的短路遮断电流; 接触器半波允通电流或半波峰值耐受电流值要高于熔断器的截流值; 接触器短时耐受电流的平方与持续时间的乘积值必须高于熔断器的  $I^2t$  值, 并具有适当的裕度。

与过载保护熔断器配合使用时, 选择接触器的最大开断电流 (极限或短路开断电流) 要大于交接电流 (过载保护与高压限流熔断器时间—电流特性曲线的交点电流值)。

配柜使用时, 选择接触器要考虑柜体密封对接触器温升的影响, 一般需要降容使用。

## 2.6 使用与维护

接触器正常使用环境条件、安装方式要符合接触器说明书的规定要求。

运行中, 接触器的工作电压、电流在任何情况下都不应超过额定数值。

要注意检查真空灭弧室真空度和 SF<sub>6</sub> 气体压力; 要定期检查开距和超程变化、主触头烧损、辅助触头接触情况, 并进行必要的维护与调整。

线圈周围有较强磁场, 必须防止有异物吸入铁心; 机械运动部分应定期润滑; 二次回路元件卫生应定期清理。以防止动作不可靠、接触不良或烧坏线圈等。

# 3 熔断器

## 3.1 概述

熔断器是电力系统中过载和短路故障的保护设备, 当电流超过给定值一定时间, 通过熔化一个或几个特殊设计的和配合的组件, 用分断电流来断开所接入电路的器件。熔断器具有结构简单、体积小、价格便宜、维护方便、保护动作可靠和消除短路故障时间短等优点; 但也存在有如不能进行分合操作、动作后需更换熔断件、易造成单相供电等不足之处。

### 3.1.1 工作原理

熔断器的熔体串联在电路中, 在正常工作状态下, 流经熔断器的工作电流不应使熔断器动作。当流过过电流一定时间后, 熔断器应动作, 其过程为:

- (1) 熔体由正常工作温度发热至熔点。
- (2) 熔体在液态下继续加热至沸点。
- (3) 熔体气化, 产生间隙, 间隙被电压击穿产生电弧。
- (4) 在一定的灭弧方式下使电弧熄灭。

从电流足以使熔体能够熔断的电流值流起, 到电弧出现瞬间止的时间间隔称为弧前时间 (或称熔化时间); 弧前时间与燃弧时间之和称为动作时间 (或称全开断时间)。



3.1.2 基本特性

3.1.2.1 弧前时间—电流特性

表明熔体熔化所需时间与预期电流间关系的曲线，如图 4.5-7 所示。熔体熔化所必须的最小电流称为最小熔化电流，此时所需弧前时间理论上为无限长。

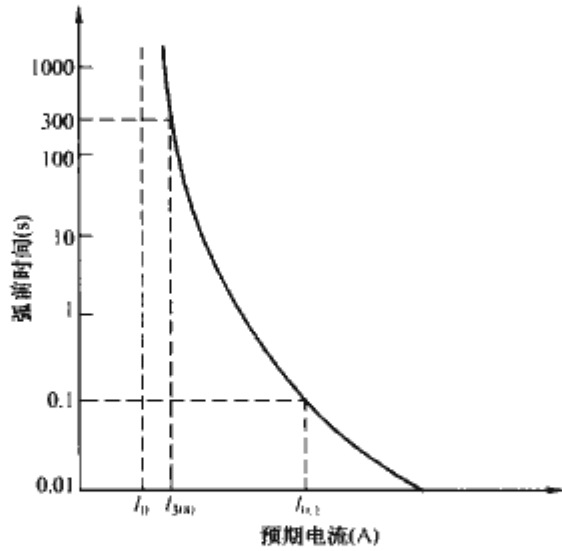


图 4.5-7 熔断器的弧前时间—电流特性  
 $I_0$ —最小熔化电流； $I_{0.1}$ —0.1s 时的电流；  
 $I_{300}$ —300s 时的电流

熔断件是在熔断器动作后要更换的熔断器部件（包括熔体）。每一种熔断件具有一条特定的弧前时间—电流特性曲线，并由制造厂规定一个额定电流值。熔断件的最小熔化电流与额定电流之比称为熔化系数，其值为 1.1~2。熔化系数由制造厂根据保护对象的适用要求和熔体的材料选取，并由此确定熔体的结构参数。

对于喷射式熔断器的弧前时间—电流特性在国家标准中已作统一规定。

3.1.2.2 熔化速率

它表明了弧前时间的两个规定值 [例如 0.1s 和 300s (或 600s)] 时电流值之比。

3.1.2.3 开断能力

为了可靠地切除短路故障，熔断器必须具有足够的短路开断能力。限流式熔断器因在开断时短路电流被限制，开断能力较大，其最大开断电流为 6.3~100kA。非限流式熔断器则因熄弧能力较差，最大开断电流在 20kA 以下。

熔断器在小过载电流时弧前时间较长，熄弧也困难，因此存在一个最小开断电流。后备熔断器的最小开断电流一般为其额定电流的 (4~8) 倍，不用作过载保护；通用熔断器能开断熔体 1h 或更长时间内熔化的过载电流（约为其额定电流的 2 倍），但开断更小的过载电流仍有困难；全范围熔断器才能实现引起熔体熔化的所有电流的开断。

3.1.2.4 操作电压

熔断器在动作时，出现在其接线端子间的电压最大瞬时值，即为操作电压，这常在电路产生出过电压。熔体越长，则操作电压就越高。在结构设计时应采取措施，使操作电压不能过高。对限流熔断器，其最大操作电压的数值见表 4.5-6。

表 4.5-6		限流熔断器操作电压					kV
额定电压	3.6	7.2	12	24	40.5	72.5	
最大操作过电压 (峰值)	12	23	38	75	126	226	

3.1.3 熔体的材料

在高压熔断器中，常用低电阻率的高熔点金属（如铜和

银及其合金）做熔体，截面可取小，使得弧隙中金属蒸气少而利于熄弧。但在小过载电流熔断前常使熔断器的某些部分（如绝缘件和触头）温度过高而损坏。利用冶金效应，在铜（或银）熔体上焊上一小锡球或搪上一层锡，在小过载电流时，只要熔体温度稍许超过锡熔点，锡便熔化随后也使铜熔化，从而分断电流，就能降低熔断器工作时的实际温度。

以低熔点金属如锡做熔体，对降低熔断器温升有利，可在开断能力不高的喷射式熔断器中采用，此时熔体应并有张力丝，以承受拉力和防止热拉伸。

3.2 分类

3.2.1 分类

(1) 高压交流熔断器分类见表 4.5-7。

表 4.5-7 高压交流熔断器分类	
分类方式	类 型 名 称
性能	限流式、非限流式
使用范围	后备、通用、全范围
熄弧方式	角状式（大气中熄弧）、石英砂填料式、喷射式、真空式、六氟化硫（SF <sub>6</sub> ）旋弧式
安装场所	户内、户外
保护所接入回路用	变压器、发电机、电动机、电压互感器、单台并联电容器、电容器组、供电线路、不指定对象
结构形式	插入式、母线式、跌落式、非跌落式、开启式、混合式
极数	单极、三极
底座绝缘子	单柱、双柱

(2) 熔断器常用的按使用范围分类：

1) 后备熔断器。在规定的使用和性能条件下，能开断从最大开断电流一直到最小开断电流的所有电流的熔断器。

2) 通用熔断器。在规定的使用和性能条件下，能开断从最大开断电流一直到能使熔体在 1h 或更长时间内熔化电流的所有电流熔断器。

3) 全范围熔断器。在规定的使用和性能条件下，能开断从使熔体熔化直到其最大开断电流的所有电流的熔断器。

3.2.2 特殊性能要求

(1) 用于变压器回路的熔断器。应能耐受变压器空载励磁涌流的冲击而不被熔断，此励磁涌流为满载电流的 10 倍或 12 倍，持续时间为 0.1s。

(2) 用于发电机回路的熔断器。其额定电流大 (3000~4000A)，最大开断电流要求也大，可达 200kA。大容量限流熔断器体积很大，满足上述要求尚有一定难度。常采用一种由可分离的母线装置和一定额定电流的限流熔断器并联组成的混合式限流熔断器。

(3) 用于电动机回路的熔断器。通常只作为后备熔断器。当电动机频繁启动和连续启动时，启动电流的多次重复通过不应使熔断器动作。熔断器耐受重复过载的能力以 K 因数来表征。K 值由制造商提供，应小于 1，它与启动频率和启动电流有关。K 值乘以在弧前时间—电流特性上的电流即可得到熔断件 5~60s 时的过载特性曲线。K 值越小，耐受重复过载能力越差。

(4) 用于电压互感器回路的熔断器。其额定电流很小，通常定为 0.5~3.15A，额定最大开断电流无明确限制。由于电压互感器工作和结构的特点及该类熔断器现能做到的性

能，该类熔断器只能起到短路保护作用。允许的最大操作电压见表 4.5-8。

表 4.5-8	小电流熔断件的操作电压				kV
额定电压	3.6	7.2	12	24	
最大操作过电压（峰值）	26	36	50	85	

(5) 并联电容器单台保护用熔断器。单台电容器保护用熔断器应有足够的动作灵敏性，使在电容器内部故障发展至出现爆裂前（即在低过载电流下）应快速动作，使故障电容器退出运行。此类熔断器应具有规定的小容性电流到额定容性电流的开断能力，能耐受反复放电的  $I^2t$  作用的能力和足够的放电电流开断能力。当熔断器用于可能流过感性电流处时，还应有一定的感性电流开断能力。

3.3 结构特点及典型产品

3.3.1 限流式熔断器

3.3.1.1 结构原理

限流熔断器是以其熔断件在规定电流范围内动作时将电流限制到低于预期电流峰值的一种熔断器，最常用的是以石英砂作为熔断件填充物的石英砂熔断器。限流熔断器的结构原理见图 4.5-8。

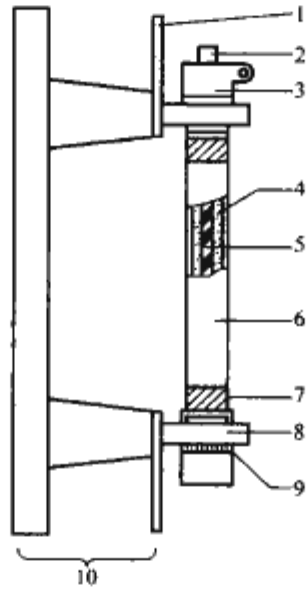


图 4.5-8 限流熔断器结构原理图

- 1—端子；2—撞击器或指示器；3—载熔件；4—石英砂；  
5—熔体；6—熔断件；7—熔断件触头；8—熔断器底座触头；9—载熔件触头；10—熔断器底座

石英砂熔断件的整个熔体置放在充满石英砂的密闭绝缘管（由陶瓷或环氧树脂玻璃布制成）中，它的全部动作过程都发生在密闭管中，燃弧时无巨大的气流冲出管外。熔体可根据额定电压、额定电流、使用类型等做成不同形状和长度。额定电压越高则熔体越长。为了缩短熔断件的长度，熔体常绕成螺旋形或弯成波浪形或被绕在陶瓷多角柱形骨架上，熔体的材料为纯银、纯铜或纯铝。熔断件额定电流较小时，熔体做成丝状（截面可不同）；而当熔断件额定电流较大时，熔体常做成带状，并沿着带状一定间隔处冲有如腰圆形、圆形、缺口形等槽口（如图 4.5-9 所示），形成变截面熔体，可降低操作过电压。无论丝状或带状熔体，均可多根并联以增大额定电流；但每一熔管所能承载的电流有一定的限制，通常小于 100~150A。当熔断件要求较大额定电流时，可将熔管并联构成双并联或三并联熔断件等。

石英砂（SiO<sub>2</sub>）是限流熔断件最常用的填料，其成分组成、颗粒度、填充密度等不仅对熔断件灭弧性能，而且对弧

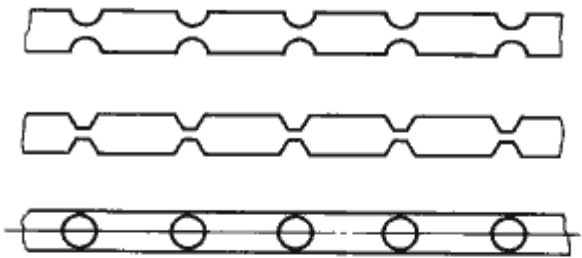


图 4.5-9 冲有不同形状槽口的熔体

前特性均有重要影响，要求 SiO<sub>2</sub> 含量纯度要高（约为 99%），颗粒配比合适，充填紧密，并必须经过去铁、洗净和干燥处理。通过将石英砂固化，即利用胶合作用使石英砂的颗粒合成为一牢固的整体，可以有效地抑制燃弧过程中电弧直径的扩展，能提高熔断件的最大开断能力。

石英砂熔断件应装有撞击器或指示装置（电压互感器电路用的熔断件除外），在熔断件主熔体熔断后，全部电压加在熔断件两端，使撞击器或指示装置动作，撞针穿出端帽，使其他电器或指示器动作并兼作熔断件的动作标志。

3.3.1.2 限流特性

(1) 限流作用与截止电流。当短路电流超过某一值时，弧前时间极短，在电流上升至最大值前就产生电弧，在熔体原来占有的狭小空间中形成很高的压力，迫使金属蒸气力图向四周扩散。电弧与石英砂紧密接触，加强了对电弧的冷却和消电离作用，使电弧电阻迅速增加，电路中的短路电流受到限制，随后下降至零而电弧熄灭，电流波形如图 4.5-10 所示。熔断器在开断过程中达到的最大瞬时电流值称为截止电流。

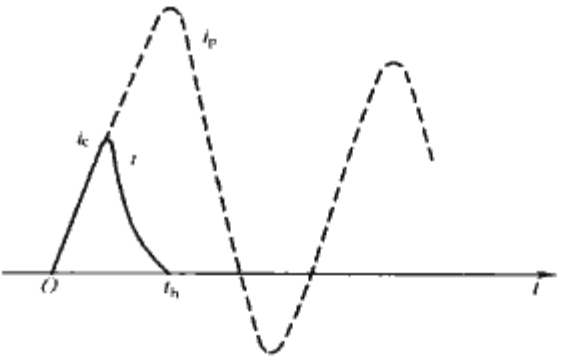


图 4.5-10 限流熔断器开断短路电流时的电流波形

- $i$ —开断时电流波形； $i_p$ —预期短路电流波形；  
 $i_c$ —截止电流； $t_b$ —动作时间

(2) 限流特性。指熔断件开断电路时，其最大截止电流和预期电流稳态方均根值的关系。图 4.5-11 为典型限流特性，熔断件的额定电流越小，限流作用越强。从限流特性中的截止电流值就可估算出被限流熔断器保护电路内的设备在发生短路故障时所产生的机械和热效应。

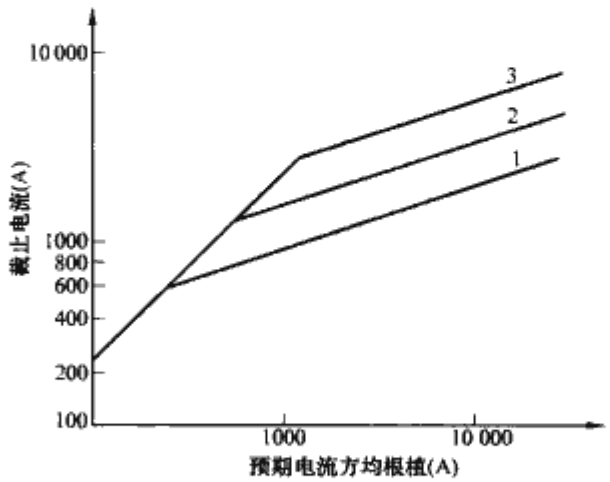


图 4.5-11 典型的限流特性

- 1、2、3—代表额定电流为 10A、25A、50A 的熔断件



(3)  $I^2t$  值。在很大的过电流作用下，熔断件的动作时间极短，其动作性能和电流波形及短路瞬间电压相位等因素密切相关，还受到限流特性的影响。熔断件的  $I^2t$  值表示在给定时间间隔内电流平方的积分。弧前  $I^2t$  是在熔断件全部弧前时间内电流平方的积分。在较多场合用熔断件的  $I^2t$  值与被保护设备的  $I^2t$  值进行对比来选用熔断件，要比用弧前时间—电流特性更为合理和科学。

### 3.3.2 喷射式熔断器

#### 3.3.2.1 工作原理与结构

喷射式熔断器是由电弧产生的气体喷射来完成动作的一种熔断器。图 4.5-12 示出其结构原理图。

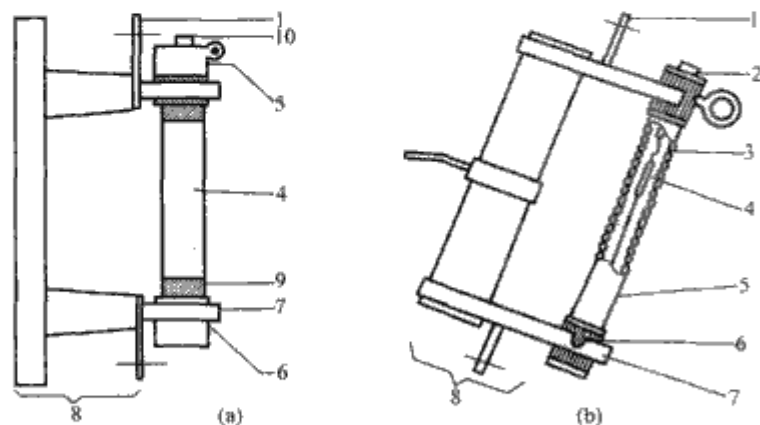


图 4.5-12 喷射式熔断器结构原理图

1—端子；2—释压帽；3—熔体；4—熔断件；5—载熔件；  
6—载熔件触头；7—熔断器底座触头；8—载熔件底座；  
9—熔断件触头；10—撞击器或指示装置

喷射式熔断器的熔断件（俗称熔丝）装在载熔件中。当线路过载一定时间或短路时，熔体熔断产生电弧，熔管在电弧作用下产生大量气体，并使管内压力增高，高压力的气体从熔管开口端向外喷射，纵吹电弧，使电弧受到冷却而熄灭。此类熔断器需等待电流自然过零时才能开断电流，没有限流作用。

熔断器底座瓷绝缘子有单柱式和双柱式两种。单柱式结构简单，较多采用外卡装金具；双柱式则采用浇装金具，并用槽钢（或角钢焊成）做安装底座，占安装位置，也费料。

绝缘熔断管是载熔件的主体，它一般由内产气灭弧管和外保护管复合而成。产气灭弧管通常由反白制成，优点是产气性能好，有较强的熄弧能力；缺点是吸水性强，易膨胀变形，使熔管内径缩小甚至卡死熔断件。保护管应有足够高的机械强度，通常由环氧树脂制成。

载熔件有双端排气、单端排气和逐级排气三种结构。熔断件通常也有两种结构：一种是由熔体和两边软连接线组成的，适用于双端排气；另一种是纽扣式，结构如图 4.5-13 所示，其一端为一铜纽扣，适用于单端或逐级排气。按熔化速率，可定名为 K 形（高速）熔断件和 T 形（慢速）熔断件两种，它们的时间—电流特性已由标准做出统一规定。



图 4.5-13 纽扣式熔断件结构

1—纽扣；2—短软连接线；3—熔体；4—小灭弧管；  
5—软连接线（尾线）

载熔件两端开启的双端排气结构在一些老产品中尚有应用。由于开断时两端均向外喷射气体，开断大电流时性能较好，熔管不易爆裂。但在开断小电流时，因电弧能量小，产

生气体少，喷射能力弱，最小开断电流值较大，即开断能力的下限较差，保护范围小。它较难有效地解决开断大小电流要求的矛盾。这种结构雨水能直接灌入熔管中，灭弧管易浸水变形，熔断件时间—电流特性的稳定性受到影响。

单端排气结构的载熔件一端被封闭，能增加开断小电流时的管内压力，对开断小电流有利。而在开断大电流时，易使管内压力过高而爆裂，最大开断电流受到限制。

近期产品的载熔件常采用下端开启、上端封闭的逐级排气结构，图 4.5-14 示出逐级排气载熔件的上端结构原理。熔断件从载熔件上端插入，铜纽扣置于圆槽中，拧紧带有释压片的释压帽，将熔断件纽扣紧压在触头座上，以保证熔断件与触头接触良好。运行时上端封闭，避免了雨水的直接浸入。

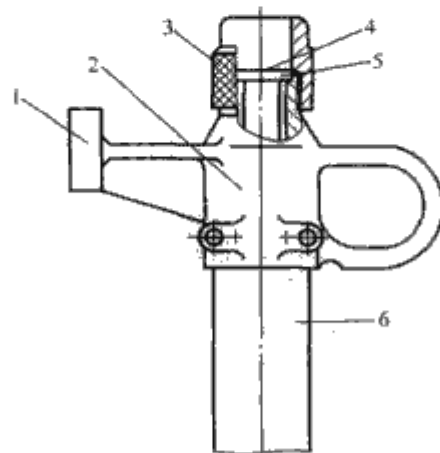


图 4.5-14 逐级排气载熔件的上端结构原理

1—载熔件触头；2—载熔件触头座；3—释压帽；  
4—释压片；5—纽扣式熔断件；6—熔管

释压帽结构和释压片材料、直径、厚度等应考虑满足下列要求：①在开断较小电流时，上端释压片不打开，开断时仅向下端排气，管内有较大的压力，有利于小电流的开断；②当开断电流增大时，由于管内压力增大，熔断件纽扣在管内压力作用下，将释压片剪断冲破，纽扣和释压片被气流从释压帽中冲出，两端同时向外喷射气体，降低了开断大电流时载熔件所承受的机械应力，较有效地解决了开断矛盾，提高了开断能力，并降低下限值。

喷射式熔断器开断时，可将软连接线或同时将纽扣喷射出熔管外，使断口距离增大，因而熔体可采用较短的圆柱形（或丝状）结构。熔体材料既可采用高熔点的铜、银铜或无银的铜锡锌合金，也可采用低熔点的锡。

#### 3.3.2.2 跌落式熔断器

喷射式熔断器中使用最多的是跌落式熔断器，它是一种在熔断器动作后，载熔件自动跌落到一个位置以提供隔离功能的熔断器。它用于户外装置，为满足自动跌落的要求，载熔件上必须设置有可拉紧固定的活动关节部分。

图 4.5-15 示出一种跌落式熔断器的外形，双端排气结构，单柱式。载熔件的上触头座 10 通过轴 11 和上动触头座 12 相连，构成活动关节，可用熔断件的软连接线拉紧并固定，这时载熔件就靠上下两个触头固定在鸭嘴罩 13 和支座 5 之间。熔体熔断后，一方面在管内产生电弧，产生大量气体向外喷射，使电弧熄灭并开断电路；另一方面活动关节被释放，于是上触头从鸭嘴罩内松脱，灭弧后载熔件靠本身重力绕轴 7 反时针旋转而跌落，并形成明显可见的隔离间隙。

图 4.5-16 示出跌落式熔断器的结构之二，属逐级排气结构。其载熔件的活动关节部分设在载熔件的下触头与其底座上。



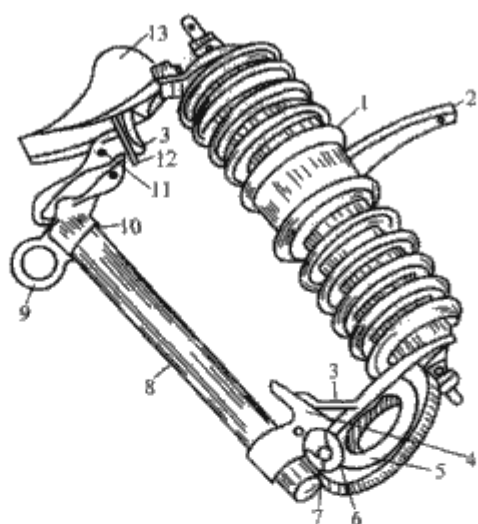


图 4.5-15 跌落式熔断器结构 (一)

1—绝缘子；2—连接板；3—片状触头；4—下触头；5—支座；  
6—缺口；7—轴；8—载熔件；9—钩环；10—上触头座；  
11—轴；12—上动触头座；13—鸭嘴罩

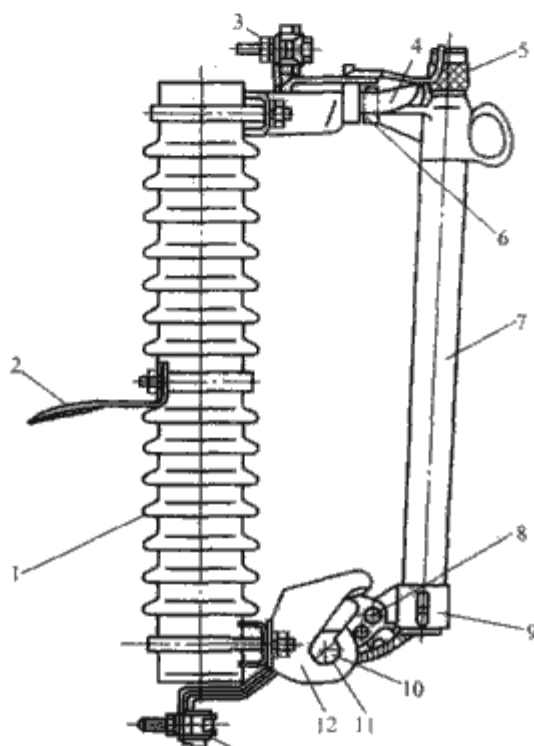


图 4.5-16 跌落式熔断器结构 (二)

1—绝缘子；2—连接板；3—端子；4—片状触指；5—释压帽；  
6—载熔件触头；7—载熔件；8、10—转轴；9—下触头座；  
11—缺口；12—支座

### 3.3.2.3 并联电容器单台保护用喷射式熔断器

图 4.5-17 示出此种熔断器的一种结构安装示意图。它由载熔件（包括管帽、绝缘管体、熔断件和小灭弧管）、开断弹簧、安装板等所组成。载熔件安装在电源母线排或导电连接板上，熔断件为纽扣式结构，其软连接线（尾线）沿轴向穿过螺旋形开断弹簧接于电容器出线端上，并使开断弹簧呈弧形而张紧。在接通位置，熔断件始终受弹簧的拉力作用，熔体熔断后，开断弹簧在回复时将尾线和部分熔体从管中拉出，同时气体喷出管外熄灭电弧，并形成隔离间隙。熔体熔断后其断口的分断速度开始取决于开断弹簧的作用，随后可因管内产生的大量气体的喷出而使运动加快。在开断小容性电流时，电流小，产气作用弱，断口的运动主要取决于开断弹簧，它对开断性能起重要影响。熔断器开断容性电流时，是否发生重击穿与断口分断速度有关，分断速度越低，重击穿概率越大。

此类熔断器通常主要开断容性电流，电流值不大，常采用单端排气结构，载熔件上端用管帽封闭，而且还可不带有

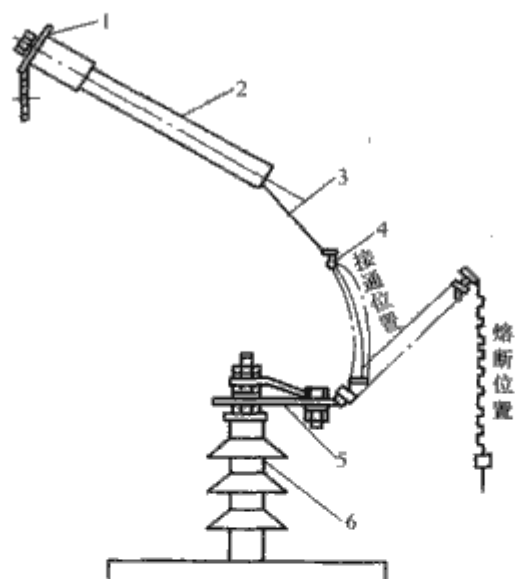


图 4.5-17 熔断器结构安装示意图

1—导电连接板；2—载熔件；3—熔断件软连接线（尾线）；  
4—开断弹簧；5—安装板；6—电容器出线端子

对地绝缘作用的熔断器底座，使结构简单。

### 3.3.3 其他熔断器

#### 3.3.3.1 真空熔断器

(1) 原理。真空熔断器在结构上与真空灭弧室十分相似。它有两个固定电极，电极间用熔体连接以实现电流导通。在过载或短路故障时，熔体熔化和蒸发，产生真空电弧，熄弧后分断电路。

(2) 大容量真空熔断器。图 4.5-18 示出真空熔断器原理结构，采用纵磁电极，开断能力已能做到 12kV、40kA。因为固定电极没有机械撞击和熔焊问题，电极材料可选用无磁性不锈钢，没有波纹管，结构简单、成本较低。熔体由无氧铜制成，置放于真空中，无老化和腐蚀，性能稳定。电极间隙很短，熔断器的功耗低。开断短路电流时无限流作用，不会产生高的过电压，且燃弧时间短。

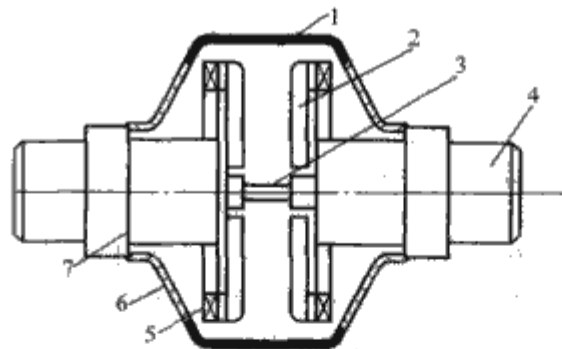


图 4.5-18 真空熔断器的原理结构

1—屏蔽罩；2—电极；3—熔体；4—端子；5—纵磁线圈；  
6—玻璃外壳；7—可伐法兰

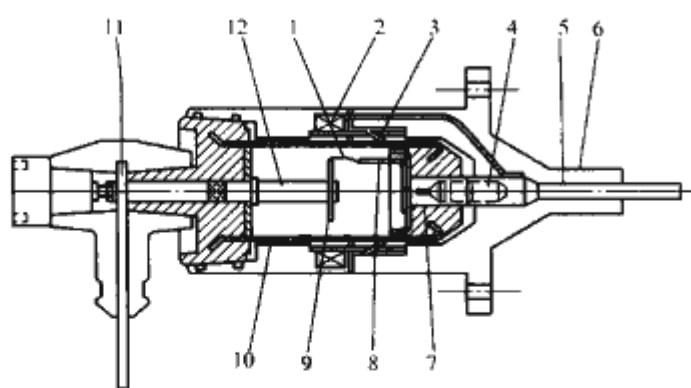
#### 3.3.3.2 六氟化硫 (SF<sub>6</sub>) 旋弧熔断器

图 4.5-19 示出 SF<sub>6</sub> 旋弧熔断器的结构原理。由浇铸树脂做的外壳直接安装在被保护的变压器高压法兰上或插入合适的开断单元。

在正常工作时，电流从电缆经连接器 11、导电杆 12 和圆盘电极 9，再经过熔体 1 和支撑指 8、绝缘的导体 7、螺钉触头 4 和套管导电杆 5 进入变压器。

在过载或短路故障时，熔体 1 熔化并产生电弧。因内部电磁力的作用，电弧将从支撑指 8 转移到金属筒 10 上，电流将通过金属筒、滑动触头 3、电磁线圈 2 再流经套管导电杆 5。流过线圈的电流将产生磁场使电弧绕圆盘电极高速旋转，由于金属筒内充有表压 0.3MPa 的 SF<sub>6</sub> 气体，电弧将受到冷却并在电流过零时被熄灭。



图 4.5-19 SF<sub>6</sub> 旋弧熔断器的结构原理

1—熔体；2—电磁线圈；3—滑动触头；4—螺钉触头；5—套管导电杆；6—外壳；7—绝缘的导体；8—支撑指；9—圆盘电极；10—金属筒；11—弯头连接器；12—中心支撑导电杆

### 3.4 选用导则

#### 3.4.1 主要参数的选用原则

##### 3.4.1.1 额定电压

熔断器的额定电压等于设备的最高电压，它是设计熔断器底座、载熔件或熔断件时采用的电压，由它确定试验条件。

由于最大过电压的限制，限流熔断器不允许随意降低电压等级使用。

对并联电容器单台保护用熔断器，必须注意当电源中性点不接地系统且并联电容器组为三相星形连接时，熔断器断口的电压只是系统的相电压。例如，在标称电压为 10kV 的中性点不接地系统中，用于三相星形连接的电容器组中的单台保护用熔断器，其额定电压应为 7.2kV，并非 12kV；其对地和相间绝缘水平（如需考虑）则仍应按标称电压 10kV 系统考虑。

##### 3.4.1.2 额定电流

熔断器因其底座和熔断件有不同的额定电流值，选用时必须注意它们的区别和要求。

熔断件的额定电流通常应大于正常运行电流，其选用规程一般由制造厂提供。选用时应考虑下列因素：

- (1) 回路的正常和可能过载的电流，包括电压波动和持续谐波。
- (2) 回路中开合变压器、电动机和电容器时的瞬变过程。
- (3) 与其他保护装置的合理配合。

一种规格的熔断器底座，可安装不同额定电流的熔断件使用，但熔断件的额定电流不得大于熔断器底座的额定电流。如果选用的熔断件额定电流小于熔断器底座的额定电流，则熔断器的实际额定电流应是熔断件的额定电流。

##### 3.4.1.3 最大开断电流

根据保护要求，熔断器的最大开断电流应不小于被保护回路的最大短路电流。

##### 3.4.2 配合与选择

高压熔断器的保护性能和使用范围不仅取决于规定的性能要求，而且在很大程度上还取决于正确使用、合理选择等。

(1) 串联的两个熔断器之间。要求后级熔断器动作时，保证前级（主）熔断器不受影响。对于小故障电流，燃弧时间相对于弧前时间来说小得多，可以比较两个熔断器的弧前时间—电流特性曲线。应使分支熔断器的特性曲线位于主熔断器的左侧，并应保证在相同弧前时间下主熔断器所对应的预期电流至少比分支熔断器的大 20%（限流熔断器）或大 10%（喷射式熔断器）。这是考虑到制造偏差，因标准规定

当弧前时间—电流特性曲线以平均值表示时，电流的允许偏差分别为 ±20% 或 ±10%。

(2) 限流熔断器和直接有关的低开断能力装置之间。限流熔断器是在大故障电流下动作，而低开断能力装置只需在小故障电流出现时动作，它们是根据两种不同的弧前时间—电流特性曲线来实现的，如图 4.5-20 所示。

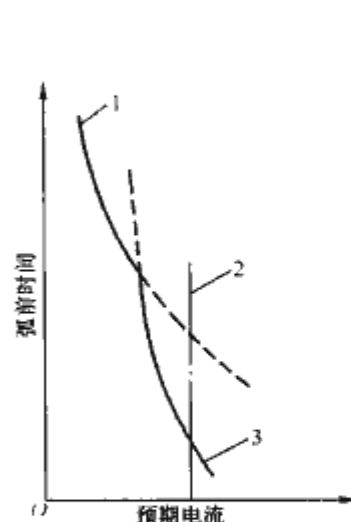


图 4.5-20 熔断器和有关装置的配合

1—其他电器特性（如喷射式熔断器）；2—其他电器最大开断电流；3—限流式熔断器特性

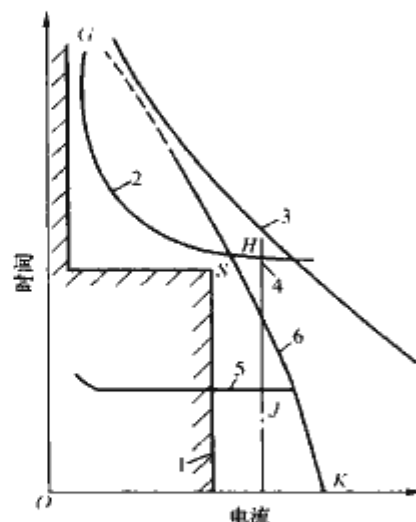


图 4.5-21 保护电动机特性配合的实例

1—电动机起动电流；2—过载继电器特性；3—电缆承受能力；4—接触器开断能力；5—瞬动继电器特性；6—熔断器特性

(3) 熔断器与被保护装置之间。图 4.5-21 示出保护电动机特性配合的实例。为了合理选择熔断器并可靠配合，必须注意以下几点：

- 1) 熔断器的时间—电流特性。6 乘以 K 因数所得到的过载特性应位于 S 点的右上侧。
- 2) 交点 H 应位于接触器开断能力曲线 4 的左侧。
- 3) 开关装置的开断能力需达到交点 J 所对应的电流值。如果也用接触器作瞬动保护，必须考虑到有可能在高于其开断能力下开断，而导致接触器有可能在熔断器未开断前损坏。
- 4) 熔断器在开断最大短路电流时的截止电流值不应超过接触器在熔断器动作时间内所允许通过的故障电流值。
- 5) 熔断器的最小开断电流值应低于 H 点的电流值，甚至低于电动机的起动电流，以保证继电器失灵时，熔断器仍可提供保护。
- 6) 电缆的承受能力曲线应全部位于动作特性曲线 GHJK 的右侧。当电动机（例如频繁起动和起动时间长）要求熔断器有较高的额定电流时，则相当于熔断器特性向右移，电缆的截面积也必须适当增加。

### 3.5 使用与维护

#### 3.5.1 储存和安装

熔断器使用前，应储存在有防护的箱中。在使用前必须检查熔断器底座、熔断件及金属部件有否损伤，测量熔断器的电阻（包括熔断件）是否符合制造厂所提供的数值。

熔断器应按制造厂所提供的使用说明书安装，紧固所有的可调连接件，以防止接触部分在运行时过热。对限流熔断器，在安装时必须保证熔断件的指示器或撞击器在正确方向。

三极安装的熔断器应保证各极间有足够的绝缘距离，该值一般由制造厂规定。

#### 3.5.2 维护

熔断器并非操作用电器，不能用来开合空载变压器和负载。

在三相回路中一极或两极的熔断件已动作，除确切知道没有过电流通过未动作的熔断件外，应更换所有三个熔断件。熔断器和熔断件均需在切断电源后才允许更换。

4    组合电器

4.1    概述

负荷开关与限流熔断器的有机组合，构成高压交流负荷开关—熔断器的组合电器。负荷开关是关合、开断及承载运行线路正常电流（包括规定的过载电流），并有一定的关合短路电流能力，起正常的控制作用；而熔断器的作用则是故障短路电流的一次性保护。负荷开关—熔断器组合电器完成了电力系统中设备的控制和保护两种功能，具有结构形式简单、造价低并且保护特性好等优点，促成了这些控制元件与保护元件功能组合的广泛使用。控制和保护元件串联使用是最简单的功能组合。负荷开关—限流熔断器组合电器除应满足负荷开关、限流熔断器各自的标准要求外，尚应满足组合电器标准，即 GB 16926—1997《高压交流负荷开关—熔断器的组合电器》的规定。

负荷开关—熔断器组合电器的主要功能和试验条件见表 4.5-9。

表 4.5-9      负荷开关—熔断器组合电器的  
                  主要功能和试验条件

代号	功能	试验电压	试验电流	操作循环的次数
1	熔断器的额定最大开断电流开断	$U_r$	$I_1$	3
2	熔断器的最大电弧能量的开断电流开断	$U_r$	$I_2$	3
3	熔断器的最小开断电流开断	$U_r$	$I_3$	2
4	额定转移电流开断试验①	$U_r$	$I_4$ 或 $0.87I_4$	3
5	额定交接电流开断试验②	$U_r$	$I_5$	3

① 转移电流取决于熔断器触发的负荷开关分闸时间和熔断器的时间—电流特性。  
② 交接电流取决于脱扣器触发的负荷开关分闸时间和熔断器的时间—电流特性。

4.2    结构特点

在负荷开关—限流熔断器组合电器中（如图 4.5-22 所示），装入熔断器是为了扩大组合电器的短路额定值，并使其超过单独使用负荷开关时组合电器的短路值；安装撞击器既为了依靠熔断器的动作使三相负荷开关自动分开，又可在故障电流大于最小熔化电流小于熔断器最小开断电流时正确操作，任何一相熔断器动作，可触发负荷开关分闸，使电路断开由负荷开关断口保证其可靠的绝缘，除此之外，还可安装过流脱扣器或者并联脱扣器。在故障电流出现时，任何一相熔断器动作，可触发负荷开关分闸，完成三相电路的开断。其特点是：结构形式简单，造价低，保护特性好。

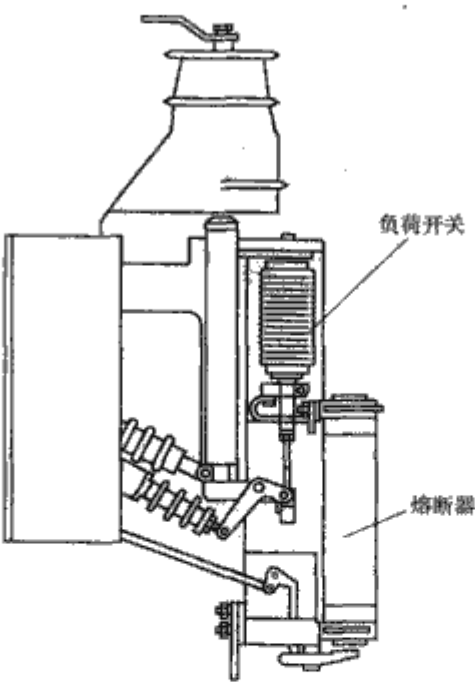


图 4.5-22    负荷开关—熔断器组合  
                  电器示意图

4.3    选用导则

根据所配备电网的实际要求，结合负荷开关和熔断器各自的使用导则，确保负荷开关—熔断器组合电器安全运行。

组合电器用于变压器保护时，在高压系统的最大故障电流已知的前提下，根据具体的运行要求选定变压器后，从而确定满负荷电流和允许过负荷电流。

在负荷开关和熔断器的配合上，不同形式的熔断器可以和一种负荷开关组合得到一系列具有不同特性的组合电器，特别是与额定电流有关。组合电器的转移电流取决于熔断器触发的负荷开关分闸时间和熔断器的时间—电流特性，而交接电流取决于脱扣器触发的负荷开关分闸时间和熔断器的时间—电流特性。

由于熔断器的熔化时间存在着差别，转移电流发生在第一只熔断器熔断后，负荷开关在撞击器操作下，在第二只熔断器熔断之前或之间同时完成开断职能。根据不同熔断器的额定时间—电流特性确定转移电流的大小，给定组合电器的转移电流应大于额定转移电流。

对于脱扣器操作的组合电器，交接电流是熔断器交接给脱扣器操作的负荷开关完成的开断职能。如果根据负荷开关分闸时间和熔断器的时间—电流特性确定的交接电流等于或大于转移电流，在进行形式试验时，可以免去转移电流的开断试验而只进行交接电流的开断试验。

4.4    使用与维护

负荷开关—熔断器组合电器维修的有效性主要取决于制造厂编写的说明书的内容，应按照产品说明书中的规定和运行安全规程进行安装调整维护。保持运动部件的润滑良好，防止生锈，防止紧固件在多次操作后松动。当组合电器中一极或两极熔断器动作后，无论其余熔断器外观状态如何，三相熔断器均应进行更换并废弃。



## 第6章 柱上开关设备

### 1 概述

柱上开关设备是指在户外架空线路上装设的具有控制、保护和隔离电源等功能的开关设备。

户外开关与户内开关的主要区别就在于它是直接处于恶劣的户外运行环境。由于受日晒雨淋的影响，户外开关应具有防雨雪的能力，能承受紫外线照射而其绝缘强度和机械强度不发生有损开关性能的改变；户外温差大，开关应具备有效的防凝露措施。同户内断路器相比，户外开关设备所处的环境条件更恶劣，对免维护、长寿命、易于操作和安装的要求更高。同时，柱上开关单机安装于架空支柱上，操作电源较困难。柱上安装，不宜配柜，通常以断路器（负荷开关）作为成套基础，即在断路器外壳内配电流互感器（串联脱扣器或传感器）、控制器等。

柱上开关适用于城市郊区和农村电网，其主要技术参数较低，通常，额定电流为 630A，额定短路开断电流 12.5kA 和 20kA。

柱上开关主要包括断路器、负荷开关、自动重合器、分段器以及配电自动化开关等。

柱上开关由于其占地面积小，不需要房屋等建筑，成本低，结构简单，操作方便以及可以实现分散式的控制和保护的特点，已经得到了广泛的应用。

由于新技术、新工艺的广泛应用，柱上设备得到了很大的发展。灭弧介质从油到 SF<sub>6</sub> 和真空，克服了油开关开断容量小、电寿命短、开断以后变压器油绝缘性能降低、整机质量大、免检修周期短且检修工作量大的缺点。机构上也从高压合闸电磁铁发展为弹簧机构和永磁机构。

由于微机技术在开关设备中的应用，使得柱上开关的二次部分得到了突飞猛进的发展。柱上开关不仅能够起到对线路的控制和保护作用，而且还可以实现对数据的采集、运行监控、远方操控等功能。从而达到减少故障停电范围，提高供电可靠性的目的。在与就地监控终端装置（FTU）或远方监控终端装置（RTU）等相关的系统软硬件配合使用后，还可以实现以下功能：

- （1）可以实现对线路的故障定位、隔离和自动恢复供电等功能，减少故障的停电范围，提高供电可靠性。
- （2）可以实现与中央变电站之间对线路的电流、电压和开关工况等信息的传递，并可实现遥控、遥信、遥测等功能，实现区域配电网自动化功能。
- （3）实现 SCADA 功能，实时监控馈线运行工况。
- （4）分散的系统保护功能，实现定时限或反时限电流保护。

### 2 柱上断路器及自动重合器

重合器在开断故障电流的功能上与断路器相似，尤其是在弹簧机构和永磁机构充分发展之后，两者可以说基本相同。但重合器在保护和控制功能上比断路器自动化程度高，无需附加电源，即可自动进行多次开断与重合操作。也可以这样认为：断路器可作为重合器的基本单元，采用电压互感

器作为供电电源，配用重合器的控制单元后，可实现重合器的功能。

#### 2.1 功能

##### 2.1.1 高压交流柱上断路器

高压交流柱上断路器是指架空线路上能够关合、承载、开断运行回路的正常电流，能够在规定的时间内关合、承载及开断过载电流和短路电流的开关设备。

##### 2.1.2 高压交流自动重合器

高压交流自动重合器（H. V. Automatic Circuit Recloser for AC System）是指能够按照预定的开断和重合顺序在交流线路中自动进行开断和重合操作，并在其后自动复位或闭锁的自具（不需要外加电源）控制保护功能的高压开关设备。其额定操作顺序为：

分— $t_1$ —合分— $t_2$ —合分— $t_3$ —合分—闭锁

其中  $t_1$ 、 $t_2$ 、 $t_3$  为重合间隔。

以变电站为中心，由若干呈树枝状分布的架空输电线路构成辐射电网，如图 4.6-1 所示，具有以下特点：

- （1）线路分支多，保护层次多，各级保护配合困难。
- （2）分支线路远离变电站，很难为支路保护设备提供操作能源和控制指令。
- （3）输电线路长，沿途地形复杂，故障率高，保护设备动作较频繁。
- （4）为完全排除瞬时性故障造成的不必要停电，需要三次自动重合闸。

如图 4.6-1 所示，在变电站出口装设重合器，各分支线路的保护则选用分段器。

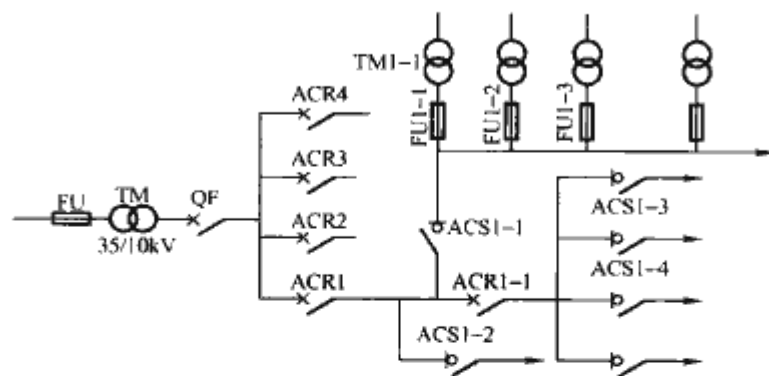


图 4.6-1 架空输电线路构成的辐射电网

TM—主变压器；TM1-1—配电变压器；QF—出线断路器；  
ACR—重合器；ACS—分段器；FU—35kV 熔断器；  
FU1-1—10kV 熔断器

自动重合器的主要技术参数有额定电压、额定电流、额定短路开断电流、最小脱扣电流、时间—电流特性等。

重合器与分段器都是智能型高压开关设备，不需要变电站提供操作能源和控制指令。当其保护区内线路或设备发生故障时，重合器能自动按设定操作顺序和故障性质进行一次、两次或三次重合闸。如果第三次重合后故障电流依然存在，表明是永久性故障，重合器将第四次分闸，并闭锁在分闸位置。分段器则对电源侧重合器开断故障的次数进行一

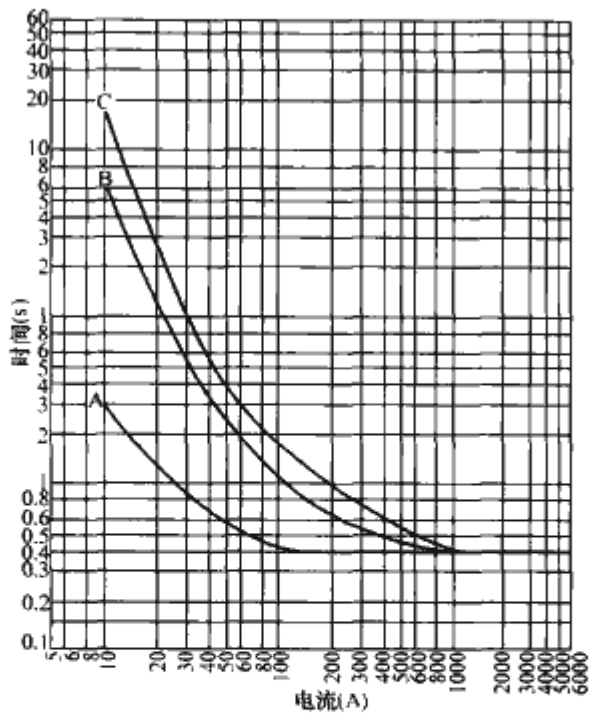


图 4.6-2 时间—电流曲线  
A—快速分断；B、C—延时分断

次、二次或三次计数。如果计数达到设定值，分段器分闸，将故障线路段从电网中分离出去，确保重合器下一次重合闸成功，电网正常部分继续供电。使用重合器和分段器，不仅能最大限度地避免瞬时性故障停电，提高电网供电连续性，而且还能极大的缩小永久性故障停电范围，并为查找故障点提供便利。

重合器除具有断路器的控制和保护功能外，还具有以下特殊功能：

(1) 自动监测电网工作状态。一旦电流达到或超过预定值（即最小起动电流值），重合器的控制器起动，重合器按设定程序进行分闸和合闸。

(2) 能“辨认”故障性质。对于瞬时性故障，重合闸成功后就保持在合闸位置；对于永久性故障，将闭锁在分闸位置。

(3) 记忆、消除记忆和复位功能。重合器动作开始后，在一定时间间隔（记忆时间）内对已执行过的部分操作顺序保持记忆。在此期间内，若再次发生短路故障，则接着执行余下操作顺序；若达到或超过记忆时间，则忘却已执行过的顺序。如果两次故障之间达到或超过设定的复位时间，重合器将自动清零回复到初始状态，准备执行完整的设定操作顺序。

(4) “双时”反时限时间—电流特性。典型特性曲线见图 4.6-2。故障电流越大，重合器的固有分闸时间则越短。而且，在执行操作顺序的过程中能自动地依据设定程序由按快速动作曲线分闸转换到按设定的时延曲线分闸。便于与熔断器等其他保护设备配合。

(5) 操作顺序可在安装现场设定。常用的操作顺序见表 4.6-1。

(6) 自具控制电源，其操作能源也直接取自被控制和保护的高压配电线路。

(7) 能实现有线或无线遥控。

表 4.6-1 常用操作顺序

重合闸次数	操 作 顺 序			
一次重合闸	一快一慢	两快	两慢	
二次重合闸	一快两慢	三快	三慢	
三次重合闸	一快三慢	两快两慢	四快	四慢

2.2 柱上断路器与重合器分类与特点

重合器不同于断路器：第一，一般断路器具有一次重合功能，而重合器具有多次重合功能，通常可进行三次或四次重合；第二，重合器具有自具功能。自具功能指两个方面：一方面指它自带控制和操作电源；另一方面，指它的操作不受外界继电控制，而由微处理器控制。就开关本体而言，不包括微处理器，重合器与断路器的不同点可以归纳为：三次或四次重合功能和自带操作电源。

近年来，重合器“自具功能”的概念已经扩展，不仅可用高压电磁铁实现，也可以采用弹簧机构或永磁机构加小型变压器（电压互感器供电方式）供电电源实现；多次重合也可以通过机构的改造来实现。例如，永磁机构重合器就很容易实现这一点。因此，现在重合器的开关本体部分与断路器基本相同<sup>[3]</sup>。

通常可以根据灭弧介质、产品的结构以及控制器原理对柱上断路器与重合器进行分类，见表 4.6-2。

表 4.6-2 柱上断路器与重合器的分类

分类方式	种类	技 术 性 能		
按灭弧介质分类	油断路器或重合器	灭弧室浸在变压器油中，变压器油兼作灭弧和绝缘介质或液压工质（只对重合器）。结构简单，开断电流小，电寿命短，开断以后变压器油绝缘性能降低，整机质量重。不检修周期短，现场维护工作量大，检修时需要油处理设备		
	SF <sub>6</sub> 断路器或重合器	以 SF <sub>6</sub> 气体作灭弧和绝缘介质。开断能力强，触头烧损轻微，电寿命长，操作过电压低，无火灾危险；结构紧凑，质量轻，操作功小。加工精度高，密封要求严格。不检修周期长，维护工作量小		
	真空断路器或重合器	采用真空灭弧原理，开断能力强，结构简单，电寿命长，操作功小	油绝缘	油以其良好的绝缘性能使开关体积小，并对箱体内各个零部件有良好的保护作用。但有可能渗油且油易燃、易引起二次灾害。特别是加工与制造质量不良时，会使油受潮或油箱进水，绝缘性能劣化，最终发展为绝缘击穿而爆炸，箱体内油喷出箱外，发生燃烧，危及人身和设备的安全
			复合绝缘	以有机绝缘材料（如环氧制品）与空气组合成的绝缘结构，不存在绝缘击穿后油燃烧而产生的二次灾害。同时，该种产品易于装配、调试及维修，但该产品体积偏大，质量偏重
			SF <sub>6</sub> 气体绝缘	采用 0~0.5 倍表压的 SF <sub>6</sub> 气体作为绝缘介质而不作为灭弧介质，不会产生有害的 SF <sub>6</sub> 气体的电弧分解物，由于 SF <sub>6</sub> 气体良好的绝缘性能和导热性，产品体积小，质量轻。如果采用永磁机构置于箱体内，使机构的各个零部件免受外界大气的污染和锈蚀，该类产品可做成免维护产品。但该类型产品密封结构的设计一定要合理，且对生产工艺的要求较高
			固体绝缘	采用固体绝缘方式，大多为柱式结构，它是将真空灭弧室和电流互感器用户外环氧树脂（或聚氨酯材料）浇注在一起，或者采用复合绝缘套管，作为主绝缘和机械支撑，浇注件外表面有一定伞形，以作防雨，并达到一定的爬电距离。该类产品结构简单，安装方便，质量轻



续表		
分类方式	种类	技术性能
按产品的结构分类	箱式	也可称为三相共箱式结构,即将三相真空灭弧室安装在一个金属箱体,进出线采用安装在箱体上的 6 个套管,易配置电流互感器,且成本低,总体产品的质量较重
	柱式	也可称为三相支柱式结构,即每一个灭弧室都分别安装在三个绝缘支柱内,并安装在一个机构箱上。不易安装电流互感器,较箱式电流互感器的成本高。产品总体体积小,质量轻
按控制原理分类	液压控制重合器	采用滑阀、活塞和逆止阀等液压元件来实现控制,最小分闸电流、时间—电流特性和记忆时间等在现场不能调整,且受环境温度影响,抗电、磁干扰,运行灵活性差,选择配合困难。现在已很少使用
	电子控制或微机控制重合器	用分立元件、集成块或单片机实现控制。最小分闸电流、时间—电流特性和复位时间等都可以现场整定,且设定范围宽、灵活方便。易配合,适应性强

## 2.3 设计要点

### 2.3.1 总体设计

柱上断路器及自动重合器由灭弧室、操动机构、进出线套管、电流互感器(电流传感器)等主要部件组成。自动重合器和部分断路器还配有控制器,还有些断路器配有内置电压互感器(电压传感器)。

#### 2.3.1.1 SF<sub>6</sub> 断路器

图 4.6-3 为 SF<sub>6</sub> 断路器的结构简图。

该断路器采用 SF<sub>6</sub> 旋弧式灭弧原理,主绝缘采用 SF<sub>6</sub> 绝缘方式,整体结构采用接地箱壳式(又称三相共箱式)。它的操动机构采用电动机储能弹簧机构。断路器与操动机构为一整体,结构紧凑、包装使用均方便。

动作原理为:机构带动主轴 8 转动,通过绝缘拐臂 7 带动动触头在水平方向运动,完成开关的分、合闸动作。

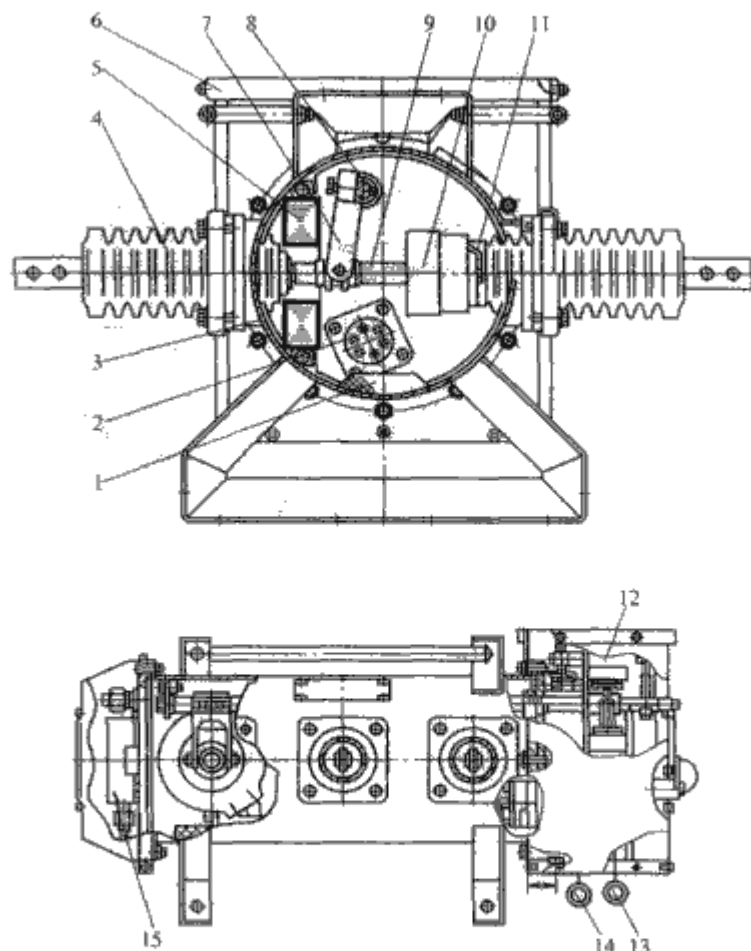


图 4.6-3 SF<sub>6</sub> 断路器的结构简图

1—吸附剂;2—接线端子;3—外壳;4—出线套管;5—电流互感器;6—安装支架;7—绝缘拐臂;8—主轴;9—动触头;10—旋弧灭弧室;11—静触头;12—机构;13—手动分闸装置;14—手动合闸装置;15—压力表

断路器进出线套管采用瓷套管,电流互感器采用穿芯式结构,动静触头之间采用梅花触头的型式连接。

#### 2.3.1.2 柱上真空断路器(箱式)

图 4.6-4 为柱上真空断路器(箱式)的结构简图。

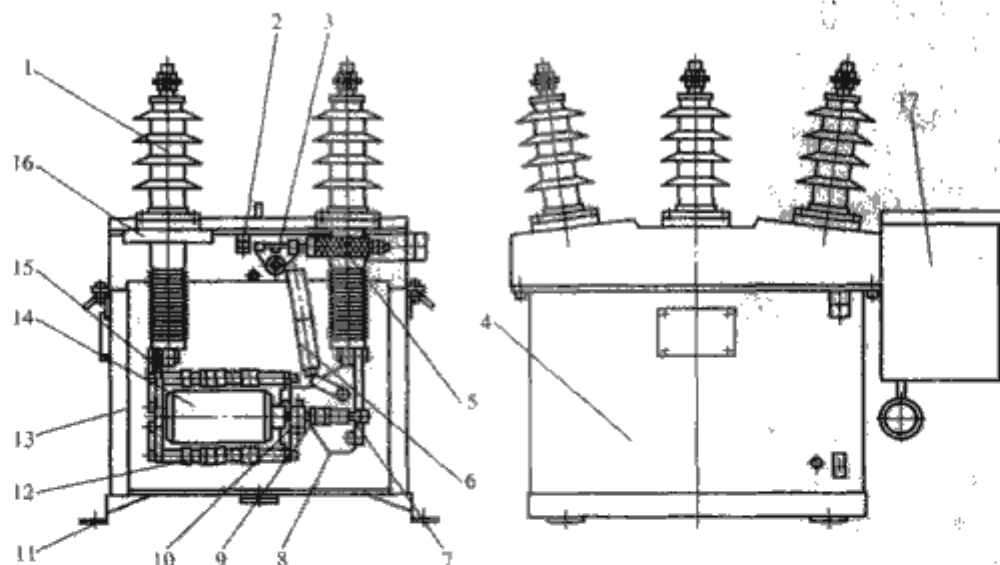


图 4.6-4 柱上真空断路器(箱式)的结构简图

1—进出线套管;2—分闸缓冲;3—主轴;4—箱体;5—分闸弹簧;6—绝缘拉杆;7—拐臂;8、15—软连接;9—触头弹簧;10—导电夹;11—安装底架;12—绝缘杆;13—绝缘安装架;14—真空灭弧室;16—电流互感器;17—机构

该产品采用真空灭弧单元,真空灭弧室安装在环氧树脂浇注成型的绝缘安装架上。产品总体结构采用接地箱壳式,箱体采用全密封方式,以免潮气及水进入,箱体内为干燥空气,箱体材料可以选用不锈钢板,也可以选用普通钢板。进出线套管可以采用瓷套管,也可以采用硅橡胶与环氧浇注的

复合套管。电流互感器采用套管式,直接套在进出线套管上,因此结构简单、成本低。配以弹簧操动机构。产品灭弧能力强,短路开断次数高,操作方便。

上述两类产品,在电源进线侧安装电压互感器可作为弹簧机构的供电电源,配用控制及保护单元,可成为配网自动

化开关。如果将电动机储能时间缩短在 2s 内, 配上重合器的控制单元, 可实现重合器的功能。

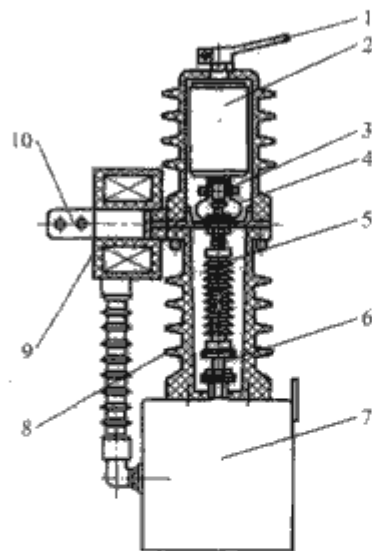
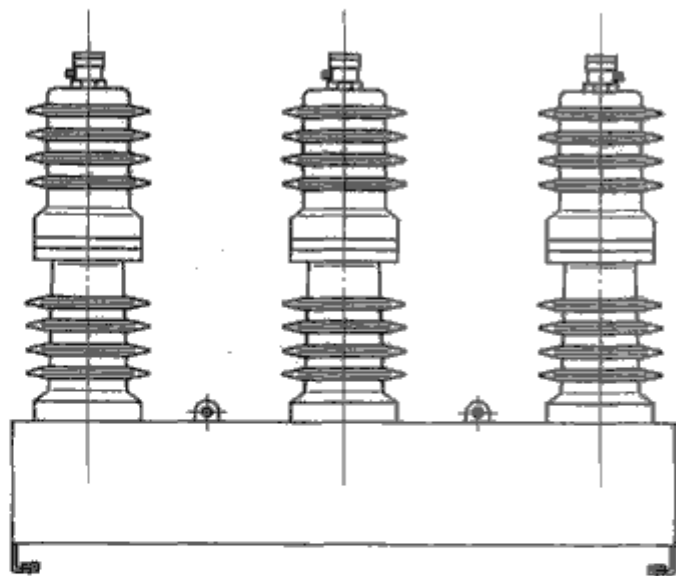


图 4.6-5 柱上真空断路器(支柱式)的结构简图

1—上出线; 2—真空灭弧室; 3—导电夹; 4—软连接; 5—绝缘拉杆; 6—触头弹簧; 7—弹簧机构;  
8—绝缘筒; 9—电流互感器; 10—下出线

该产品采用真空灭弧单元。产品总体结构采用带电箱壳式结构(也称为支柱式), 采用柱式绝缘与灭弧室一体化浇注; 机构箱体采用密封结构, 适用于外部条件恶劣地区; 配用弹簧操动机构。该产品很好地解决了支柱式断路器的电流互感器的安装问题; 电流互感器安装在进线侧、二次出线与灭弧室的支柱留有一定的距离, 克服了电流互感器二次出线处的电场集中问题, 使产品的绝缘性能满足运行要求。

该产品在电源进线侧安装电压互感器可作为供电电源, 配用永磁机构后及重合器的控制单元, 可实现重合器的功能。

#### 2.3.1.4 柱上真空断路器(固封结构)

图 4.6-6 为柱上真空断路器(固封结构)外形图。

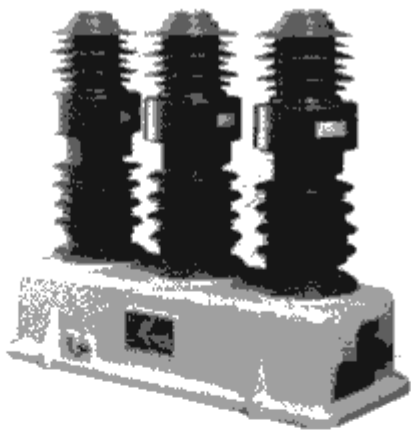


图 4.6-6 柱上真空断路器  
(支柱式)外形

该产品以固体绝缘材料作为绝缘介质, 将真空灭弧室直接固封于环氧树脂中。固封技术用于户外产品, 不需要密封技术, 不存在泄漏和爆炸的危险, 是一种合适的选择。此类产品的特点为:

- (1) 采用户外环氧浇注工艺, 将真空灭弧室与电流互感器浇注构成一体化免维护相柱组件, 无油、无  $\text{SF}_6$  气体。
- (2) 立式分相布置, 装调简便。
- (3) 采用永磁操动机构或弹簧操动机构。
- (4) 配电子控制单元成为智能化断路器或自动重合器, 集保护、控制、通信于一体, 易于实现配电自动化。
- (5) 多种方式提供二次电源, 适应不同场合。

#### 2.3.1.3 柱上真空断路器(支柱式)

图 4.6-5 为柱上真空断路器(支柱式)的结构简图。

#### 2.3.1.5 柱上真空断路器(配永磁机构)

图 4.6-7 和图 4.6-8 为两种柱上真空断路器(配永磁机构)的外形图。

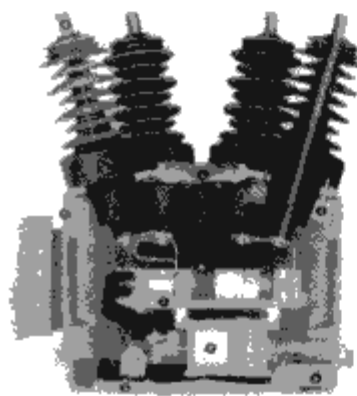


图 4.6-7 柱上真空断路器  
(配永磁机构)外形

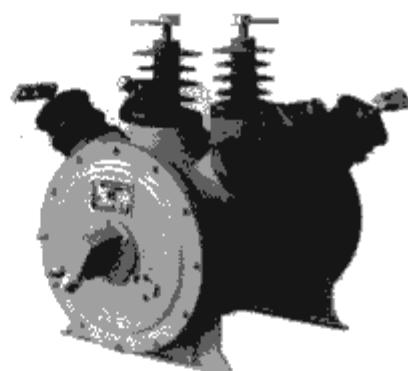


图 4.6-8 柱上真空断路器  
(配永磁机构)外形

图 4.6-7 与图 4.6-8 两种产品都采用真空灭弧单元。产品总体结构采用接地箱壳式, 箱体内充 0~0.5 倍表压的  $\text{SF}_6$  气体。以真空作为灭弧介质, 使用中不会产生  $\text{SF}_6$  气体电弧分解物。由于  $\text{SF}_6$  气体良好的绝缘性能和导热性, 产品可以做到体积小, 质量轻。由于箱体内  $\text{SF}_6$  气体压力不高, 加上密封橡胶材料、密封脂, 密封结构均有成熟的经验, 可以有效地防止漏气及潮气进入。采用永磁机构, 可以很容易地完成重合器的三合四分的操作程序。该机构置于充气箱体内, 使机构的各个零部件免受外界大气的污染和锈蚀, 是免维护产品。图 4.6-7 所示产品还可用锂电池作为开关及控制单元的供电电源, 配用控制单元, 可实现重合器的功能。

#### 2.3.2 灭弧室

$\text{SF}_6$  旋弧灭弧室和真空灭弧室开断能力强、电寿命长、不检修周期长和操作功小等优点突出, 是重合器和柱上断路器的灭弧室的理想选择。

$\text{SF}_6$  旋弧灭弧室的灭弧原理参见图 4.2-10。断路器在开断过程中, 动静触头与圆筒电极分离时便产生了电弧, 电弧很快转移到圆筒电极上, 电流经由圆筒电极, 驱动线圈, 产生轴向磁场, 弧柱在磁场的作用下, 加速运动, 电弧高速旋转, 使电弧受到有效的冷却, 电流过零时电弧熄灭。



此外，在灭弧室设计中，尤其是 SF<sub>6</sub> 灭弧室，还应考虑到断路器与重合器要求不同，例如重合器必须完成四次分闸和三次重合闸，重合间隔很短（0.3~2s）。

2.3.3 操动机构

柱上断路器与重合器的操动机构一般为弹簧操动机构和永磁操动机构。值得注意的是，重合器要求完成三合四分的功能，重合闸间隔时间短，一般的弹簧机构无法满足，应对弹簧机构进行改造，例如，缩短弹簧储能时间等。永磁机构则能够很好地满足这种功能。

2.3.4 控制器

重合器的智能功能是依靠其控制器来实现的。

在重合器发展的最初阶段，采用了液压控制器来实现重合器的操作程序的功能，液压控制器体积较大、质量较重，操作时间受到环境温度的影响，且动作参数现场无法整定。液压控制器主要用于油重合器。

SF<sub>6</sub> 及真空重合器主要选用电子控制器，而且大都使用集成电路和单片机。基本原理见图 4.6-9。

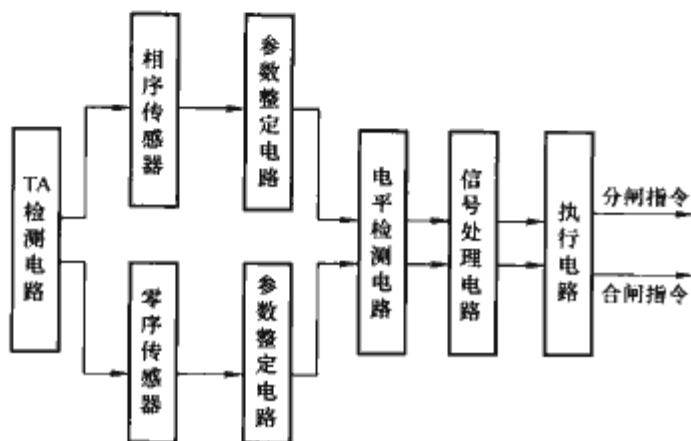


图 4.6-9 重合器电子控制器原理图

套管式电流互感器 TA 把配电线路的电流信号送入相序传感器和零序传感器，再经参数整定电路输入电平检测电路进行鉴别，信号若低于预定值被滤除，达到或超过预定值，则被送入信号处理电路，经一系列运算处理以后再由执行电路发出分、合闸指令。重合器就按照设定的时间—电流特性、操作顺序和重合闸间隔时间进行分闸、重合闸。

由于近年来微机设备的迅猛发展，微机控制单元在开关行业越来越得到了广泛的应用，现在柱上开关所配用的控制单元所具备的功能很多，见表 4.6-3，可以根据现场不同的要求进行选取。

表 4.6-3 控制单元所具备的功能

序号	功 能	功 能 说 明
1	信息采集和处理功能	采集开关正常电流和故障电流，实现电流量的测量
		采集交流输入电压，监视开关两侧馈线的供电情况
		采集状态量信息，具有重要状态量变位上报及时间记录功能
2	接受并执行遥控指令	接受并执行遥控指令，控制开关进行合、分动作，同时给出遥控选择是否成功的信息
3	遥信功能	采集状态量信息，具有重要状态量变位上报及时间记录功能，实现判断开关位置、判断开关是否储能等
4	通信功能	通过接口方式、电力线载波、网络通信方式将采集和处理信息向上发送并接受上级站的控制命令，完成对配电线路的各种监控功能

续表

序号	功 能	功 能 说 明
5	电源失电保护	具有失电数据保持功能。有备用电源，主电源失电后，至少可维持连续 24h 工作
6	设置功能	当地、远方操作设置，时间设置，远方对时。通过面板上的标准维护口进行当地调试及维护
7	故障识别、隔离及恢复非故障区供电功能	实现线路故障区的自动判定、隔离和非故障区的自动恢复供电功能可以缩小故障停电范围，故障消除后迅速自动恢复供电，可以缩短故障区的停电时间，从而提高供电可靠性

控制器设计应注意以下几点：

（1）控制器在强电场、磁场中工作，因此，应具备一定的抗干扰能力。即必须通过电磁兼容试验。

（2）控制器的平均无故障时间必须与断路器的工作寿命匹配，可靠性要求高。

（3）柱上断路器属户外型设备，控制器的工作环境温度应按-40~60℃考虑，控制板必须进行防锈、防潮和防霉变处理；外壳密封良好，能有效地防止雨、雪、风沙和虫害。

3 柱上负荷开关及交流高压自动分段器

负荷开关的功能要求与断路器不同，它不需开断短路电流，只需切合负荷电流，同时对其断口的绝缘性能要求较高，如作为线路分段点时，往往要满足隔离开关的要求。

柱上负荷开关与交流高压自动分段器之间的关系与断路器和重合器之间的关系一样，对开关本体的要求区别不大。负荷开关是在额定负荷下实现线路的切换；分段器是在无电压或无电流下进行自动分闸。但是只有具备自动脱扣能力的柱上负荷开关方可作为自动分段器的基本单元，配上控制器便可实现分段器的功能。

3.1 柱上负荷开关

负荷开关是指能关合和开断及承载线路正常电流（包括规定的过载电流），并能关合和承载规定的异常电流（如短路电流）的开关设备。

负荷开关可以单独使用，作为主机的控制（如发电机用负荷开关）和线路的倒换，支路的切换等；也可与熔断器组合使用，作为变压器、高压电动机等设备的控制和保护，广泛用于变电站、开闭所和工业用户。负荷开关的使用，可极大地简化高压侧接线，提高可靠性、节省投资和占地面积。

3.1.1 分类与特点

（1）分类。负荷开关的品种很多，按灭弧介质或灭弧方式分类。主要品种的分类见表 4.6-4。目前国内外使用较多、不断更新发展的品种主要有产气、压气（空气）、SF<sub>6</sub> 和真空等型式。前两种结构简单、价格低廉、有外露的可见断口；后两种参数高、电寿命长。真空负荷开关又可分为敞开式和箱式。

表 4.6-4 负荷开关的分类

类 别		特 点
空气介质	产气式	结构简单、开断性能一般、有可见断口、参数偏低，电寿命短，成本低
	压气式	结构简单、开断特性较好，有可见断口，参数偏低，电寿命中等，成本低

续表			
类 别		特 点	
SF <sub>6</sub> 负荷开关	压气式	参数高, 开断性能稳定, 电寿命长, 机构的操作功较大	存在气体的处理问题
	采用永久磁铁结构	参数较高, 电寿命长。操作功小, 机构简单	
	去离子栅	参数较高, 电寿命长。操作功小, 机构简单	
真空负荷开关		参数高, 电寿命长, 结构较复杂, 便于维护, 不存在气体对环境的污染, 属于环保产品。但是, 一般情况下, 由于真空断口不能作为一种可靠的绝缘断口, 真空负荷开关是不能作为隔离断口, 通常需串联隔离断口	

(2) 特点:

1) 可靠性高。负荷开关的主要技术要求较断路器低, 不要求开断短路电流。分合闸时间允许稍长、不要求重合闸等。因而其灭弧结构及其操动机构比较简单、分合闸速度较低、操作功较小, 故负荷开关的机械可靠性较高。

2) 成本低。负荷开关本体及其机构较断路器的成本低。

3.1.2 结构、设计及其使用要点

3.1.2.1 典型结构

3.1.2.1.1 总体布置

负荷开关的功能要求与断路器不同, 它不需开断短路电流, 只需切合负荷电流。负荷开关包括两个主要功能: 一个是负荷电流的开断功能, 另一个是提供一个可靠的隔离断口。因此, 对其断口的绝缘性能要求较高, 如作为线路分段点时, 往往要满足隔离开关的要求。真空灭弧室用于该类型产品时, 由于真空灭弧室的断口不宜做隔离断口, 需要增加一个隔离断口, 真空灭弧室与隔离断口之间还应考虑动作配合的问题。使产品结构复杂, 成本高, 可靠性水平降低, 因此, 在开发负荷开关产品时许多制造商更中意于 SF<sub>6</sub> 技术, 用简单的灭弧结构就可开断负荷电流 (一般在 630A 以下); 同时, 拉大 SF<sub>6</sub> 断口的距离, 即可提高其绝缘可靠性, 满足分段点断口的要求。

(1) 柱上 SF<sub>6</sub> 负荷开关。图 4.6-10 为柱上 SF<sub>6</sub> 负荷开关结构示意图。该结构采用三相共箱式结构, 水平进出线, 配以弹簧操动机构。箱体内充低气压的 SF<sub>6</sub> 气体作为绝缘及灭弧介质。导电回路采用刀片式结构, 刀片一端固定在静端支座上, 刀片通过四连杆机构与主轴连接。

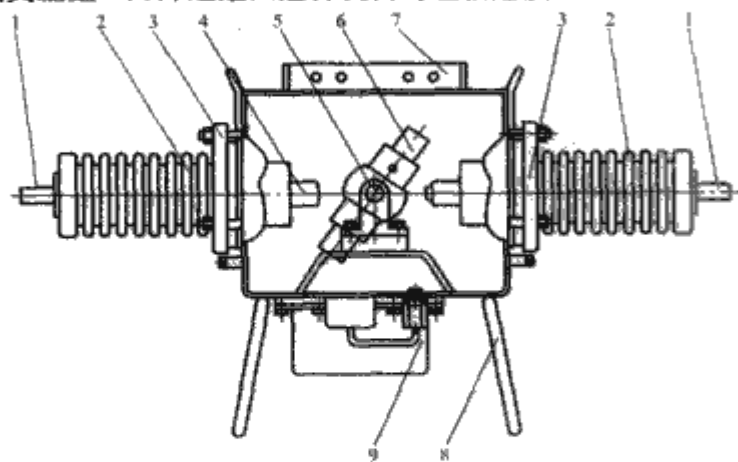


图 4.6-10 柱上 SF<sub>6</sub> 负荷开关结构示意图

1—进线端子; 2—进线套管; 3—法兰; 4—静触头;  
5—主轴; 6—动触头; 7—安装支架; 8—下支架; 9—机构

(2) 柱上真空负荷开关。柱上真空负荷开关的总体结构有敞开式和箱式。

1) 图 4.6-11 为真空负荷开关敞开式结构示意图。当开

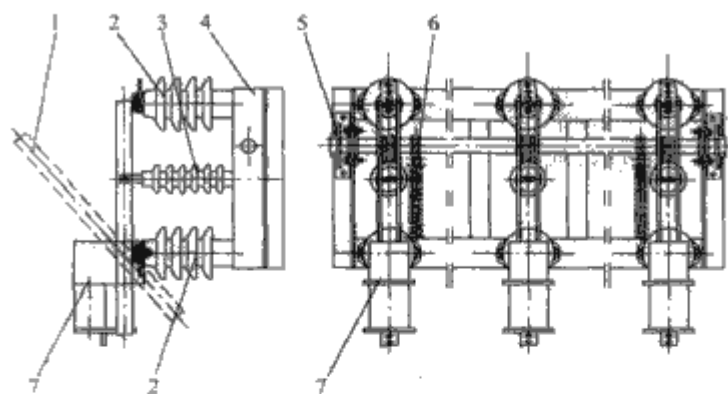


图 4.6-11 真空负荷开关敞开式结构示意图

1—隔离刀; 2—绝缘子; 3—绝缘拉杆; 4—支座;  
5—机构; 6—分、合闸弹簧; 7—真空灭弧室

关合闸时, 电流通过进线端子, 隔离刀直接到出线端子; 开关分闸时, 机构通过绝缘拉杆 3 带动隔离刀 1 作旋转运动, 主隔离刀打开, 电流通过副隔离刀转移到真空灭弧室, 隔离刀转动的同时, 真空灭弧室分闸, 将电流切断, 完成分闸过程。

2) 图 4.6-12 为真空负荷开关箱式结构的示意图, 图中为产品的合闸位置, 电流通过进线套管、真空灭弧室、软连接、隔离刀、出线套管引出。真空灭弧室与隔离刀密封在 SF<sub>6</sub> 气体中, 不受到外界环境的影响。真空灭弧室与隔离刀分别通过两个绝缘主轴进行操作, 通过联锁实现真空灭弧室与隔离刀之间的操作顺序。

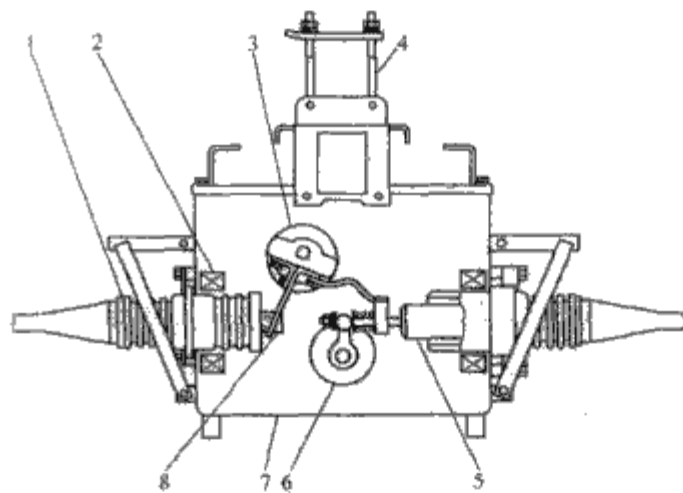


图 4.6-12 真空负荷开关箱式结构示意图

1—绝缘套管; 2—电流互感器; 3—绝缘主轴 (操动隔离开关); 4—悬挂件; 5—真空灭弧室; 6—绝缘主轴 (操动真空灭弧室); 7—箱体; 8—隔离开关

3.1.2.1.2 灭弧结构

图 4.6-13 为产气式灭弧室的示意图。它利用固体产气材料组成的狭缝, 在电弧作用下, 产生大量气体, 实现气吹灭弧。通常将产气材料与触头压制成一体, 结构简单、工艺方便。

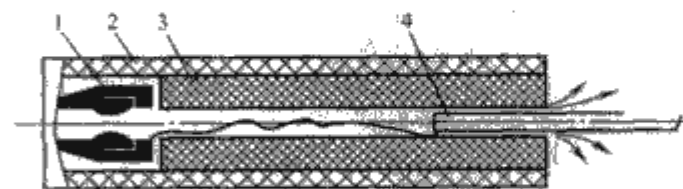


图 4.6-13 产气灭弧室示意图

1—静触头; 2—绝缘外壳; 3—产气材料; 4—动触头

1) 图 4.6-14 是一种 SF<sub>6</sub> 旋转压气灭弧结构。它利用带轮翼的主轴 6 作旋转运动压缩气体, 并由舌状阀门的控制形成气吹灭弧。



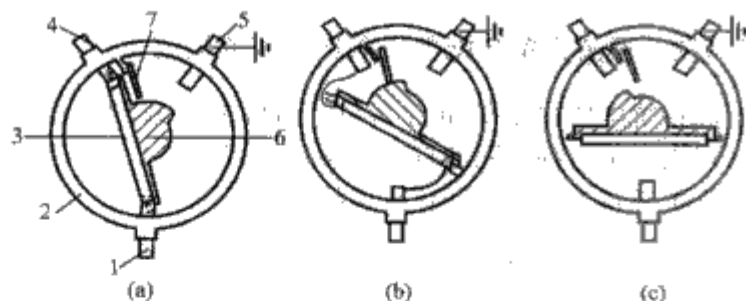


图 4.6-14 旋转压气灭弧结构图

(a) 位置一；(b) 位置二；(c) 位置三

1—接线端；2—绝缘外壳；3—动导电杆；4—接线端；

5—接地端；6—带轮翼的开关主轴；7—舌装活门

2) 图 4.6-15 是采用永久磁铁灭弧结构图，它利用永久磁铁产生的磁场，使电弧的弧根运动，而达到冷却电弧、熄灭电弧的作用。

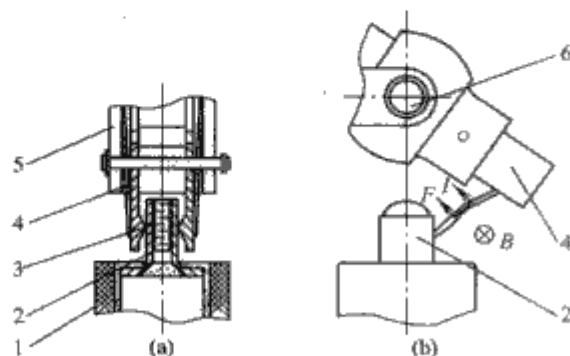


图 4.6-15 采用永久磁铁灭弧结构图

(a) 触头闭合；(b) 触头分开；

1—静触头座；2—静触头；3—永久磁铁；4—动触头；

5—动触头座；6—转轴

B—永久磁铁的磁感应强度；I—电弧电流；

F—电弧受到磁场的作用力

3) 图 4.6-16 为金属去离子栅灭弧装置的示意图。绝缘支架 6 上装有许多厚度为 1.5~3mm 钢板冲成的横向金属栅片 5，栅片外表面可以镀铜以增加传热能力和防止铁片生锈。每一栅片上冲有缺口。栅片之间的间隙视工作条件不同约为 2~12mm。当装在栅片缺口附近的动触头 3 与静触头 7 分开并产生电弧 4 时，由于栅片的存在，电弧电流在周围产生的磁通路径发生畸变，于是产生一将电弧拉向栅片的吸力。由于栅片本身有吸引电弧进入的能力，所以这种灭弧装置一般不需装设磁吹线圈。电弧进入栅片后，它被分割成许多串联的短弧，且将电弧拉长，有效地冷却电弧；当交流电流过零时，提高弧隙的介质恢复强度，使电弧易于熄灭。

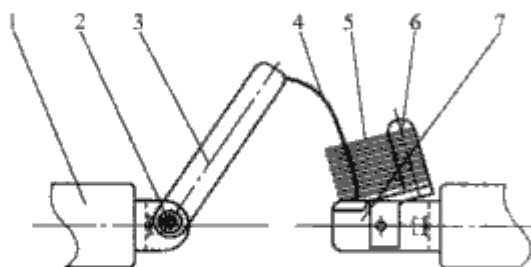


图 4.6-16 金属去离子栅灭弧装置

1—动触头座；2—转轴；3—动触头；4—电弧；

5—金属栅片；6—绝缘支架；7—静触头

### 3.1.2.2 设计要点

(1) 主要技术参数和要求适当。要从实际出发，不要取得过高，否则将失去负荷开关结构简单、机械可靠性高和价格低廉的特点。

(2) 处理好各项性能之间的关系。对于产气灭弧，在选

择优良的产气材料的基础上，合理选择好狭缝的尺寸，以使开断大小电流的熄弧特性较好。合理选择喷口和压气活塞尺寸，既满足压气灭弧的需要，又使操作功不过大，是压气式灭弧室设计的关键。对于采用永久磁铁结构的 SF<sub>6</sub> 负荷开关，应选择好永久磁铁的材料及尺寸，使其产生合适的磁通密度，保证灭弧室开断电流的性能。对于采用去离子栅机构的 SF<sub>6</sub> 负荷开关，适当地选取栅片的尺寸、距离及片数是该类产品设计的关键。真空负荷开关设计中应注意保证较高的绝缘水平，尤其是隔离断口的绝缘水平。对于真空灭弧室与隔离刀联动结构的产品，应注意保证灭弧室与隔离刀的动作顺序，如果在产品运行中，由于某种原因使其动作顺序颠倒，就会发生隔离刀带电拉闸而使产品爆炸。对于真空灭弧室与隔离刀分别动作的产品，应注意真空灭弧室与隔离刀动作之间的可靠联锁，避免发生隔离开关带电拉闸的现象。

(3) 操动机构。柱上负荷开关通常配用手力或电动储能弹簧机构，以保证负荷开关的关合能力和开断性能。

### 3.1.2.3 选用、使用与维护

凡不需要短路保护，只要求控制操作的场合均宜选择负荷开关。应根据使用地点的参数、操作频繁程度选择不同型式的产品。操作频繁使用时，应选择 SF<sub>6</sub> 或真空负荷开关。负荷开关应按照产品说明书的规定和运行安全规程进行安装调试。对于有些 SF<sub>6</sub> 产品，运行期间应监视气体压力。保持运动部件的润滑良好，防止生锈。当操作次数或电寿命达到制造厂提供的规定次数时，应及时检修或更换有关零部件。

## 3.2 交流高压自动分段器

分段器 (H. V. Automatic Line Sectionalizer for AC System) 是一种能够记忆通过故障电流的次数，并达到整定的次数后，在无电压或无电流下自动分闸的开关设备。某些分段器具有关合短路及开断与关合负载电流的能力，但无开断短路电流的能力。总之，在开断能力上，与负荷开关相同。

### 3.2.1 用途与功能

分段器是配电网提高可靠性和自动化程度的又一重要设备，它广泛地应用在配电网线路的分支线路或区段线路上，用来隔离永久性故障。分段器必须与断路器或重合器配合使用，它串联于重合器或断路器的负荷侧，主要用于中压架空线路的控制和保护。

分段器具有以下特殊功能：

(1) 自动监控输电线路的工作状态，自行判断线路是否发生短路故障。

(2) 记忆功能。一旦线路电流超过额定起动电流，分段器就自动对其电源侧的重合器（或断路器）开断电流的次数进行记忆。如果达到整定值，分段器在重合器再次关合前无电流时间区段分闸并闭锁在分闸位置。通常，闭锁前的记数次数可整定为 1 次、2 次或 3 次。

(3) 记忆和复位功能。如果在未达到整定的计数次数之前故障已经消失，分段器将在一定时间（即记忆时间）内对已有的计数保持记忆。若在记忆时间内再次发生故障，则在原有计数的基础上累加计数；如果超出预先设定的复位时间，分段器将忘记已有的计数，回复到原有的计数功能。

### 3.2.2 分段器的分类

兼有开、合负荷电流功能的分段器其本体部分的开断功能与普通负荷开关的功能基本相同，分段器本体部分的分类与负荷开关基本相同。分段器还应增加电流互感器及控制器，控制器可分为液压控制器和电子控制器。由于电子类产

品的发展,以及电子产品具有设定范围宽、灵活方便、易配合、适应性强等特点,几乎占据了所有市场。

3.2.3 设计特点

(1) 灭弧室。分段器是在重合器或断路器开断故障电流后,在无电流、电压的条件下分闸,原则上不需要设置灭弧室。兼有开、合负荷电流功能的分段器其灭弧室部分与负荷开关部分基本相同。

(2) 操动机构。分段器只需要自动分闸和手动合闸、分闸操作顺序,因此,可以采用小型的手力储能弹簧机构,也可以采用电动储能弹簧机构。

(3) 控制器。分段器不具备开断短路电流的能力,控制器必须确保在电源侧重合器、断路器开断故障电流以后才发出分闸指令。

电子控制器的基本原理见图 4.6-17,图中参数整定电路的作用是对输入信号进行鉴别,若信号达到或超过额定启动值,则使计数继电器线圈回路导通,其动合触点闭合对计数电容器充电。故障电流被开断以后,计数继电器线圈断电,动断触点接通,计数电容器对计数电路放电,完成一次计数。

设计分段器电子控制器应注意两点:①分段器负荷侧保护设备开断故障电流时,控制器不得误计数;②对于涌流,控制器不得误计数。

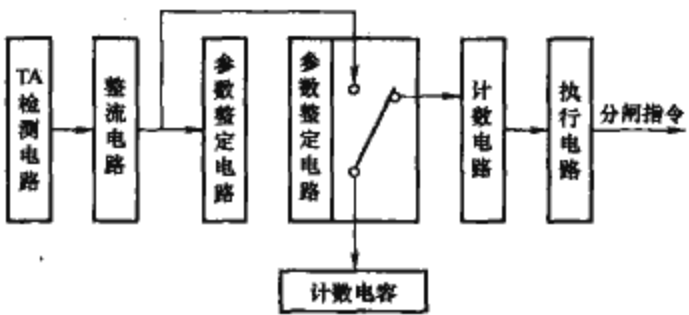


图 4.6-17 电子控制原理

4 柱上开关设备的发展与应用

随着新技术和新材料在户外开关设备上应用,尤其是复合绝缘技术、永磁技术、传感器技术、锂电池技术和网络及计算机技术都已应用在户外配电系统中,体现了柱上开关设备的发展趋势。

小型化。复合绝缘技术的应用,减小了开关产品的体积。在接地箱壳式结构中采用绝缘件将带电部分与接地箱壳隔开,以减小绝缘距离,减小开关的总体体积。例如,图 4.6-4、图 4.6-7 和图 4.6-8 所示柱上真空断路器都采用此类方式。在带电箱壳断路器中,直接采用负荷绝缘材料作为真空灭弧室的主绝缘和主支撑结构,简化了产品的结构,缩小了产品的体积。

智能化。数字化的保护和控制、特性的选择、故障定位、功能自检等功能,满足配电自动化的需要。传感器技术的应用,加快了传统产品在线检测的自动化进程。

高可靠性。包括机械可靠性与电气绝缘可靠性。柱上产品不易检修,因此,对可靠性的要求较高。而且容易受到环境的影响,例如灰尘、锈蚀、润滑失效等。弹簧机构不易实现完全密封,而且零部件较多,产品在线路运行中经常有拒分、拒合现象发生。采用永磁机构,由于其零部件少,运动部件只有一个,不需要维护和检修,可以密封于充气箱体内部,实现真正的免维护。

高度安全性。箱型结构产品进行内部引弧试验,在产品密封箱体上装安全阀,体现了对人身安全的重视。

4.1 柱上开关设备与配电自动化系统的模式

除传统中所界定的重合器与过流脉冲计数型分段器配合,还出现了各种不同的自动化系统模式,表 4.6-5 列出了柱上开关设备与配电自动化系统的模式。

表 4.6-5 柱上开关设备与配电自动化系统模式

型式	主要特征	方案	特 点	主要设备
电流型模式		重合器与过流脉冲计数型分段器配合	我国的国家标准就是以电流型的控制与保护模式而制定的。该方案适用于辐射状网络,易于实现反时限保护,可方便地与主变熔断器特性相配合。故障判断准确,冲击次数多,不能自动恢复非故障段线路的供电,难以分断隔离故障区域。 该种方案需要满足以下三条: (1) 分段器设定的计数次数比重合器闭锁前的分闸次数少一次; (2) 分段器记忆时间大于重合器的分段时间和重合时间的累计数; (3) 分段器的起动电流小于重合器	重合器、过流脉冲计数型分段器
		基于自动化开关设备相互配合,实现故障隔离 优点:建设费用低,不需要建设通信通道和主站系统 缺点:仅在故障时起作用,正常运行时不能起监控作用,不能优化运行方式 调整运行方式后,需要到现场修改定值	故障处理时间短,只适合于线路长、导线细,沿线短路电流差别较大的农村地区。不适用于变压器容量大、导线截面粗,馈线沿线短路电流大且差别不大的场所 该种方案需要满足以下三条: (1) 保护重合器的快、慢时间—电流曲线必须低于后备保护重合器的相应曲线,而且有足够距离; (2) 合理设定重合器时间,保护后备重合器合闸先于保护重合器; (3) 正确设定复位时间,确保两台重合器在任何故障电流下都能完成设定的操作顺序	重合器
电压型模式		重合器与电压—时间型分段器配合	电压型控制原理是以电压为参量进行线路故障判断和状态检测的设备。能够自动隔离故障段和恢复非故障段线路的供电。在故障隔离的过程中重合次数多、影响范围大、非故障区域的恢复时间长,暂时故障恢复时间长。经常需要借助“残压”作为判断闭锁的条件,不十分可靠	重合器、电压—时间型分段器
电压电流型模式		重合器与电压—电流型开关配合	电压、电流型模式是以电流为依据判断故障和故障类型,以电压为依据,以时间为参量实现故障段的自动隔离和非故障区域的自动恢复供电。电压—电流型开关是以断路器为开关本体,以电流、电压、时间为控制参数。由于国内负荷开关和断路器的价格相差不大,且以断路器为开关本体的分段器(分段断路器)在配网保护的设计中应用相当灵活,故以自动重合器与自动分段断路器组成的配电网应用广泛 该方案具有暂时故障恢复速度快、只需一次重合,永久故障处理时间短,且不需要借助“残压”作为判断闭锁的条件。但是,要求变电站出线开关的速断保护延时动作,对系统保护定值配置影响较大	重合器、电压—电流型开关



续表

型式	主要特征	方 案	特 点	主要设备
基于馈线远方终端 FTU 的馈线自动化系统	柱上开关设备配 FTU 远方终端, 通过通道与集控中心相连, 进行双向通信, 可以实现遥控、遥信、遥测	各 FTU 分别采集相应柱上开关的运行情况, 如电压、电流、功率和开关当前的位置、储能完成情况等。将上述信息由通信网络发向远方的配电自动化控制中心。各 FTU 还可以接受配电网自动化控制中心下达的命令进行相应的远方操作, 在故障发生时, 各 FUT 记录下故障前及故障前的重要信息, 如最大故障电流和故障前的负荷电流、最大故障功率等, 并将上述信息传至控制中心, 经计算机系统分析后确定故障区段和最佳供电恢复方案, 最终以遥控方式隔离故障区段、恢复健全区段供电	它的优点是可以全面实现配电自动化, 自动化程度高。但这种模式对通信通道的依赖性很强, 要解决从控制中心与众多配电监控点之间的可靠通信。存在如受环境等外界因素的影响、投资太高、可靠性不够、通信速率和容量不足等问题	重合器, 分段开关, 馈线终端单元 FTU, 微机远动装置 RTU 及监测监控及数据采集系统 SCADA 系统

4.2 柱上开关设备与配电自动化系统模式的应用

对于上述不同的保护模式或方案, 分别适用于不同类型的负荷特性及网络结构。

(1) 对于典型的像照明、排灌、小型工业类负荷供电的放射配电网, 由于常规的保护方案即可满足其供电可靠性的要求。优先采用重合器与电压—时间型分段器配合或重合器与过流脉冲计数型分段器配合。

(2) 由于农村配电网处于电网的末段, 且负荷峰谷差很大。当线路末段最大负荷电流与可能出现的最小故障电流值相接近时, 不宜采用电流型模式, 宜采用电压型模式。

(3) 农村配电线路的负荷较轻, 但分支线路较多, 结构复杂, 在线路中需要设置的自动开关较多时, 宜选用重合器与过流脉冲计数型分段器配合模式。

(4) 当线路通道较好或导线采用绝缘线, 从而线路发生瞬时性故障较少时, 宜采用电压型模式。反之, 若线路发生瞬时故障几率高时, 宜选用重合器与过流脉冲计数型分段器配合模式, 以缩短相对较长的故障处理时间。

(5) 对于重要负荷, 如煤矿、金矿等矿产开采企业、电熔镁厂、海产养殖场等用户, 因停电故障引起的非计划停电所造成的损失较大, 因而对供电可靠性要求较高。推荐采用重合器与重合器配合模式或者电压电流型模式, 并实行环网供电或双电源供电。

(6) 对于城市郊区或重要负荷, 也可以采用 FTU 配电自动化系统或配电 SCADA 系统。

(7) 农村电网中, 配电线路主干长度接近或超过 10km 时, 至少应在线路中部分段一处, 配电分支线路超过 2km 时, 应考虑装设分段保护装置。

配电自动化的概念及需求已超越原来重合器/分段器的配合要求, 不仅用于辐射型电网, 也可用于环网。重合器/分段器只是智能断路器/智能分段器的部分功能产品, 重合器/分段器的概念将逐渐淡化, 智能柱上开关的概念将逐渐取而代之。

# 第 7 章 交流金属封闭开关设备

## 1 概述

交流金属封闭开关设备和控制设备（以下简称开关柜）是指除进出线外完全被接地金属外壳封闭的成套开关设备和控制设备，由若干功能单元排列组成，功能单元内根据一次主接线需要配置断路器（或负荷开关）、隔离开关（或隔离触头）、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线等一次元件及控制、测量、保护装置（或数字式控制保护单元），在电力系统中作接受与分配电能之用。

开关柜技术在近 10 年来有着显著进步。组装柜取代了焊装柜，数控钣金装配工艺取代了焊装工艺，以数控钣金类加工设备为基础的现代化生产线使加工精度、外观、防护等级、生产效率都有了很大提高。开关元件基本实现无油化，真空断路器和 SF<sub>6</sub> 断路器取代油断路器，使开断能力、电寿命指标都有大幅度提高，为少（无）维护开关柜奠定了基础。开关元件的小型化以及多种复合绝缘结构的使用，使开关柜产品得以小型化。绝缘材料性能和浇注工艺的提高，尤其是环氧树脂自动压力凝胶技术（APG 浇注工艺）和先进的真空浇注技术的推广应用，检测设备的完善，较高精度和光洁度模具的选用，使绝缘件的内在质量和外观水平得以显著地提高。普遍采用先进的表面涂装技术及相应的前处理工艺，如静电喷涂、流化涂覆等，使产品的防锈能力和外观质量大为改善。气体绝缘技术与开关柜技术的结合促进了中压气体绝缘开关柜的发展，已在国内一些企业研制成功并投入批量生产。现代传感技术、数字技术及通信技术的发展使得数字式继电器或控制和保护装置得以大量应用，向开关柜产品的数字化、智能化发展。

## 2 产品的分类

根据 IEC 62271-200；2003 和 GB 3906—2006《3.6～40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》标准，开关柜按打开可触及隔室时丧失的运行连续性的分类为 LSC2B 级、LSC2A 级、LSC1 级，其中 LSC2B 级提供的运行连续性最高，LSC2A 级提供的运行连续性次之，LSC1 级最低，见表 4.7-1。

表 4.7-1 开关柜按丧失的运行连续性的分类

运行连续性类别		结构特点
LSC1	当一面开关柜主回路的一个隔室打开时，必须断开其他开关柜，至少另一面开关柜或母线段	柜内无隔板或隔板不全
LSC2	LSC2A 当一面开关柜主回路的一个隔室打开时，所有其他开关柜仍可以带电	柜内有隔板且隔离间隙与母线之间有分隔，最少两个隔室
	LSC2B 当一面开关柜主回路的一个隔室打开时，所有其他开关柜和打开开关柜的电缆隔室仍可以带电	柜内有隔板且隔离间隙与母线及电缆之间有分隔，最少两个隔室

为了表征产品结构中有关隔板或活门的有无及其材料属性是金属还是非金属，上述分类可以加后缀 PM 或 PI 予以

区分，PM 表示隔板和活门是金属的，PI 表示至少一个隔板或活门是非金属的，则丧失运行连续性分类可表示为：LSC1、LSC1-PM、LSC1-PI、LSC2A-PM、LSC2A-PI、LSC2B-PM、LSC2B-PI。

多年来，依 GB 3906—1991 标准将开关柜按柜体的内部分割方式进行分类，见表 4.7-2。

表 4.7-2 金属封闭开关设备和控制设备的按习惯分类及主要特点

分类依据	分 类	主要特点
按柜体的内部分割方式分类	箱型	隔室的数目少于铠装型和间隔型，无隔板或隔室的隔板不满足规定的防护等级
	间隔型	主开关及其他元件具有单独的隔室，构成隔室的隔板至少有一块为绝缘材料且满足规定的防护等级
	铠装型	主开关及其他元件具有单独的隔室，构成隔室的隔板为接地的金属隔板

习惯上还有按使用场合、主开关连接方式等予以分类，如户内、户外，固定柜、手车柜等。

此外，根据开关柜在配电网中所处位置和作用，常常分为一次配电开关柜和二次配电开关柜，见图 4.7-1。一次配电开关柜主开关以断路器为主，技术参数一般为额定电压 40.5kV 及以下，额定电流 630～3150A、4000A（需强迫风冷），热稳定电流至 31.5～50kA，因位于配电电源的首端，对配电网的影响较大，一般涉及一条馈线乃至整个变电站，对开关柜的安全级别要求较高。二次配电开关柜主开关以负荷开关为主（包括负荷开关+限流熔断器组合电器），也有部分采用断路器，技术参数一般为额定电压 12～24kV，也有部分 40.5kV，额定电流以 630A 为主，少数为 1250A，热稳定电流一般为 20kA，少数为 25kA，因位于馈线的中段或末端，对配电网的影响小，一般涉及一段馈线至一条馈线，对开关柜安全级别要求可有所降低。由于使用场合的不同，一次配电开关柜重要性高于二次配电开关柜，而后的使用数量数倍于前者，故一次配电开关柜侧重性能，二次配电开关柜在保证性能的同时也注重价格。多年来我国主要在一次配电开关柜方面发展，近几年来二次配电柜有了很大

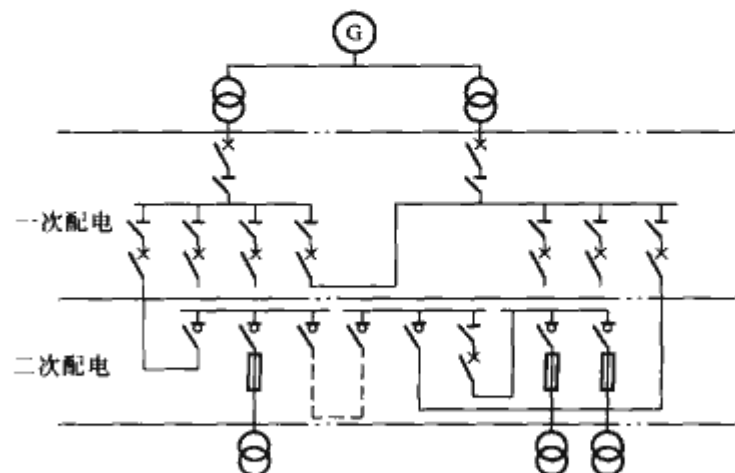


图 4.7-1 一次配电开关柜与二次配电开关柜的划分



进步。

据统计,目前 12kV 级,一次配电开关柜以手车柜占据多数,二次配电开关柜基本是固定柜。40.5kV 级产品中手车柜所占比例较大。

### 3 结构特点及典型产品

开关柜由若干个功能单元排列组合而成,为便于生产和订货,企业把各种功能单元进行了编号,并且按用途给出功能单元的名称,如进线柜、出线柜、左联络、右联络、母联柜、计量柜等。

#### 3.1 空气绝缘交流金属封闭开关设备和控制设备的结构特点

空气绝缘开关柜的每个功能单元由柜体、母线、主开关或移开式部件、隔离开关、接地开关、互感器、避雷器等几大部件的全部或部分组成。柜体采用组装式结构,面板、隔板、筋等多采用多重折边工艺,也有采用型材做骨架配以折边的面板、隔板,用拉铆螺母和高强度螺栓连接。柜体内用金属隔板或绝缘隔板划分成几个基本组成隔室,如母线室、主开关室、电缆室、继电器仪表室等。对于主回路的各隔室,设计有泄压装置。

一次配电开关柜有移开式开关柜和固定式开关柜。对于移开式开关柜,主开关做成可移开的手车并可在柜体的导轨上推进拉出,与主回路通过一次隔离插头连接。手车拉出至试验位置,通过与手车联动的活门完全遮住静触头盒,形成主开关一次隔离插头与主回路的上下隔离断口,隔离断口间接指示,上下隔离结构的尺寸最为紧凑;手车拉出后便于主开关的检查和维修。对于固定式开关柜,除开关的规定操作或动作(含相关连锁)外,没有可动零部件,主开关用螺栓固定于柜体上,与主回路也是固定连接,其二侧设有隔离开关,隔离断口直接可见。

二次配电开关柜一般为固定式开关柜,主开关用螺栓固定于柜体上,仅在主开关的一侧设有隔离开关或者没有隔离开关。

##### 3.1.1 母线室

对于一次配电用开关柜,母线室用于安装主母线和分支母线,移开式开关柜还装有上触头盒及活门,固定式开关柜还装有上隔离开关(母线与断路器之间)的全部或部分。对于二次配电用开关柜,母线室通常是几个功能单元合并成一个大的隔室。母线室内主母线的常见排列有两种:即垂直或水平方向的一字形和品字形(三角形)。一字形布置方式更容易处理母线室上方的进出线方案。早期母线大多是矩形截面,为了缩小开关柜的尺寸,对母线的形状加以改进,现在比较常用的是圆形、D形或圆角矩形截面母线;对母线表面进行处理,采用热缩套管(或硅橡胶)覆盖或是环氧粉末流化敷涂处理。母线室与相邻隔室之间采用金属隔板或绝缘板隔离。

##### 3.1.2 主开关室

对于一次配电用开关柜,主开关室内装的主开关主要有真空或 SF<sub>6</sub> 断路器,此外许多固定式开关柜在主开关与出线之间设置的下隔离开关的全部或部分也装于该隔室。移开式开关柜根据断路器手车在柜内的位置可分为中置式、下置式和落地式。

中置柜是移开式铠装柜的一种新类型,基于断路器元件的小型化,将断路器手车置于中部,触头盒离地的位置较高。这样带来了许多优点,断路器手车尺寸小、柜体深度尺

寸减小、电缆安装高度高,检修维护方便,可实现靠墙安装。但它的主要缺点是可移开部件进出车不便,需要辅助装置(升降车、推进平台),产品的可移开部分与柜体之间配合精度要求较高。

下置式是将断路器手车置于下部,同时触头盒离地的位置略低,进出车方便,无需辅助装置,继电器仪表室空间大。但电缆室位于柜体后部,柜体深度尺寸大,无法实现靠墙安装。

落地式是将断路器手车落地布置,主开关借助柜内的辅助导向轨道直接进行进出车操作,多用于 40.5kV 的产品中或以前设计的 12kV 产品中。由于受断路器元件的尺寸限制,触头盒离地的位置还是较高,可移开部件的轨道与隔离插头间的距离比中置离得远,因此断路器手车尺寸大。

##### 3.1.3 电缆室

电缆室是电缆进出线隔室。对于一次配电开关柜,内部有足够空间可装配多根电缆以及电流互感器、电压互感器、避雷器、接地开关等辅助设备,在移开式开关柜中还装有下列触头盒及活门。对于二次配电开关柜,电缆室内主要装有电缆、电流互感器、避雷器,限流熔断器也装于该室。大多用户为了安装和维护方便,要求开关柜制造商留有尽量高的电缆安装空间。

##### 3.1.4 继电器仪表室

继电器仪表室是安装控制元件和机电仪表的隔室,与开关柜的高压隔室相对独立,并完全隔离。面板装有各式各样的测量和保护用的仪表,如电流表、电压表、信号和时间继电器等。室内设有集成式安装板,便于安装二次端子排。底部端子排也由水平排列改为倾斜安装,更适于安装和检测。侧板与上端顶板有控制线穿越孔,以便控制电源的连接。随着计算机和数字技术的发展,逐渐减少原来电磁式的保护装置,更多采用数字式继电器或控制保护装置,使控制面板分布更合理,外观更清晰。有的还装有综合状态指示器,显示主开关分/合状态,隔离插头位置、接地开关分/合状态、已储能/未储能等信号。

对于二次配电开关柜往往根据实际情况将结构简化,并把主开关的操动机构也放在该室。

#### 3.2 空气绝缘交流金属封闭开关设备和控制设备的典型产品

##### 3.2.1 XGN2-12(Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备

XGN2-12(Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备属于一次配电开关柜,见图 4.7-2。额定电流为 630~4000A,4s 热稳定电流为 31.5~50kA,产品采用箱式结构,可配装 ZN28-12、ZN65A-12、ZN63A-12 等整体式真空断路器,可于正面安装;断路器二侧均配用了 GN30-12(D) 型旋转隔离开关,集隔离、接地功能于一体;通过联锁盘实现机械联锁,需从前、后两面进行维护。母线室在柜体后上部,主母线品字形排列,电缆从后下部连接。柜体已改焊接结构为组装式结构,主回路各隔室设有压力释放通道。运行连续性的级别为 LSC2B。外形尺寸(宽×深×高)为 1100mm×1200mm×2650mm(开断电流 31.5kA 及以下)、1200mm×1200mm×2650mm(开断电流 50kA 及以下)。

##### 3.2.2 KYN28A-12(Z) 铠装型移开式交流金属封闭开关设备

KYN28A-12(Z) 铠装型移开式交流金属封闭开关设备属于一次配电开关柜,见图 4.7-3。额定电流为 630~4000A,4s 短时耐受电流为 25~50kA,产品采用铠装式结



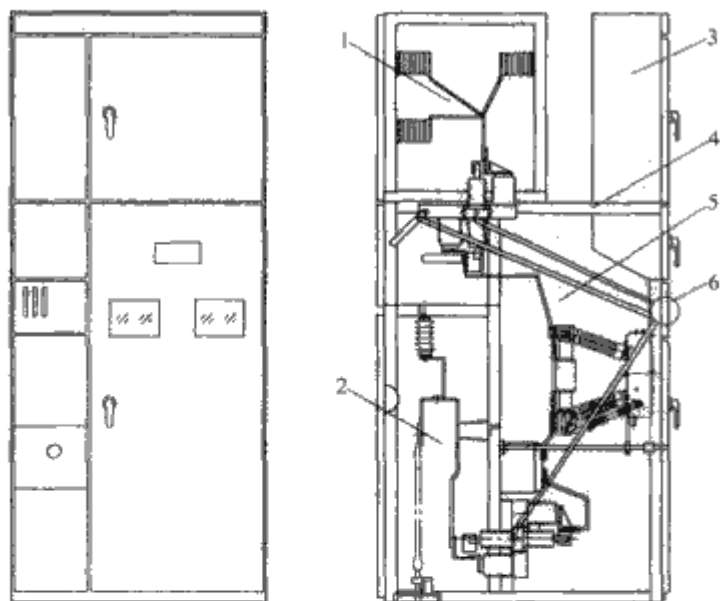


图 4.7-2 XGN2-12 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备示意图

1—母线室；2—电缆室；3—继电器仪表室；4—压力释放通道；5—断路器室；6—操动及机械联锁装置

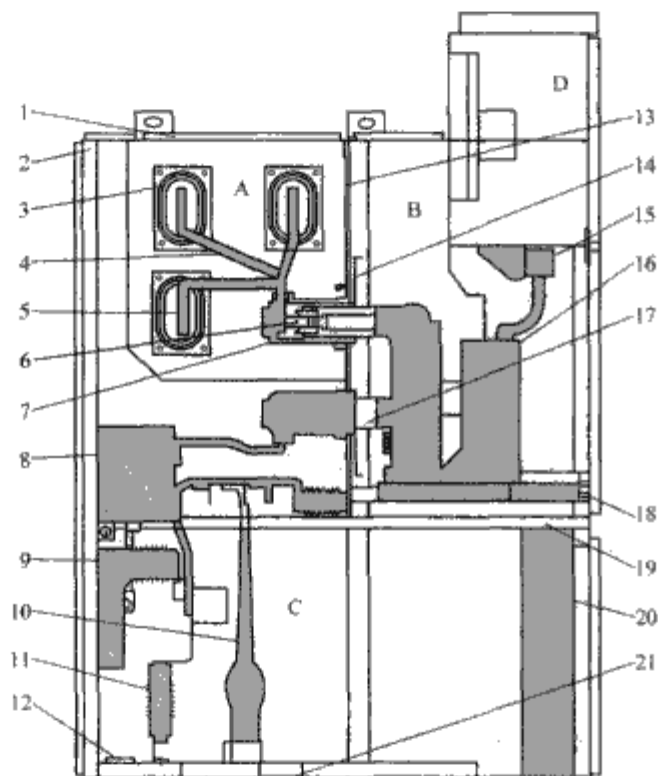


图 4.7-3 KYN28A-12 (Z) 铠装型移开式交流金属封闭开关设备示意图

1—泄压装置；2—外壳；3—母线套管；4—分支母线；5—主母线；6—静触头装置；7—静触头盒；8—电流互感器；9—接地开关；10—电缆；11—避雷器；12—接地主母线；13—装卸式隔板；14—活门；15—二次插头；16—断路器手车；17—加热装置；18—可抽出式水平隔板；19—接地开关操动轴；20—控制小线槽；21—底板

构，典型功能单元由柜体和中置式可移开部件（即手车）两大部分组成。柜体分成四个独立的隔室，由折弯后的覆铝锌板组装而成，外壳防护等级为 IP4X，各小室间和断路器室门打开时的防护等级为 IP2X。可配装 ZN63A、VD4 等型真空断路器手车，上、下触头盒的金属活门与手车联动，手车退至试验位置后金属活门盖住上、下触头盒形成与主回路的隔离。母线室在柜体后上部，主母线品字形排列，单台拼接，相互贯穿连接，穿越柜间隔板时用母线套管固定。电缆隔室的后壁可安装电流互感器和接地开关，后下部还可安装避雷器。从正面可进入柜内进行安装和维护。具有可靠的机械联锁装置。在主开关室、母线室和电缆室的上方均设有压

力释放装置。运行连续性的级别为 LSC2B-PM。外形尺寸（宽×深×高）为 800mm×1500mm×2300mm（额定电流≤1600A）或 1000mm×1500mm×2300mm（额定电流 1600A 以上）。

### 3.2.3 KYN96-40.5 (Z) 铠装型移开式交流金属封闭开关设备

KYN96-40.5 (Z) 铠装型移开式交流金属封闭开关设备属于一次配电开关柜，见图 4.7-4。额定电流为 630~2500A，4s 热稳定电流为 25~31.5kA，外壳防护等级 IP4X。采用热缩绝缘套管包覆及灭弧室固封等手段提高绝缘水平，并在结构上优化电极形状，使结构紧凑。柜体为用覆铝锌钢板经数控设备冲、剪、重复折弯成型的全组装结构，按功能特征可分为继电器仪表室、手车室、电缆室和母线室四个独立的隔室，各隔室以接地的金属隔板分隔。主开关配用中置式 ZN96-40.5 型固封真空断路器，外形尺寸小，质量轻。主开关手车拉出的同时金属活门盖住上、下触头盒形成与主回路的隔离。母线室在柜体中上部，主母线呈不规则品字形排列，相互贯穿连接，用母线套管固定。电缆隔室的后壁可安装电流互感器、前壁可安装接地开关，电缆从后面进入柜内进行安装。除继电器仪表室外，其他隔室均有独立的泄压通道，这样使故障电弧引起的高压气体可以顺利释放，避免对相邻单元、隔室及人员造成损伤。主开关、手车、接地开关及柜门之间的联锁均采用强制性机械闭锁方式，满足“五防”功能。需从前、后两面进行维护。运行连续性的级别为 LSC2B-PM。外形尺寸（宽×深×高）为 1200mm×2500mm×2400mm。

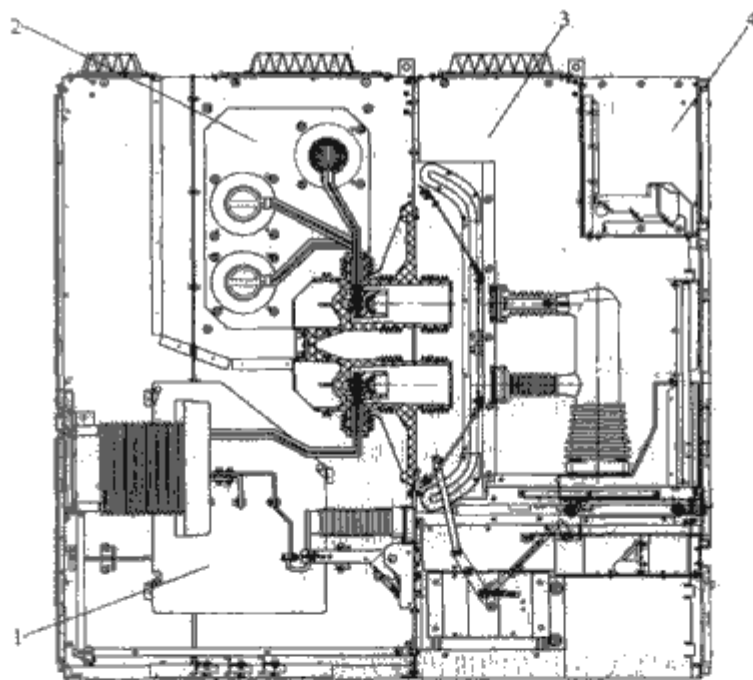


图 4.7-4 KYN96-40.5 (Z) 铠装型移开式交流金属封闭开关设备示意图

1—电缆室；2—母线室；3—断路器室；4—继电器仪表室

### 3.2.4 XGN15-12 (F) 和 XGN15-12 (F·R) 箱型固定式交流金属封闭开关设备

XGN15-12 (F) 为进、出线用的负荷开关柜，主开关为负荷开关，箱型固定式结构。XGN15-12 (F·R) 为变压器保护用的负荷开关+限流熔断器组合电器柜，在 XGN15-12 (F) 负荷开关柜基础上增加限流熔断器和熔断器触发的脱扣器。二者组合配套使用，均用作二次配电开关柜。XGN15-12 (F) 结构示意图见图 4.7-5。额定电压为 12kV，额定电流为 630A，4s 热稳定电流为 20kA，负荷开关额定有功负载开断电流为 630A，额定转移电流开断能力为 1700A。



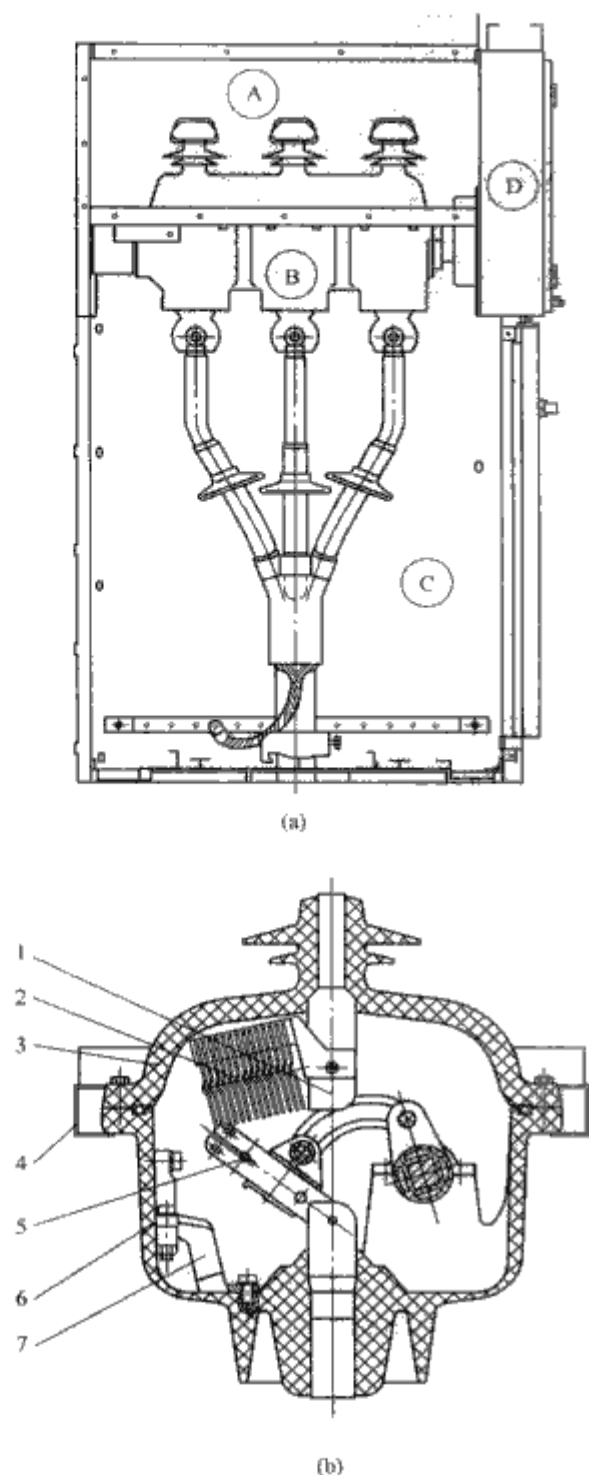


图 4.7-5 XGN15-12 (F) 箱型固定式交流金属封闭开关设备示意图

(a) 侧视图; (b) FLN48-12 负荷开关结构示意图

A—母线隔室; B—充气的负荷开关隔室; C—熔断器/电缆隔室; D—机构与控制隔室

1—静触座; 2—灭弧栅片; 3—上箱体; 4—支撑固定板;  
5—动触头; 6—下箱体; 7—接地静触座

主开关采用三位置 SF<sub>6</sub> 负荷开关并置于密封的绝缘壳体内, 可配用磁吹灭弧原理的 FLN36-12 型负荷开关、金属去离子栅灭弧原理的 FLN48-12 型负荷开关等, 主断口满足隔离断口要求; 母线及其他部分置于空气中, 以空气为主绝缘介质, 连接或扩展方便; 负荷开关与熔断器相互配合实施故障电流和过载电流保护, 熔断器熔断的同时触发同一回路的负荷开关分闸; 熔断器更换方便。运行连续性的级别为 LSC2A-PI。外形尺寸 (宽×深×高) 为 375mm×850mm×1635mm。

### 3.3 气体绝缘交流金属封闭开关设备和控制设备的特点

气体绝缘金属封闭开关设备和控制设备指额定电压为

40.5kV 及以下, 设计压力不超过 0.3MPa (表压), 具有箱型充气隔室的开关柜, 以下简称充气柜, 是将 GIS 的 SF<sub>6</sub> 绝缘、密封技术与空气绝缘开关柜的制造技术进行有机结合的产物。

充气柜以低压力气体作为一次主回路的绝缘或/和灭弧介质, 一般以真空断路器或负荷开关为主开关, 所有的高压带电部件置于绝缘气体中, 当高压带电部件穿越密封箱体时, 则采用界面绝缘方式将带电部位封闭并对暴露于大气的绝缘件外表面加设半导电的接地屏蔽层或金属的接地屏蔽层。其他部分诸如操动机构、控制和保护单元、气室外的二次回路、电缆室、泄压通道等仍置于大气中。利用方形气密性金属容器布置高压元件, 由预制的插拔式电缆终端实现进出线。配用传统的电磁式互感器或配用新型组合式电流/电压传感器进行一次主回路电流、电压的测量与监视, 利用通信与自动化技术实现就地或远程控制、保护、测量、通信、显示、监视、故障录波和事件记录等功能以及智能化。

一次配电充气柜的功能单元主要由母线、断路器气室、母线 (或隔离开关) 气室、电缆室、继电器仪表室、柜体、泄压通道等几大部分的全部或部分组成。

母线结构有三种类型: 充母线室+母线连接器; 插接式固体绝缘母线; 充气绝缘母线。固体绝缘母线、母线连接器结构示意图见图 4.7-6。因为充气绝缘母线+母线连接器或插接式固体绝缘母线的使用解决了现场不用抽真空、充气等处理 SF<sub>6</sub> 气体的问题, 还不受尘埃和凝露的影响, 又便于母线连接、分段或改接, 在新开发产品中多被采用。

断路器气室除装真空断路器外, 还装有绝缘试验用内锥套管、电缆进出线用套管、电压互感器用内锥套管、避雷器用内锥套管, 有的设计将电流/电压传感器装入该气室。

母线 (或隔离开关) 气室, 对于采用充母线室+母线连接器或充气绝缘母线方案的柜子, 该气室内装有母线、三位置隔离开关, 称为母线气室; 对于采用固体绝缘母线方案的柜子, 该气室内高压元件仅装三位置隔离开关, 称为隔离开关气室。隔离开关、接地开关复合组合成三位置隔离开关, 减少了元件数, 提高了可靠性。

断路器气室与母线 (或隔离开关) 气室的连接多采用穿柜套管连接, 也可采用连接器插接。有些产品将断路器、三位置隔离开关、母线集装在一个气室内。一次配电充气柜多采用二气室 (或以上), 二次配电充气柜均为一个气室。各气室都装有压力释放装置。

电缆室与大气相通, 除装有内锥或外锥电缆终端外, 有些产品将插接式电压互感器、插接式避雷器也置于该室。插接式电压互感器、插接式避雷器等高压元件的使用不仅使工厂内安装, 还使现场安装变得灵活、方便。

继电器仪表室主要布置二次控制与保护元件、仪表, 二次部分有的产品选用常规二次, 有的产品选用数字式控制与保护装置。

柜体主要是对气室、其他隔室起支撑作用, 采用的结构、制造工艺与空气绝缘开关柜相同。

对于二次配电充气柜, 主开关通常为负荷开关 (配电动或手动操动机构), 也有断路器的方案。母线、所有开关共处于一个充气隔室, 典型间隔为负荷开关、负荷开关+限流熔断器组合电器, 也有断路器间隔的方案。可以是具有扩展性的不同间隔模块的开关柜排列, 也可以是标准的 3、4、5 或多至 7 个间隔共用一个充气箱体的开关柜, 以简化母线连接, 节省空间和成本。用各种连接器解决扩展性, 消除现场安装气体处理工作。有时配置数字式继电器或控制保护单元。



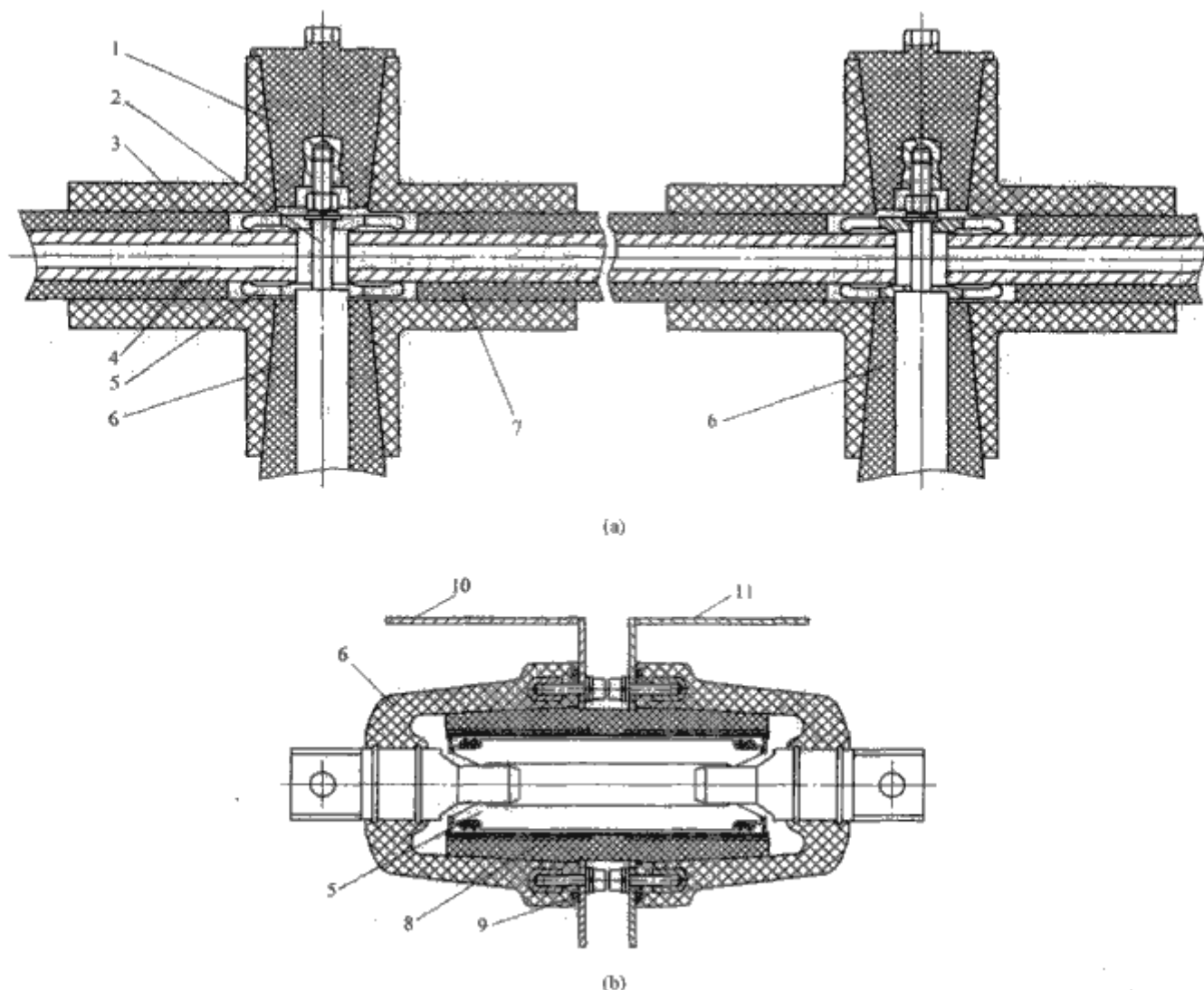


图 4.7-6 固体绝缘母线和母线连接器结构示意图

(a) 固体绝缘母线结构示意图; (b) 母线连接器结构示意图

1—堵盖; 2—连接螺杆; 3—硅橡胶四通; 4—左母线; 5—连接导体; 6—母线绝缘子; 7—右母线;  
8—硅橡胶绝缘套; 9—密封圈; 10—左气室; 11—右气室

由于充气柜主回路各隔室不可触及, 对运行连续性不予分类。

充气柜的主要优点:

(1) 高可靠性, 不受外界环境影响。因主回路的带电部分密封或封闭, 最大优点是不受外界环境的影响, 如凝露、污秽、海拔、化学物质、小动物等, 可使用于潮湿、污秽、沙尘等严酷场合, 高海拔地区等非正常环境条件下, 使设备长期安全运行, 具有高可靠性, 无触电和火灾的危险。

(2) 小型化。由于用绝缘性能优于大气的气体(如  $\text{SF}_6$ 、 $\text{N}_2$ 、干燥压缩空气)作绝缘介质, 高压元件尺寸得以缩小, 在箱形容器内排列方便、集装程度高, 这就使得设备小型化。在 40.5kV 级最为明显, 安装面积、体积比空气绝缘开关柜大约缩小 50%~60%。

(3) 维护工作量减少。因各高压元件用绝缘气体密封, 气室内零部件无腐蚀、生锈现象, 也没有由此造成的操作方面的影响, 需维修的工作量很少。

(4) 适用于双母线系统, 且结构紧凑具有较强竞争力。

从目前的型式试验情况看, 当额定电流大于或等于 3150A 时, 因密封箱体内部的热量向外散热有一定的局限性, 控制温升在规定范围内需要进行进一步研究。

充气柜与高压 GIS 在结构和制造工艺上有所不同, 主要有以下几个方面:

(1) 气体充气压力低, 密封性能易于实现。密封结构利用了不锈钢板表面本身具有一定光洁度这一优点, 将其直接用做密封面, 去掉传统设计中使用的密封法兰以简化结构, 使制造工艺得以简化, 以适应尺寸小、制造成本低、便于规

模化生产的要求。常选用比 GIS 粗的密封圈线径以补偿钣金件的变形公差, 并利用金属波纹管实现无泄漏的长寿命动密封。

(2) 规模化生产采用激光切割、数控弯形、激光焊接等钣金设备和工艺, 效率高、变形小。

(3) 最终装配的密封气室采用等压抽真空、氦气检漏, 密封箱体不变形, 效率高、精度高。

(4) 新型产品现场安装不用涉及抽真空、充气等气体处理问题。

(5) 对电场的敏感性较低。

(6) 对额定压力为 0.05MPa 及以下密封箱体, 在生产过程中不必进行例行压力耐受试验。

### 3.4 气体绝缘交流金属封闭开关设备的典型产品

#### 3.4.1 XGN46-40.5 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备

XGN46-40.5 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备属于一次配电开关柜, 见图 4.7-7。额定电压为 40.5kV, 额定电流为 1250~2000A, 4s 热稳定电流为 31.5kA。主要特点是: 低压力  $\text{SF}_6$  气体绝缘; 主开关为一体化真空断路器, 配用三位置隔离开关; 模块化设计, 二气室结构; 固体绝缘母线、三位置隔离开关、断路器三个主要模块按上中下布置; 具有电气联锁与机械联锁; 配用固体绝缘母线, 便于现场安装、调试, 不用涉及  $\text{SF}_6$  气体处理; 预制插接式内锥或外锥电缆终端实现电缆进出线; 配用穿芯式电流互感器、插接式电压互感器, 亦可配用电流电压传感器; 配用插接式



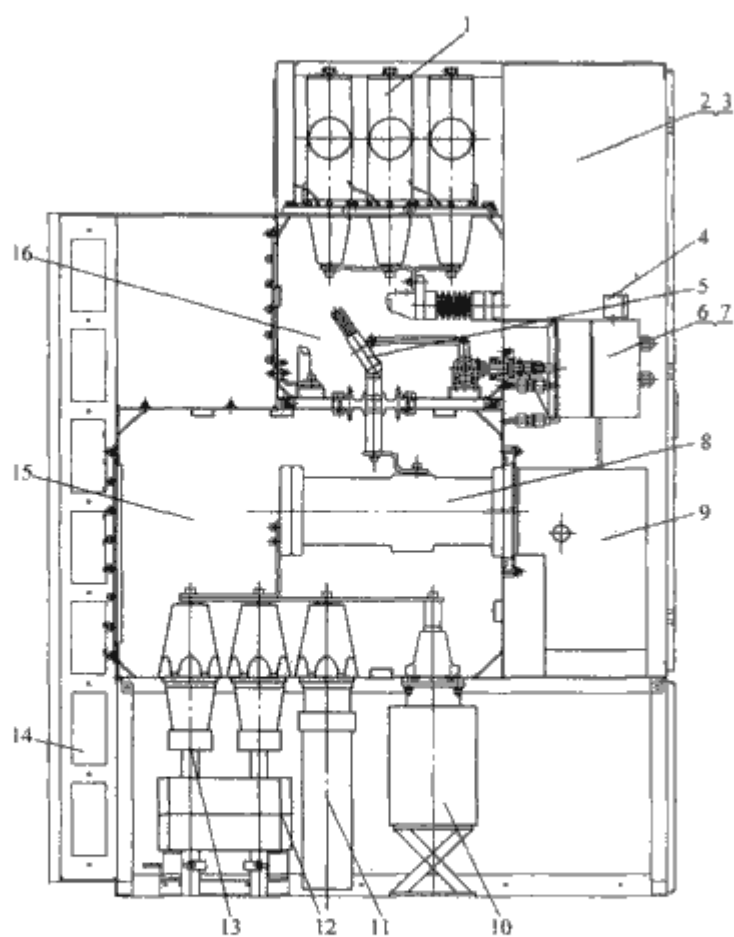


图 4.7-7 XGN46-40.5 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备示意图

1—固体绝缘母线；2—仪表室；3—柜体；4—密度传感器；5—三位置隔离开关；6—三位置隔离开关操动机构；7—控制和保护单元；8、9—断路器及其操动机构；10—插接式电压互感器；11—插接式 ZnO 避雷器；12—穿芯式电流互感器；13—内锥插接式电缆终端；14—泄压通道；15—下充气壳体；16—上充气壳体

金属屏蔽型 ZnO 避雷器。各气室有压力释放装置和通道，采用金属波纹管解决动密封的寿命问题。外形尺寸（宽×深×高）为 800mm×1570mm×2300mm。

### 3.4.2 KGN11-12/24/40.5 (Z) 铠装固定式交流金属封闭开关设备 (N2S 型)

KGN11-12/24/40.5 (Z) 铠装固定式交流金属封闭开关设备 (N2S 型) 属于一次配电开关柜，见图 4.7-8。额定电压为 12kV，额定电流为 1250~2500A，3s 热稳定电流 31.5/40kA；24/40.5kV 的额定电流为 1250~2500A，3s 热稳定电流为 25/31.5kA。

主要特点如下：

(1) 气体绝缘，12kV 采用氮气绝缘，24kV/40.5kV 采用 N<sub>2</sub> 与 SF<sub>6</sub> 混合气体绝缘，减少了 SF<sub>6</sub> 用量。

(2) 模块化二气室，断路器和母线气室可分离，整组柜中间柜体可抽出而无需移动其他柜。断路器采用固封极柱真空灭弧室配弹簧操动机构，零部件大大减少。

(3) 三位置直动式隔离开关实现手动、电动合闸、分闸、接地操作。

(4) 密封箱体由不锈钢薄板激光焊接，产品的密封性采用氦检漏工艺检查。

(5) 现场并柜采用母线连接器，安装方便，不用涉及 SF<sub>6</sub> 气体处理。

(6) 据用户需要配置各种智能控制和保护单元，实现远程和无人值班的自动化功能。

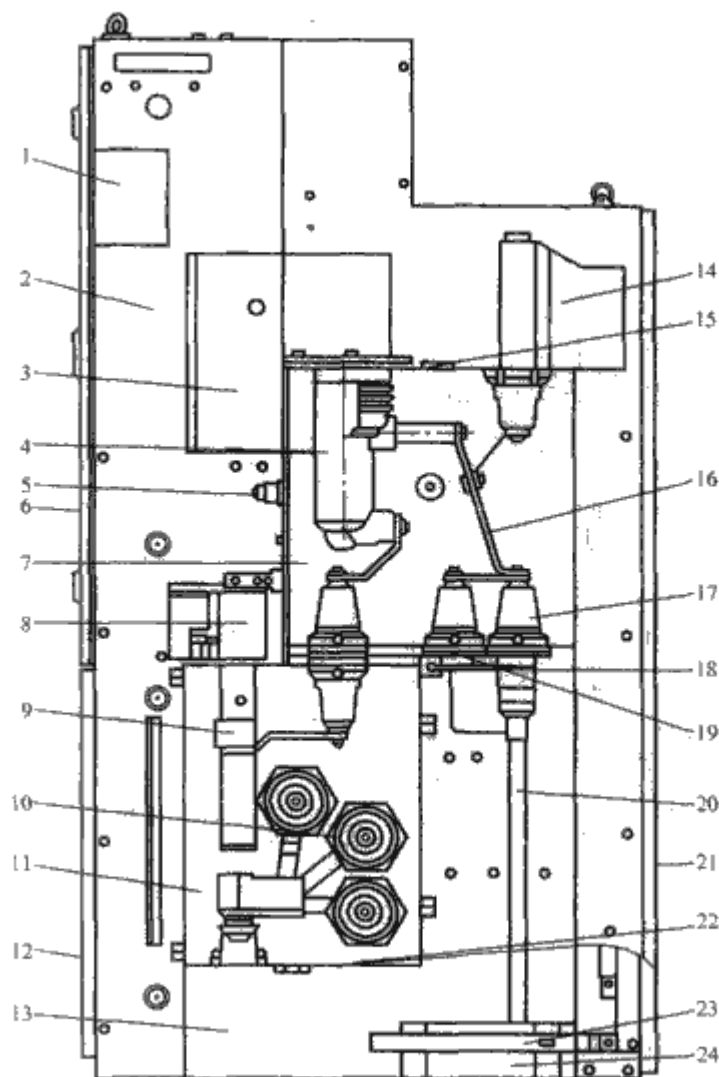


图 4.7-8 KGN11-12/24/40.5 (Z) 铠装固定式交流金属封闭开关设备 (N2S 型) 示意图

1—保护控制单元；2—继电器仪表室；3—真空断路器操动机构；4—真空断路器；5—充气阀；6—继电器仪表室门；7—断路器气室；8—三位置开关操动机构；9—三位置开关；10—主母线；11—母线气室；12—前柜门；13—柜体框架；14—电压互感器；15—断路器气室泄压口；16—分支母线；17—内锥式穿墙套管；18—内锥插接式电缆终端；19—堵头；20—电缆；21—后盖板；22—母线气室泄压口；23—接地母线；24—穿芯式电流互感器

外形尺寸（宽×深×高）为 500mm×1200mm×2250mm (12/24kV，额定电流≤1250A)，800mm×1500mm×2250mm (12/24kV，额定电流≥1600A)，600mm×1500mm×2400mm (40.5kV，额定电流≤1250A)，800mm×1500mm×2400mm (40.5kV，额定电流≥1600A)。

### 3.4.3 XGN□-12/24 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备 (N2X 型)

XGN□-12/24 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备 (N2X 型) 属于一次配电开关柜，见图 4.7-9。额定电压为 12/24kV，额定电流为 630~2500A，3s 热稳定电流为 25/31.5/40kA。

其主要特点是：

(1) 氮气绝缘。

(2) 高压带电部件密封，不受环境影响。

(3) 单气室结构，母线、真空断路器、三位置隔离开关共气箱。

(4) 直动式三位置隔离开关可实现手动、电动合闸、分闸、接地功能。

(5) 密封箱体由不锈钢薄板激光焊接，采用氦检漏工艺检查产品的密封性。

(6) 现场并柜采用母线连接器，不涉及 SF<sub>6</sub> 气体处理，

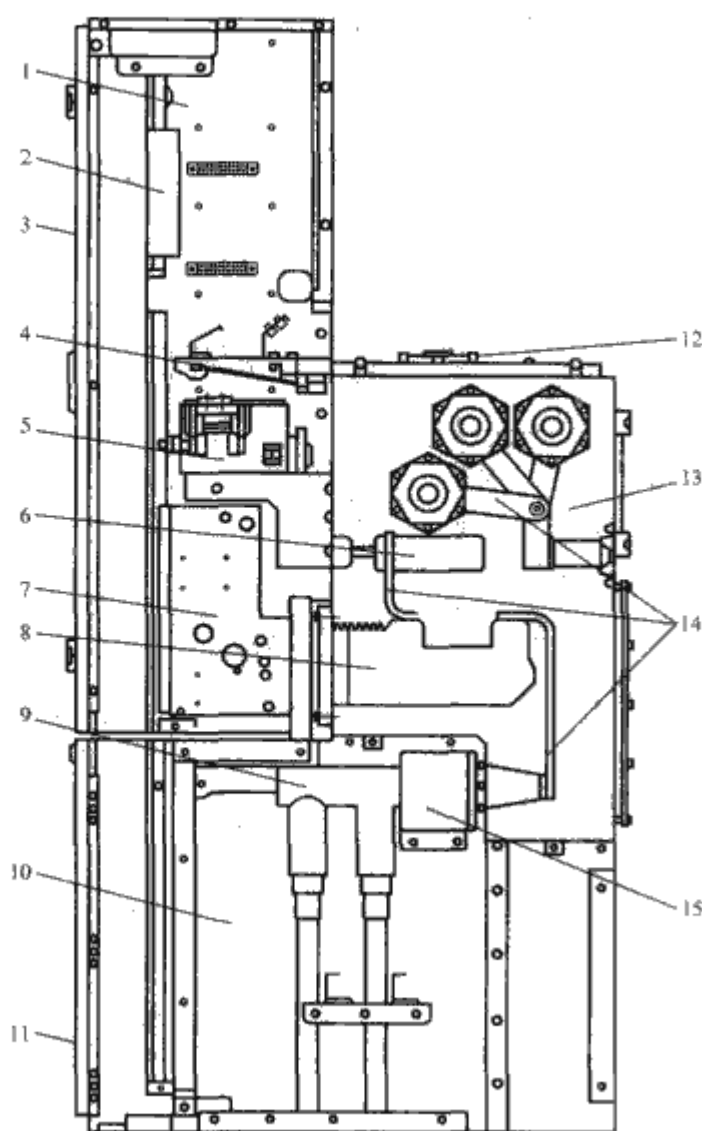


图 4.7-9 XGN□-12/24 (Z) 箱型固定式交流金属封闭开关设备 (N2X 型) 示意图

- 1—继电器仪表室；2—保护控制单元；3—继电器仪表室门；4—充气阀；  
5—三位开关操动机构；6—三位开关；7—真空断路器  
操动机构；8—真空断路器；9—电缆及 T 形电缆终端；10—电缆  
室；11—电缆室门；12—气室泄压口；13—密封气室；  
14—母线；15—穿芯式电流互感器

整组柜中间柜可抽出而无需移动相邻柜。

外形尺寸(宽×深×高)为 500mm×1050mm×2250mm (额定电流≤1250A)、800mm×1150mm×2250mm(额定电流≥1600A)。

#### 3.4.4 XGN86-12 (F) 和 XGN86-12 (F·R) 箱型固定式交流金属封闭开关设备

XGN86-12 (F) 为进、出线用的负荷开关柜，箱型固定式结构，主开关为 SF<sub>6</sub> 三位负荷开关，XGN86-12 (F·R) 为变压器保护用的负荷开关+限流熔断器组合电器柜，均用于二次配电，结构示意见图 4.7-10。可根据需要将几个单元放入一个公共的大气室内，组合成多回路共气箱。额定电压为 12kV，额定电流为 630A，4s 热稳定电流为 20kA，负荷开关额定有功负载开断电流为 630A，额定转移电流开断能力 1700A。采用三相共箱单气室结构，高压带电部件密封在低压力 SF<sub>6</sub> 气体中，以 SF<sub>6</sub> 气体作绝缘和灭弧介质；密封箱体一次性密封焊接；模块化、系列化、可扩展；可配用断路器柜、母线分段柜、计量柜等各柜型；负荷开关采用金属去离子栅灭弧原理；熔断器筒固定于密封箱体上，熔断器品字形水平布置，且置于空气中，可以在大气条件下更换；使用母线连接器，并柜时不涉及 SF<sub>6</sub> 气体处理，

连接或扩展方便；预制式电缆终端进出线；结构简单、可靠性高、安全性好。外形尺寸(宽×深×高)为 350mm×810mm×1400mm。

配用断路器或断路器柜时额定短路开断电流 20kA。

## 4 设计要求

### 4.1 总体设计

开关柜的设计是根据电力系统对主接线及相关使用的要求，按照 GB 3906—2006《3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》的要求，针对使用场合与控制对象，并结合主要电器元件的特点，确定功能单元的一次接线方案、参数、安全级别、结构类型以及在使用现场若干功能单元的组方案，应充分考虑到安全可靠、检修维护方便、经济合理、实用美观等。

功能单元的设计一般应先考虑较典型复杂的功能单元方案。通过典型功能单元的总体规划及总体布置设计确定其外形尺寸。典型方案设计时，要充分考虑其他方案的结构特点，使典型方案的结构与其他方案有尽可能多的部分。对于结构和类型相同元件、部件在机械上和电气上应具有互换性。外壳的防护等级至少应达到 IP2X。此外，充气柜还常常考虑 12kV、24kV、40.5kV 产品的系列设计。

功能单元内部元件的布置应便于使用时的操作、观测、维护和检修，易于安装和调试。断路器的工作状态应易于观察。隔离开关和接地开关的布置应便于运行人员观察断口和接地情况。电缆室的设计应有较大的电缆安装高度，便于电缆的安装和测试维护。

隔壁的设计要确保设备和人员的安全，易于加工和组装，便于内配元件、部件的安装。隔壁的隔板和活门根据需要确定为金属的还是非金属的，防护等级至少应达到 IP2X。当对某一隔壁的元器件进行检修而相邻隔壁仍带电时，应能确保检修人员的安全。各隔壁应考虑限制内部故障电弧扩大的措施并装有压力释放装置。当发生内部电弧故障时，压力释放装置限制和释放压力，产生的高压气体可通过释放通道释放到柜外，有些产品还设置排气通道将排出的气体导入到户外或地下，释放口应防止释放出的气体对在场人员和设备的伤害。

充气隔壁的设计中尤其需要考虑：在低压力范围内合理确定充气隔壁充气压力，且在最低运行温度下不会产生负压；结合生产过程中是否采用同步抽真空工艺以及可能出现的最大压力差，合理确定充气隔壁设计压力；气体密封性，要考虑温度、海拔对密封带来的影响；合理确定隔壁的材料、形状、结构、外观，应采用同一板厚，尽量避免薄、厚板焊接；减少焊缝总长度，提高加工性，减少焊接变形；采取措施防止气体泄漏，降低年泄漏率。

继电器仪表室应设置在便于观测的位置，若有操作元件，还应考虑便于就地操作。为防止操作振动引起的继电器误动作，还应对其采取适当的减振措施。

大电流开关柜在设计中还应采取措施降低温升，减少涡流损失、磁滞损失，如使用不锈钢及铝板等非磁性材料、增大导体和钢铁件之间的距离；选择较佳的导体放置方式、导体形状、导体表面光洁度以及采取发热部位设置散热片、增加散热面积、对导体表面处理等，增强对流，提高导体辐射率；注意通风通道、通风口、滤网的结构设计等，将柜内热量向柜外散热。充气柜应考虑充分发挥内部的对流、向外辐射的散热效果。采取措施后自然散热还不能满足温升要求就得使用风扇(空调)强制使开关柜内部进行对流散热。



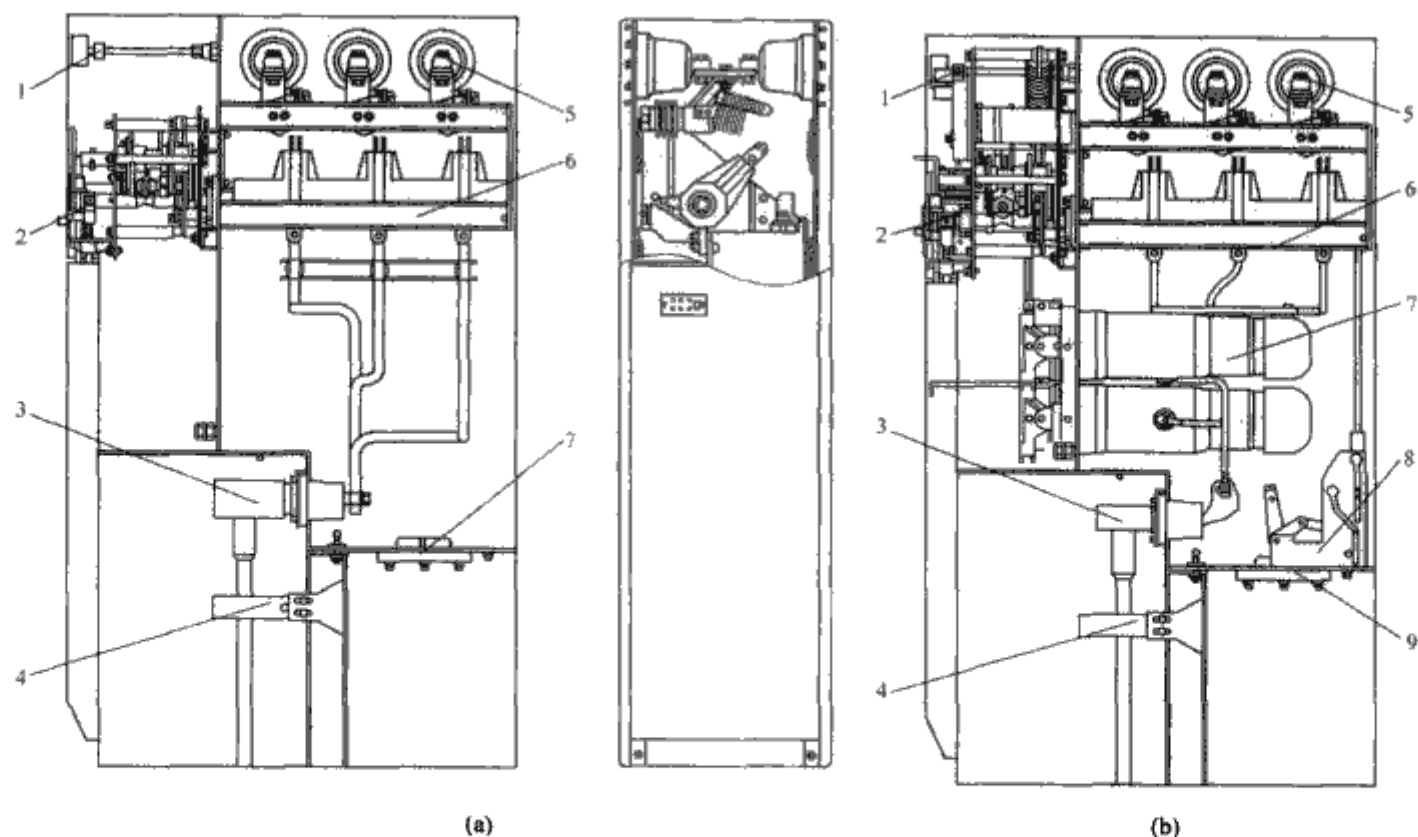


图 4.7-10 XGN86-12 (F) 和 XGN86-12 (F·R) 箱型固定式交流金属封闭开关设备示意图

(a) XGN86-12 (F); (b) XGN86-12 (F·R)

1—压力表; 2—操动机构; 3—T形电缆终端; 4—电流互感器; 5—母线连接器锥套管;  
6—三位置负荷开关; 7—熔断器及装配筒; 8—接地开关; 9—压力释放装置

## 4.2 一次导电回路

一次导电回路中元件布置、导体走向、电连接的结构要从载流、耐受电动力、散热能力等方面综合考虑。元件布置时应注意尽可能有效地利用合闸时的电动力, 保证动热稳定试验时动触头不会退出。设计连接导体时首先应根据通流容量, 合理考虑电流密度; 其次, 合理布置导体, 应有利于散热; 然后, 根据需要对导体表面进行处理或增加散热片, 以增强散热效果。电连接中的动静触头、滑动触头和固定连接应保证接触良好, 接触电阻要小。一次隔离插头是移开式开关柜中一个重要部件, 应有较强的适应性, 在动、静触头啮合时, 接触点应能自动找正, 用以弥补手车与柜体配合时的偏差。当两种不同的金属导体相连时, 应采取措施, 如导体接触面搪锡、镀银等, 以防止电化腐蚀造成的接触面破坏、接触电阻增大等不良结果。

开关柜中常用的触头结构主要有以下几种:

- (1) 夹板式扁插头: 载流能力、承受动热稳定能力有限, 用作一次隔离插头。
- (2) 瓣形圆插头: 采用锻铜或铸铜的触指, 通过弹簧片和框架来固定, 载流能力和承受动热稳定能力都比较强, 但安装不方便, 用作一次隔离插头。
- (3) 梅花触头: 采用紫铜板制作的触指, 用弹簧将触指捆绑在不锈钢制作的支撑架上, 形成沿圆周分布的插头, 因接触点多, 各方面性能都较好, 也用作一次隔离插头。
- (4) 弹簧触头: 一种新式触头, 比上述的触头体积都小, 且载流能力很大, 接触可靠, 但自找正的调节量有限。

## 4.3 绝缘结构

开关柜需长期耐受最高工作电压和短时作用的过电压(大气过电压和内部过电压), 有关国家标准和行业标准规定了应能承受的试验电压。绝缘设计需要考虑绝缘件的使用环境以及确定适用的材料、结构、加工工艺、尺寸、散热状

况、机械强度等因素。因为元件及导体的外形直接影响柜内电场的分布, 应注意导体外形的平整、圆滑, 避免出现尖端和棱角, 使柜内电场趋于均匀, 如采用圆角铜排母线、圆管母线、D形母线, 优化的动静触座、内部导体、支架的电极形状等。

空气绝缘开关柜目前多采用以空气为主体的复合绝缘, 通常还是依据有关标准规定的电气间隙、爬电距离确定绝缘尺寸。充气柜则采用气体绝缘和以绝缘气体介质为主体的复合绝缘, 在电缆接口、母线连接、电压互感器和避雷器插接等局部综合应用一些界面绝缘或固体绝缘的结构。在充气柜和 40.5kV 空气绝缘开关柜的绝缘结构设计中还进行了电场分析及相应的优化。由于电场计算软件水平的提高, 操作简便易掌握, 计算效率高, 将其作为产品绝缘设计的辅助工具可以实现精确设计。通过电场分析软件进行数值计算寻找出绝缘的薄弱环节, 根据电场分析的结果调整布局或结构来进行优化。优化中考虑了电场分布的均匀性、电极耐受最大(冲击)场强的能力、绝缘件表面场强和内部场强、支撑绝缘件金属壳体的表面场强等因素, 使电场分布改变, 局部电场得以均匀, 电场强度最大值降低, 对绝缘的薄弱环节还可采取屏蔽措施。

通过电场计算及优化可以达到下列目的:

- (1) 提高电场均匀度、降低最大场强。通过改变电极形状、绝缘子表面形状来调整等位线分布, 使场强均匀, 控制最大场强在设计许用值以下。
- (2) 合理分配场强。对于多种绝缘介质的情况下, 通过控制电极合理分配场强, 调整等位线分布, 使击穿场强高的固体绝缘材料承受更高的场强, 而使击穿场强低的介质承受较低的场强。
- (3) 对薄弱点的电场屏蔽。对可能产生气泡、小气体间隙、尖角的局部进行屏蔽, 排除这些局部缺陷对绝缘的影响。

### 4.3.1 空气绝缘为主体或气体绝缘为主体的复合绝缘

空气绝缘为主体或气体绝缘为主体的复合绝缘为一种组



合式绝缘结构。主绝缘介质使用空气或绝缘气体,再辅以环氧树脂等固体绝缘材料,插入屏障或表面被覆。这种技术的原理在于固体绝缘隔板具有阻止放电的作用,主要有屏障绝缘和被覆绝缘两种结构。

屏障绝缘用环氧树脂绝缘筒、聚碳酸酯板、聚氯乙烯板、酚醛树脂板等在相间、对地间设置隔板屏障,遮挡放电路径。

被覆绝缘用环氧树脂、交联聚乙烯热(或冷)缩套管等固体绝缘材料通过浇注、流化涂敷、收缩等工艺把带电部位包裹起来,抑制表面场强,从而提高绝缘强度。因固体绝缘件的表面不接地,也可以认为是屏障被放在带电部位的屏障绝缘。

环氧树脂真空浇注和自动压力凝胶技术的发展,为复合绝缘的进步创造了条件。

#### 4.3.2 气体绝缘

为提高密封性和降低对环境的污染,充气柜在低压力范围内选用 $\text{SF}_6$ 、 $\text{N}_2$ 、干燥的压缩空气或混合气体作主回路导体间及其与密封箱体间的绝缘介质;如不仅作为绝缘介质还要作为灭弧介质使用时,则选用低压力 $\text{SF}_6$ 气体。

需要注意的是,充气柜内气体压力虽然不高,但密封问题仍不可忽视。从宏观上看,当柜内气体出现泄漏,压力下降到大气压时,似乎内外压力相等,气体不再泄漏。但从渗透角度考虑,柜内绝缘气体压力显然高于柜外,绝缘气体仍将向柜外渗出,反之柜外空气压力高于柜内的空气分压力,空气又将通过缝隙进入柜内。时间一长,柜内压力虽然没变,但气体成分发生了变化,空气所占比例增加。

对无电弧分解物的充气隔室,水分含量允许值按有关行业标准规定。当额定充气压力不大于 $0.05\text{MPa}$ 时,不得大于 $2000\mu\text{L/L}$ (体积比);当额定充气压力大于 $0.05\text{MPa}$ 时,按 $-10^\circ\text{C}$ 时的饱和水蒸气压力计算出其水分含量允许值。

#### 4.3.3 界面绝缘和固体绝缘

固体绝缘件在大气中直接相互对接时,在接触表面形成一个分界面,若存在空气气隙,那么就可能会成为绝缘的薄弱环节或放电路径,若将硅橡胶等弹性材料紧压在固体绝缘件(通常为环氧树脂)的表面上使分界面上的空气气隙消除或减短,可使该界面绝缘水平提高。界面绝缘特性与表面压力、界面光洁度、界面长度等因素有关。

由于界面绝缘的尺寸小与气体绝缘较匹配,故大量用于充气柜的预制式硅橡胶电缆终端、电压互感器、避雷器插接的接口部分,也用于固体绝缘母线或母线连接器等。采用界面绝缘的各种母线连接器,解决了柜与柜或柜与模块的连接与扩展性,消除现场气体的处理问题。采用界面绝缘的电压互感器、避雷器解决了定期检验、维护需打开气室的困惑,省去了二次引线部分的密封,提高了运行时的安全性。

固体绝缘主绝缘介质使用固体绝缘材料,将一些高压元件用环氧树脂、硅橡胶等固体绝缘材料通过浇注、硫化等工艺把带电的芯部包起来,再将外表面通过液态金属喷镀、浇注硅橡胶半导层、加装无气隙的金属外壳等方法设置一接地层或半导电层,芯部高压导体与接地的金属层或半导电层间靠固体绝缘材料维持耐受电压。那么安全等级得以提高,还可将一些高压元件放置在隔室外部,减少元件间的距离,更方便使用。

界面绝缘与固体绝缘常组合使用,对外连接用的绝缘件某个表面用界面绝缘,其他部分则可用固体绝缘。

#### 4.4 柜体结构

开关柜柜体根据结构需要通常由外壳、隔室、隔板或活

门等几大部件的全部或部分组合而成。由于加工手段的提高,当前的钣金加工普遍采用数控剪、冲、折弯设备,有的工厂还配置了激光切割机或在此基础上的柔性加工系统,大大提高了加工精度和生产效率。由于组装式结构与传统的焊接结构相比具有精度高、互换性好、质量轻、机械强度好、外形美观、有利于组织生产等特点和优点,所以现代开关柜柜体多采用组装式结构。多数组装式柜体的面板、隔板、筋等零部件多采用敷铝锌板、铝镁锌板和镀锌钢板制造,某些特殊零部件采用不锈钢板制造。采用重复折边等钣金结构增强受力零件的刚度与强度,并采用单折边工艺使剪切边不直接朝向外以保障人机关系的友好性。拉铆螺母、高强度螺栓或抽芯铆钉等连接处平整、不干涉,并柜后合缝小。值得一提的是某些开关柜也采用型材做骨架配以折边的面板、隔板然后用螺栓连接的组装结构。

#### 4.5 机械传动、锁定及联锁

机械传动主要包括断路器操动机构、隔离开关、接地开关、手车联锁推进机构、活门提升机构以及门连锁等几个方面的运动传递、锁定或联锁。目前主要从传动的原理、布局、驱动杆受压力还是拉力、跨距、齿轮或连杆的传动比、传动角度与行程、机械效率、减少零件数、减小操作力等方面进行优化、简化,使受力更加合理、传动更可靠、外观更加简洁、易于安装、操作轻松稳定。

对于移开式开关柜,断路器的推进操作方式主要有丝杠推进、蜗轮蜗杆推进、杠杆推进、中间固定的双剪式驱动。杠杆推进方式稳定性较差,操作力大,目前很少采用;丝杠和蜗轮蜗杆由于在结构、加工、装配、操作方面都较好,因此采用的较多;中间固定的双剪式驱动系统在大电流的开关柜中已有采用。此外,应装设手车定位装置,该装置是为了将手车固定在柜内一定位置上,即工作位置、试验位置等,并保证手车在工作位置时不因短路电流的作用而引起移动。

为了防止操作人员的误操作,开关柜都具有一整套防误操作的联锁装置保证设备的正常操作程序,可实现以下所谓的“五防”联锁功能:

- (1) 防止误分、误合断路器。
- (2) 防止带负荷分、合上下隔离开关或带负荷推入拉出断路器手车。
- (3) 防止带电合接地开关或挂临时接地线。
- (4) 防止带接地线或接地开关合闸时合断路器或隔离开关。
- (5) 防止误入带电间隔。

实现联锁的方式主要有机械联锁、机械程序锁、电气联锁、微机软件编程联锁等方式。机械联锁采用丝杠、杠杆、连杆、挡板、滑块等机械零部件组成闭锁,只能按预定程序操作,因具有直观、操作简便和可靠性高的特点,在设计时应优先采用。机械程序锁由闸刀锁、接地装置锁、组合锁等几种主要锁具配组而成,只有完成相应的操作后,才能取到相应的钥匙去进行下一步操作,依次构成操作程序,但由于操作与维护要从柜前和柜后不同的方位进行,使操作与维护变得极为不便。若需要联锁的元件相隔较远或机械联锁不易实现,可采用程序锁或电气联锁的方式。微机软件编程联锁是智能化开关柜的产物,随着微机型保护控制单元的出现,微机软件编程联锁也随之产生,这种联锁一般与机械联锁同时使用。

充气柜是通过与接地开关串联的真空断路器合闸来实现线路侧接地。因在母线与断路器间采用了三位置隔离开关,



断路器可靠性较高,为避免线路侧接地开关在误操作关合短路时造成气室内的污染和维护,同时发挥真空断路器关合能力强、电寿命长的优点,在线路侧不设隔离开关和接地开关。充气柜实现线路侧接地的步骤是:当断路器处于分闸位置时母线侧的三位置隔离开关先合到接地位置,称为预接地;然后检测电缆是否带电,若没有电通过真空断路器合闸实现线路侧接地,若有电则断路器合闸闭锁。

对移开式开关柜“五防”联锁功能表现为下述联锁条件:

(1) 继电器仪表室门上或面板上装有提示性按钮或转换开关,以防止误分、误合断路器。

(2) 主开关(如断路器、负荷开关或接触器)只有处于分闸位置时,主开关手车才能推进或拉出。

(3) 主开关手车只有处在工作位置、隔离位置或试验位置时,主开关才能进行分合操作,而且主开关合闸后,手车无法移动。

(4) 只有当接地开关处于分闸位置时,主开关手车方可推入到工作位置;只有当主开关手车处在隔离位置或试验位置时,接地开关才能进行合闸操作。

(5) 接地开关处于分闸位置时,下门及后门都不能打开。

(6) 主开关手车只有在隔离位置或试验位置时,二次插头才允许插上和拔出;当处于工作位置时,二次插头无法拔出。

#### 4.6 接地

开关柜中配有接地开关,当维护时,按规定的步骤可事先将需要触及的主回路接地。在外壳的底架上需设置可靠的适用于规定故障条件的接地导体及端子,并柜后应相互用导体连接。在接地开关与接地导体之间需有接地连接回路。接地导体、接地连接回路及相邻柜之间的连接应能承受规定的额定短时耐受电流和峰值耐受电流。

框架、盖板、门、隔板或其他构件间在电气上应连续,以确保功能单元内部相互之间的接地连续。从外壳金属件的任意一点到规定的接地导体通过 30A 直流时,其电压降最大为 3V。

手车柜的可移开部件应接地的金属部分在试验位置、隔离位置以及所有的中间位置时均应保持接地,接地连接的载流能力应符合要求。

### 5 选用导则

随着技术的进步,开关柜的种类呈现出多样化。选用开关柜时一般应从设备应具有的功能、使用环境条件、满足功

能要求的内部结构、性能的可靠性、运行安全规程、经济性以及有关的法规等方面综合考虑,具体可以参考以下几点。

(1) 选择的开关柜应能满足正常运行、检修、短路和过电压情况下的要求,同时要考虑当地的环境条件、海拔等其他参数,并适当考虑远景发展。

(2) 应力求技术先进和经济合理。

(3) 与整个工程的建设标准协调一致。

(4) 当环境条件苛刻、空间狭窄、海拔高,要求可靠性不受环境条件影响时,在工程建设的标准可接受的条件下,可考虑选用充气柜。

(5) 一般当进出线回路较多、需要经常分路切断进行检修维护时;当用电负荷比较重要、在断路器发生故障时,要求能迅速更换断路器恢复供电时,多选用移开式开关柜。

(6) 一般不需要迅速更换断路器时,常采用固定式开关柜。随着少维护开关装置的发展,开关柜的维护通常仅为高压限流熔断器的更换、电缆的临时检查和试验、机械部件的润滑和调整、检查、维护时可触及到的机械部件均在高压隔室外部。

(7) 根据内部电弧等级选择。

(8) 同类设备应尽量减少品种。

### 6 使用与维护

开关柜安装完工后,用户使用前应进行包括视检、试验和操作在内的验收检查,以了解和证实其已符合有关标准的要求,并妥善保管好有关技术资料。满足标准和符合质量要求的产品在现场的安全运行除了受产品本身的绝缘水平、电气性能影响外,还受过电压保护措施、环境条件、运行状况和随使用时间的老化等影响,必须综合考虑这些因素的作用。开关柜应运行在一个符合其技术要求的场合,按使用说明书的规定进行预防性维护,尤其是绝缘、导电和机械方面的维护和检修。为确保设备可靠、安全运行,需要注意以下几点:

(1) 为防止凝露的产生,开关柜运行场所的温度、湿度及其变化应控制在使用条件规定的范围内。

(2) 运行场所应采取适当的防尘措施,保证场所的清洁。柜内的绝缘件应定期检测和维护,并保持其表面清洁。

(3) 在高峰负荷以及夏季环境温度较高时,加强设备运行状态监视尤其重要。同时,可采用红外测温等先进方法来监视设备的发热情况,以便及时发现不正常的发热现象。定期检查维护开关柜的一次导电回路。

(4) 按照产品使用说明书的要求,对柜内的操动机构、传动及其联锁装置进行定期检查维护。活动部位应保持润滑,保证这些装置能够灵活传动,可靠动作。

## 第 8 章 气体绝缘金属封闭开关设备

### 1 概述

#### 1.1 发展简况

气体绝缘金属封闭开关设备是少部分采用绝缘气体而不是处于大气压力的空气作为绝缘介质的金属封闭开关设备，简称 GIS。

最初的 GIS 利用压缩空气作为绝缘介质。

1966 年，世界上第一套以 SF<sub>6</sub> 气体为绝缘介质的 GIS 投运成功。从此，GIS 以其独特的小型、紧凑、运行安全、可靠性高、环境适应好、维护工作量少等优点，成为现代高压开关设备最具魅力的新型产品。GIS 的应用已遍及各高压等级。

同时，人们一直在探索比 SF<sub>6</sub> 气体性能更好的替代绝缘介质，但时至今日，仍无满意结果。自 20 世纪 90 年代以来，作为改善地球环境的对策，世界各国都在致力于限制 SF<sub>6</sub> 气体的排放和使用。开展了使用非 SF<sub>6</sub> 气体绝缘的 GIS 研究，如 ABB、Siemens 等公司都开发了使用混合气体绝缘的产品，而日本也开发了使用高压干燥空气或 N<sub>2</sub> 气体绝缘的 GIS。

我国从 1965 年开始研发 GIS，已经掌握 72.5~800kV GIS 的制造技术。1100kV GIS 正在研发中。

GIS 技术发展水平见表 4.8-1。

表 4.8-1 GIS 技术发展水平

额定电压(kV)	72.5	126	252	363	550	800	1100
短时工频耐受电压(kV)	140	230	460	520	710	960	1100
雷电冲击耐受电压(kV)	325	550	1050	1175	1550	2100	2400
操作冲击耐受电压(kV)	—	—	—	950	1175	1550	1800
电流(A)	1250~3150		2500~4000		3150~8000		
短时耐受电流(kA)	31.5~50			50~63			
峰值耐受电流(kA)	80~125			125~170			
断路器类型	VCB/ GCB	GCB					
气体年泄漏率(%)	<0.5						
大修间隔期(年)	15~25						
主要故障率[次/(百台·年)]	≤0.001						
典型间隔宽度(m)	0.8~2.0			1.5~3.6		3.6~7.0	

#### 1.2 结构特点

一个典型的 GIS 总体配置实例如图 4.8-1 所示。它是由 12 个功能单元组合而成的。

在总体配置上，一个功能单元占用一个隔位，因此，功

能单元又常称为“间隔”。间隔宽度是衡量 GIS 结构小型化的一个重要指标。

GIS 功能单元是由断路器、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线、电缆终端盒和/或套管等高压电器元件按主接线要求组合而成的。图 4.8-2 所示为图 4.8-1 中电缆进出线单元的内部构造。各元件的高压带电部分都彼此连通，被封闭在接地的金属外壳中，由圆锥绝缘隔板支撑，壳体内充有 SF<sub>6</sub> 气体绝缘。

一个功能单元中，线路侧元件与母线侧元件可以重叠布置（见图 4.8-2），也可以延伸布置，如图 4.8-3 所示。前者空间利用好，占地面积小，但检修维护不方便，而且高层元件的重心高，对抗振不利；后者配置高度较适中，拆装、抗振都好，但纵向尺寸较大。

GIS 在使用上是一个整体，为了实现其基本功能，保证操作、维护和检修等能顺利进行。通常，在进行工程成套设计时，需按功能分别对主回路导体、绝缘件、外壳、操动系统、气体系统、接地装置、二次回路配置和外装部件八大类型构件进行专项结构设计。

GIS 的内部结构有单相封闭型和三相封闭型之分。图 4.8-1 和图 4.8-2 所示为单相封闭型，每个外壳内只有一相导体。图 4.8-3 和图 4.8-4 所示为三相封闭型 GIS。

图 4.8-5 表明，GIS 的结构特点及性能优势与使用要求如图 4.8-5 所示。

#### 1.3 分类

除了常规的按电压等级分类之外，GIS 还可以按如下方法进行分类：

(1) 按结构形式。根据充气外壳结构形式，可分为圆筒型和柜型两大类，其主要结构特征及应用情况见表 4.8-2。

(2) 按绝缘介质。可分为全气体绝缘型（简称 F-GIS）和部分气体绝缘型（又称混合绝缘型，简称 H-GIS）。

(3) 按主接线方式。常用的有单母线、双母线、一个半断路器、桥型和环型接线等。

(4) 按安置场所。有户内型和户外型之分。户外型 GIS 需在户内型的基础上，增加适当的防雨、防尘装置，还应考虑冰雪、日照、风力和低温等环境因素的作用。

### 2 主接线及总体配置

#### 2.1 主接线

确定 GIS 一次主接线的基本原则与常规开关站相同，即要综合考虑运行的可靠性、灵活性和经济性等。原则上讲，GIS 可以满足各种接线方式要求，然而，由于 GIS 的结构特点和性能优势，主接线可以适当简化，例如，一般都不带旁路母线。

圆筒型 GIS 常用的主接线方式为单母线、双母线、一个半断路器、桥型和环型接线。我国 252kV 及以上采用双母线（包括双母线分段）和一个半断路器接线较多，而 72.5kV 和 126kV GIS 以桥型（包括内桥和外桥）和单母线（包括单母线分段）接线方式为主。



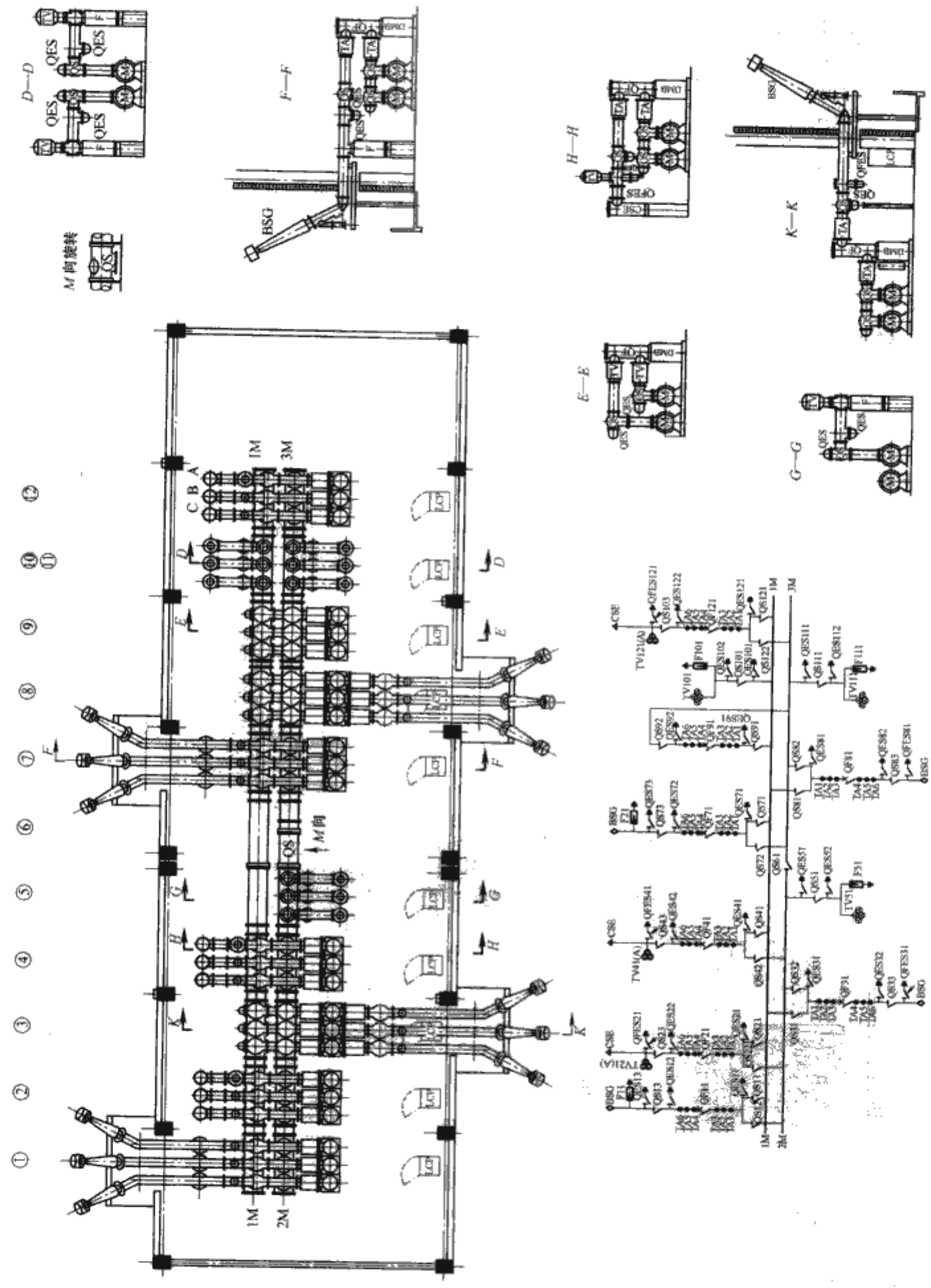


图 4.8-1 GIS 总体配置例 (双号分段接线)

①、③、⑦、⑧—架空进出线单元；②、④、⑫—电缆进出线单元；⑨—母线联络单元；⑤、⑩、⑪—测量与保护单元；⑥—母线分段单元

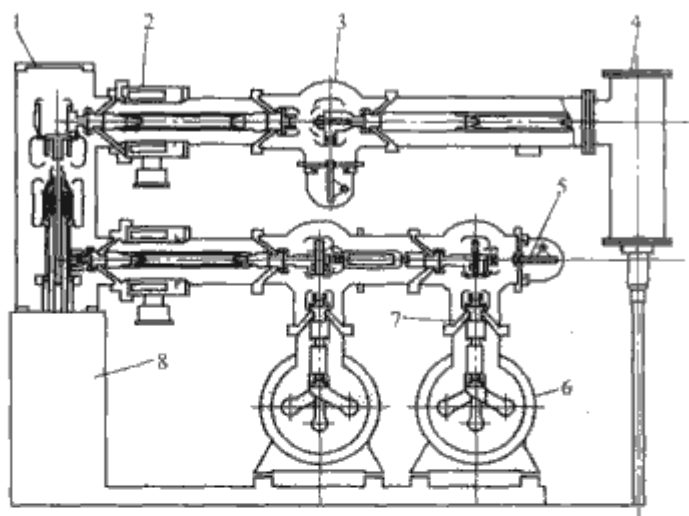


图 4.8-2 GIS 内部构造例

1—断路器；2—电流互感器；3—隔离开关；4—电缆终端盒；  
5—接地开关；6—母线；7—绝缘隔板；8—操动机构

表 4.8-2 GIS 按结构形式分类及其结构特征和应用

类 别		结 构 特 征	应用情况
圆筒型	单相封闭型	各元件的每一相都封闭在独立的圆筒外壳中。构成同轴圆筒电极系统，电场较均匀，不会发生相间短路故障，制造方便，但外壳和绝缘隔板数量多，密封环节多，损耗较大	各电压等级广泛应用
	三相封闭型	一般仅三相主母线封闭在一个圆筒外壳中。分支回路中各元件仍保持单相封闭型特征，但结构简化，总体配置走线方便	

续表			
类 别		结 构 特 征	应用情况
圆筒型	部分三相封闭型	一般仅三相主母线封闭在一个圆筒外壳中。分支回路中各元件仍保持单相封闭型特征，但结构简化，总体配置走线方便	363kV 及以下应用多
	全三相封闭型	各元件的三相封闭在一个圆筒外壳中。外壳数量少，运输与安装方便，损耗小；但有发生相间短路故障和三相短路可能性，制造难度较大。	广泛用于 170kV 及以下
	紧凑三相封闭型	相邻元件的三相封闭在一个圆筒外壳中。功能复合化使外壳数量减少，尺寸更小，无专用主母线；但内部电场均匀程度较差，制造难度大	145kV 及以下应用较多
柜型	箱型	整个功能单元封闭在一个箱体中。空间利用率高，安装与使用方便，但柜体承受内压能力差，柜内电场均匀性差	72.5kV 级采用较多
	铠装型	整个功能单元封闭在一个矩形箱体中。元件间用金属隔板隔离，无相互干扰。但柜体结构较复杂，制造工艺要求较高	

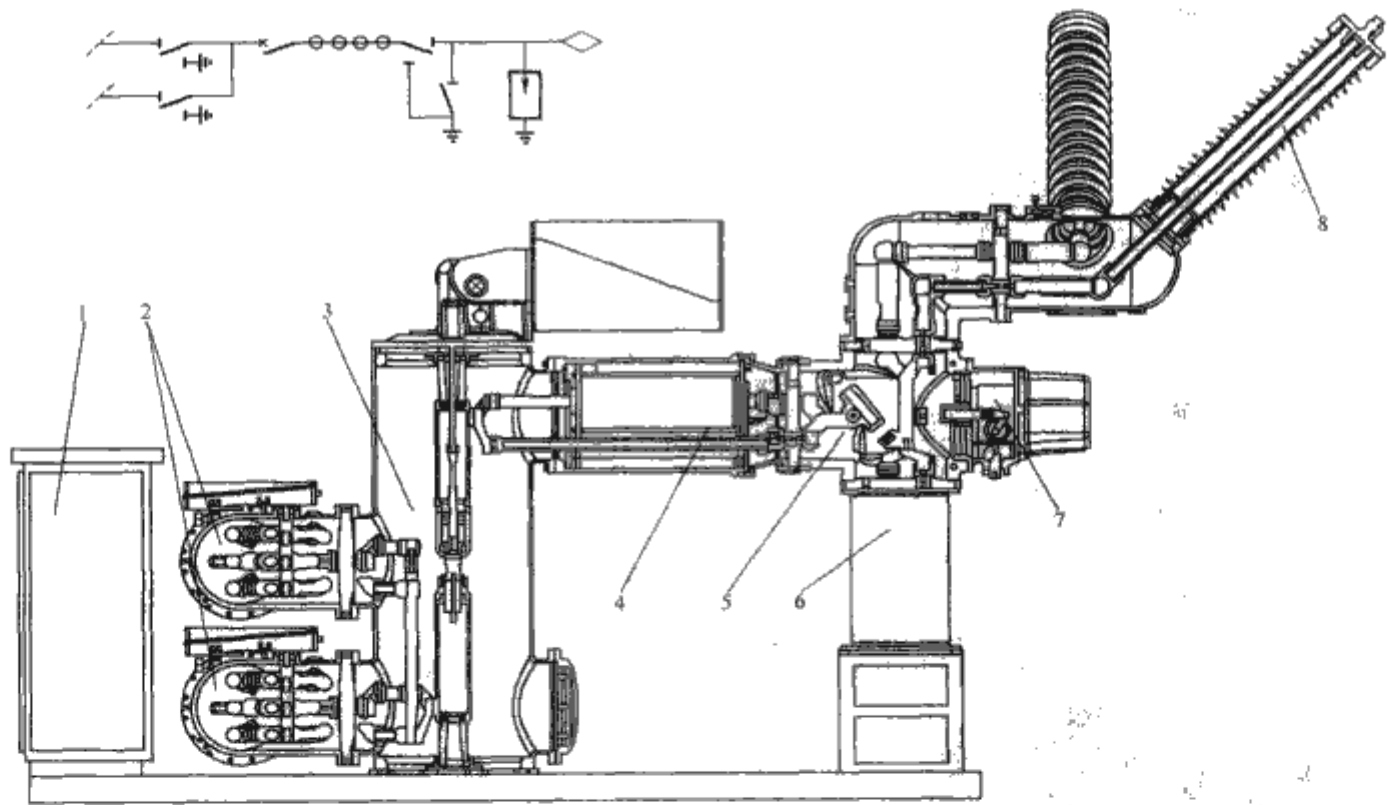


图 4.8-3 三相封闭型 GIS 结构示例（延伸布置）

1—汇控柜；2—母线侧三位置开关；3—断路器；4—电流互感器；5—线路侧三位置开关；  
6—避雷器；7—快速接地开关；8—套管

柜型 GIS 主要用作配电或受电设备，受矩形壳体所限，对一次主接线的标准化和简单化要求更为迫切，通常都采用简化的单母线接线，以及环形接线和线路变压器组接线等。

2.2 总体配置

GIS 的总体配置主要取决于主接线方式、安装现场条件和进出线配置要求，同时，也与元件结构等有关。总体配置

设计的任务是要在限定的安装场地和空间范围内，根据主接线要求，使所有组成元件布置得合理、稳固、方便、美观。

圆筒型 GIS 总体设计要求见表 4.8-3。

柜型 GIS 的总体配置分单元型和列柜型两种。单元型是独立安装的，柜型多以气体绝缘母线或电缆连接；列柜型各单元间彼此并列配置，柜间以气体绝缘隔板或固体绝缘插件直连。



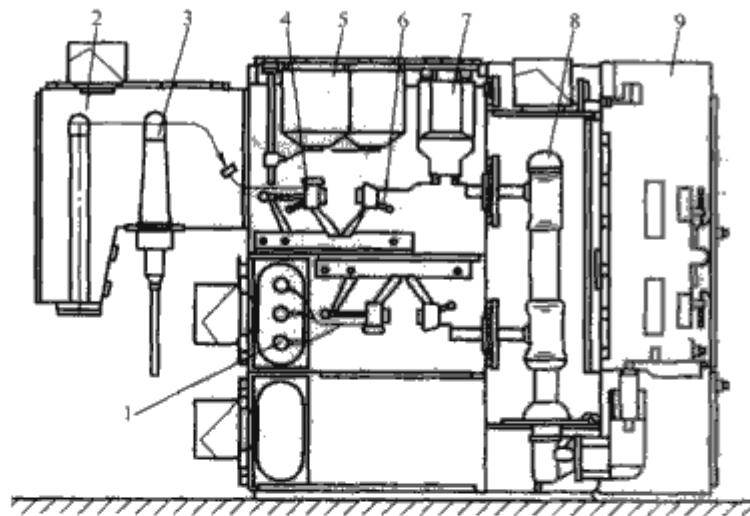


图 4.8-4 72.5kV 柜型 GIS 例  
1—母线；2—避雷器；3—电缆终端；4—隔离开关；  
5—电压互感器；6—接地开关；7—电流互感器；  
8—断路器；9—控制柜

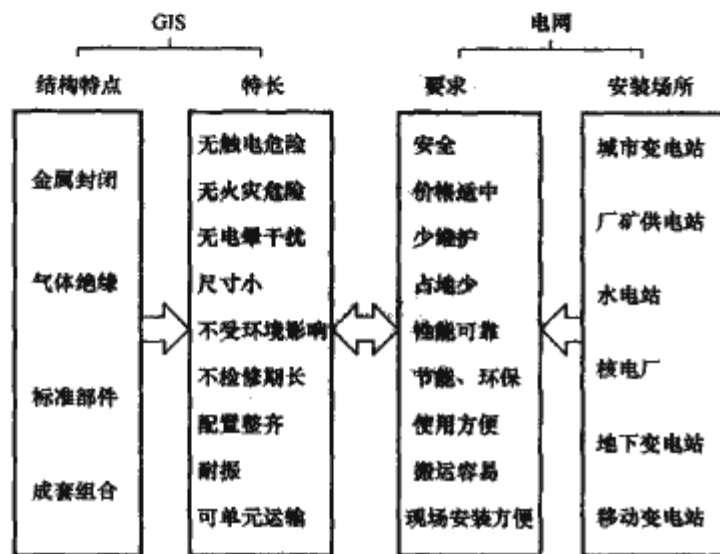


图 4.8-5 GIS 结构特点与使用要求

表 4.8-3 圆筒型 GIS 的总体设计要求

基本要求	主要内容	主要措施
缩小外形尺寸	户内 GIS 缩小体积	配用组合元件，功能复合化
	户外 GIS 减少占地	重叠布置
简化结构	简化主回路构造	减少中间过渡环节
	简化辅助构件	不设或少设专门构架
运行与维护方便	巡视与操作方便	监视与操作部位高度适中、统一
	减小检修拆卸区间	在外壳上设检修孔，观察孔等
排除故障容易	缩小事故停电范围	合理划分隔室
	操作安全、方便	设可拆卸部件隔离故障
提高经济性	降低设备成本	简化结构、合理选用材料和元器件
	减少安装调试费用	缩小外形尺寸，减少安装工时
	减少维护费用	选用标准元件，增加构件可靠性
外形整齐、美观	回路布置整齐、清晰	元件统一，排列整齐
	外形协调、美观	造型与涂装色美观，与周围环境协调

### 3 构成元件

#### 3.1 高压开关元件

##### 3.1.1 断路器

GIS 配用的断路器应具有优良的开断性能，电寿命长、运行安全可靠、少维护。主要有以下两种：

(1) SF<sub>6</sub> 断路器。在各高电压等级 GIS 中，广泛应用罐式 SF<sub>6</sub> 断路器（无进出线套管）。结构上有压气式、自能式两种，配用的操动机构有电动储能弹簧机构、液压机构和气动机构三种。GIS 用 SF<sub>6</sub> 断路器的结构形式及特征见表 4.8-4。

表 4.8-4 GIS 用 SF<sub>6</sub> 断路器结构形式及特征

类别	类型	特征
总体布置	卧式	重心低，抗振性好，纵向尺寸大
	立式	占地面积小，检修空间较大
三级配置方式	三角形排列	空间利用较好
	一字形排列	操作传动简单
引线方式	一侧	进出线在同一侧
	两侧（端）	进出线在不同侧（端）
操动方式	单相操动	每相配操动机构
	三相操动	三相共用一个操动机构
操动机构配置方式	下驱动	进出线位置较高，但机构维护方便
	上驱动	进出线高度较低，但机构维护不方便

(2) 真空断路器。真空断路器具有体积小、寿命长、不要净化灭弧介质、开断性能稳定可靠等优点，是较为理想的 GIS 元件。目前，仅在 72.5kV 或 84kV 及以下产品中应用。

##### 3.1.2 隔离开关

GIS 用气体绝缘金属封闭型隔离开关，由开关本体和操动机构两部分组成。按其主回路的构成有直线形、角形和 T 形三种，如图 4.8-6 所示。通常，每相只有一个断口。为了提高断口耐电压水平，对断口电场设计要求十分严格。除应考虑静电场分布外，还要考虑各种分合闸操作时的动态过程，不得引起对外壳放电。动触头可以作直线运动，也可以作旋转运动。一般为三相联动配用动力型简易操动机构，如电动机机构、气动机构、弹簧机构等，并要求可以就地手动操作。为监视断口工作状态，常在操动机构输出轴或操作杆上装有分、合闸位置指示器。除此之外，壳体上还可以安装观察窗。

根据功能，隔离开关可分为无分合能力的和有分合能力的两类；其灭弧方式参见本篇第 2 章第 3 节。无分合能力隔离开关只能起隔离作用，有分合能力隔离开关包括如下几种：

(1) 分合母线转换电流用隔离开关。适用于双母线接线的 GIS 中，作为母线隔离开关。

(2) 分合线路转换电流用隔离开关。适用于环形接线 GIS 中，作为线路隔离开关。

(3) 分合感性小电流隔离开关。用于 GIS 变压器单元出线侧。

(4) 分合容性小电流隔离开关。用于分合空载母线充电电流和分合通过断路器断口并联电容器的电流。

##### 3.1.3 接地开关

GIS 用气体绝缘金属封闭接地开关，由开关本体和操动机构两部分组成，其结构见图 4.8-2 和图 4.8-3，一般为三

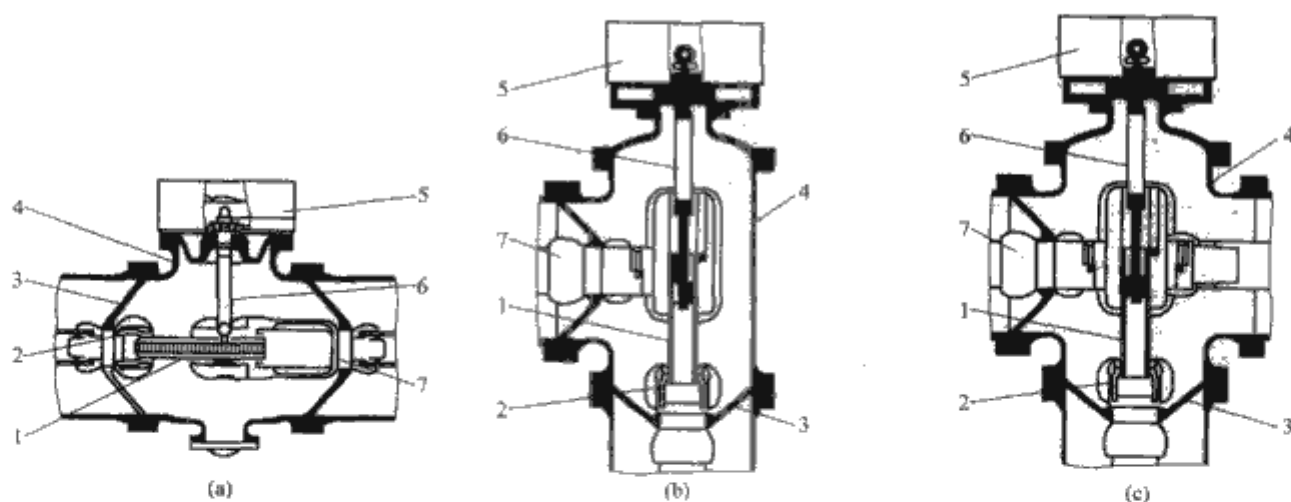


图 4.8-6 气体绝缘金属封闭型隔离开关结构形式

(a) 直线形；(b) 角形；(c) T形

1—动触头；2—静触头；3—绝缘隔板；4—外壳；5—操动机构；6—绝缘操作杆；7—导体

相联动，动触头的运动方式有直动和转动两种。接地开关是主回路接地元件，按其功能可分为如下几种：

(1) 工作接地开关。其作用是释放主回路上的残余电荷。要求开关断口具有对地绝缘能力，主回路应能承受额定短时电流，能确保设备运行和检修时的安全。一般配用电动机操动机构或人力操动机构。

(2) 有关合短路能力的接地开关。标准规定，如果连接的回路有带电的可能，又不能预先确定回路是否带电，则应配用这种接地开关，其关合能力等于额定峰值耐受电流。这种接地开关一般装在 GIS 进（出）线单元的线路侧。

(3) 能开合感应电流的接地开关。当 GIS 的进（出）线为较长距离平行共塔线路时，安装在线路入口处的接地开关除应能释放线路残留电荷和承受短路电流外，还应具有分合电磁感应电流和静电感应电流能力。

(4) 保护用接地开关。为了实现对 GIS 内部电弧故障的保护作用，操动机构需带有脱扣装置，并与保护装置相配合。当发生内部故障时，能及时发出合闸命令，起动脱扣装置，快速关合，造成人为的接地通路，使故障电弧电流转移。电弧熄灭后，最终由下级保护切除故障。

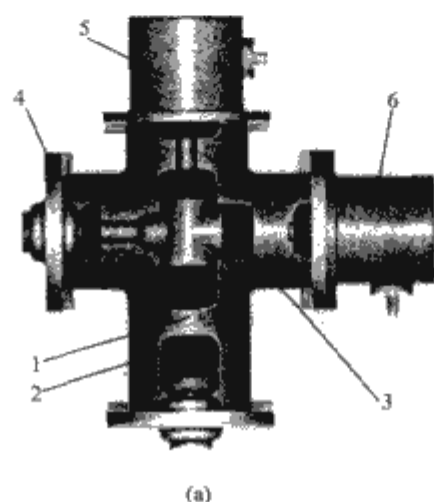
(5) 能释放电力电缆残留电荷的接地开关。这种接地开关安装在电缆进线入口处。由于电力电缆对地电容大，残留电荷量多，开关接地时，会产生很高的瞬时振荡过电压。常需装设合闸电阻。

接地开关可以单独配置，也可与隔离开关组合配置。工作接地开关常与隔离开关组合在一起构成隔离接地组合开关或/和隔离接地三位置开关，如图 4.8-7 所示。前者的隔离、接地操作各有独立的操动系统，而后者只有一个操动系统，结构更为紧凑，且具有自锁功能。

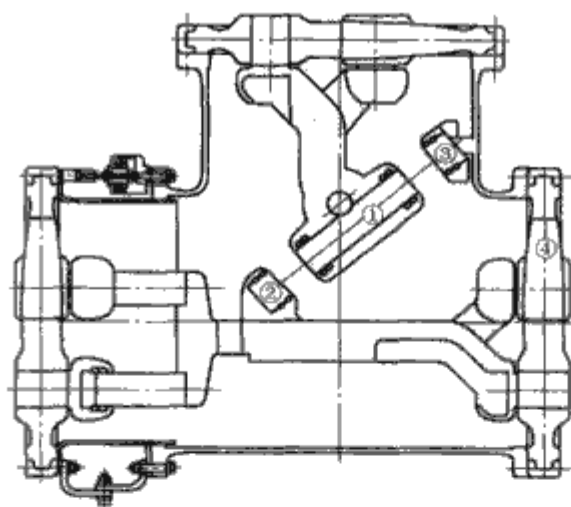
其余四种接地开关都必须备有简易熄（耐）弧装置，配用动力型操动机构，能快速合闸和分闸操作。一般平均速度大于 1m/s，称为快速接地开关。

接地开关还常常被用来作为 GIS 主回路参数和特性的测试端子。为此，要求接地开关的接地端子应能与地电位（即 GIS 外壳）绝缘。

通常，从检修和运行安全出发，在以下情况或位置均需配置接地开关：①断开主回路的电器元件的两侧，如断路器、隔离开关等；②每一组母线及母线上的电气设备，如避雷器、电压互感器等；③与 GIS 连接并需单独检修的电气设备，如变压器等。



(a)



(b)

图 4.8-7 接地开关与隔离开关组合

(a) 隔离接地组合开关；(b) 三位置开关

1—动触头杆；2—隔离开关静触头；3—接地开关静触头；4—绝缘隔板；5—隔离开关操作装置；6—接地开关操作装置

### 3.1.4 负荷开关

在某些 220kV 及以下配电装置中，为了简化设备、节省投资，有采用负荷开关分别控制变压器和配电线路以及电容器组等的情况。

GIS 用负荷开关亦为气体绝缘封闭型结构，一般都装有简单的灭弧装置，常用的有 SF<sub>6</sub> 灭弧室和真空灭弧室两种。图 4.8-8 所示为一种以压气式灭弧原理为主的 SF<sub>6</sub> 负荷开关结构。配用电动储能弹簧机构。真空负荷开关仅用于 C-GIS



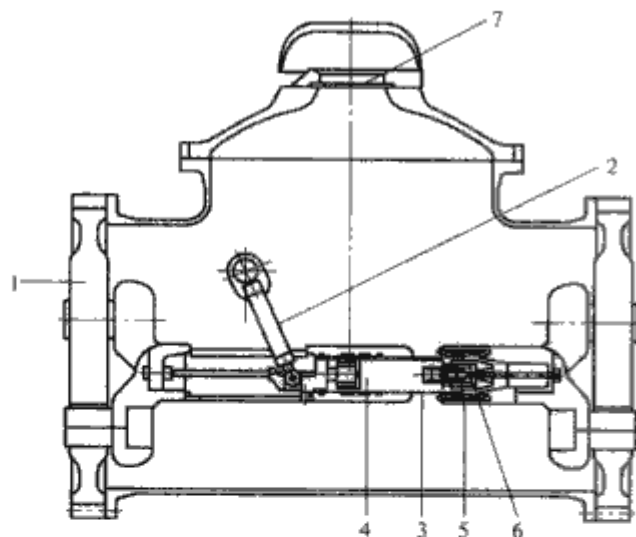


图 4.8-8 气体灭弧负荷开关结构示例

1—绝缘隔板；2—绝缘操作杆；3—压气缸；4—压气室；  
5—主触头；6—弧触头；7—压力释放装置

(包括环网供电单元)中，配用小型电动弹簧机构。

负荷开关也可以与接地开关组合，构成负荷—接地组合开关，还可以在加强断口绝缘的基础上构成负荷隔离开关。

### 3.2 计量与保护元件

#### 3.2.1 电流互感器

在结构上，GIS 普遍采用套管型电磁式电流互感器，见图 4.8-2 和图 4.8-3。其二次绕组有计量用、测量用和保护用三种，还有环氧树脂浇注型和非浇注型之分。由于二次回路中串接的负载是测量仪表和继电器的电流线圈，其阻抗值很小，所以正常运行时，电流互感器接近短路状态。二次绕组的额定电流一般为 5A。无论在正常运行和试验时，二次绕组都必须防止开路。否则，不仅会使测量与保护动作失误，还会使铁心过热，在二次绕组上产生很高感应电压，损坏绕组绝缘，甚至危及人身安全。

在布置上，电流互感器可以单独安装在主回路上，也可以与断路器、套管或电缆等组装在一起。其铁心与线圈的配置有内装式和外装式两种。内装式铁心和二次绕组置于充气外壳中，利用屏蔽筒改善内部电场，二次回路通过绝缘密封端子引出，结构简单、紧凑；外装式的铁心和二次绕组安装在充气壳体外面，为了保证测量精度，必须在钢制外壳上采取隔磁措施，切断外壳中的磁路。同时，还必须在外壳连接处增设绝缘隔板，并在二次绕组外部增设分流导体，排除外壳电流的影响。

此外，电子式电流互感器在 300kV 及以下 GIS 中已有应用。它具有尺寸小、质量轻、线性度好、耐过电压和抗干扰能力强等优点。

#### 3.2.2 电压互感器

GIS 用电压互感器有以下两种：

(1) 气体绝缘电磁式电压互感器。单相封闭型气体绝缘电磁式电压互感器结构如图 4.8-9 所示，这种电压互感器具有结构简单、体积小、容量大、精度高、绝缘性能稳定可靠、能释放线路或母线上残留电荷等优点，是目前 GIS 用电压互感器的主要品种。在使用上应特别注意参数匹配，以避免系统发生铁磁谐振。在搬运时，必须按产品规定的运输方向行进，避免因过快的加速或减速损坏绕组的层间绝缘。

(2) 电容式电压互感器。GIS 用电容式电压互感器为气体绝缘的罐式结构，其构成原理与大气绝缘产品相同。

GIS 用电压互感器一般安装在线与地之间，其额定一次电压为系统标称电压的  $1/\sqrt{3}$  倍，二次绕组有测量用和保护

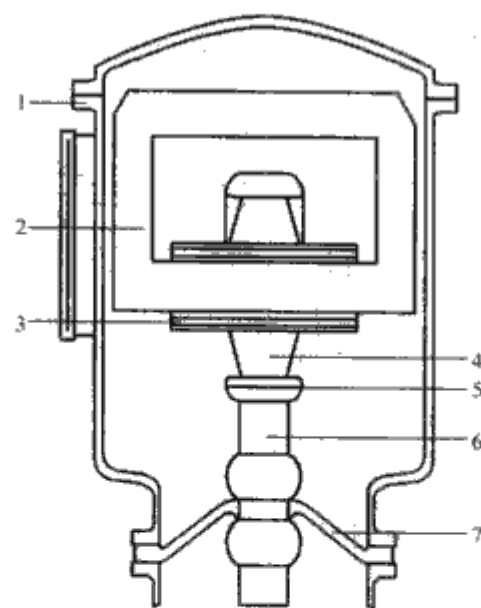


图 4.8-9 单相封闭型气体绝缘电磁式电压互感器结构示意图

1—外壳；2—铁心；3—二次绕组；4—高压导体；  
5—高压屏蔽；6—连接导体；7—绝缘隔板

用两种，额定二次电压为  $100/\sqrt{3}$  V。电压互感器的容量较小，通常只有几十到几百伏安。二次负荷主要是仪表、继电器的电压线圈，负荷阻抗值很大。

此外，电压互感器还常带有剩余电压绕组，它也是一种二次保护绕组，其额定电压为 100V。在正常运行时，三相的剩余电压绕组连接成开口三角形，由于三相电压对称，开口两端的零序电压为零。当一次侧发生单相接地故障出现零序电压时，则开口两端出现约 100V 的零序电压，使电压继电器动作，发出接地故障信号。

电压互感器运行中，二次回路不能短路，否则，二次绕组将因过热而烧毁。

#### 3.2.3 避雷器

现代 GIS 普遍配用金属氧化物避雷器 (MOA) 限制过电压。这是因为氧化锌 (ZnO) 元件具有较理想的非线性伏安特性和较大的热容量。同时，MOA 构造简单，保护特性稳定，且与 GIS 伏—秒特性配合很好的缘故。

与 GIS 配套使用的 MOA 结构有如下两种：

(1) 瓷柱式 MOA。瓷柱式 MOA 造价低，只能装在 GIS 引线套管端子或电缆进 (出) 线端子的外侧。在 H-GIS 中，还可以接在空气绝缘的架空母线上。

(2) 罐式 MOA。如图 4.8-10 所示，罐式 MOA 能适应 GIS 的各种布置形式，能按照过电压分布情况，安装在最佳位置上，并具有防污、防潮、抗振和保护特性稳定等优点，但造价比瓷柱式 MOA 高。

由于 GIS 结构的特点，如结构紧凑、设备电气距离小、受直击雷的可能性小，加之波阻抗小 (一般仅为架空线的  $1/4 \sim 1/6$ )、侵入雷电冲击波的幅值受到一定削弱，唯有邻近杆塔遭雷击而导致绝缘子逆闪时，在闪络点出现的波头极陡、幅值很高的过电压冲击波，传至 GIS 并与反射波叠加后，对 GIS 主绝缘的威胁最大。

GIS 中 MOA 的设置通常是在模拟系统各种运行条件下，利用电磁瞬态程序 (EMTP) 分析雷电波传输过程的基础上，掌握过电压分布状态之后确定的。分析和实践证明，在 GIS 进 (出) 线的前沿装设 MOA 对于限制雷电侵入过电压的效果很好。如果在每条架空进 (出) 线的接口处都装有避雷器，一般无需在母线上或变压器附近再装避雷器，除非 GIS 设备范围很大，母线很长或变压器相距特别远。GIS 采



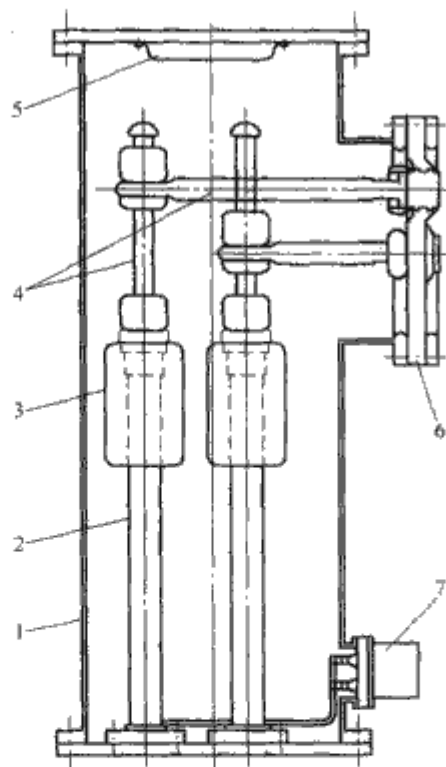


图 4.8-10 三相封闭型罐式氧化锌避雷器

1—外壳；2—芯柱；3—屏蔽；4—高压导体；5—吸附器；  
6—绝缘隔板；7—接地端子及放电记录箱

用电缆进（出）线时，由于沿线损耗，而且入侵雷电波经多次折射和反射后，过电压值将大幅下降。因此，只采取在电缆首端与架空线接口处安装避雷器的方案。在进出线数较多时，为了减少设备费用，可将 MOA 装设在主母线上，并与电压互感器组合成一个单元。

### 3.3 关联元件

#### 3.3.1 母线

母线是 GIS 各功能单元（或间隔）之间的联络元件，起汇集与分配电能的作用。因此，其可靠性至关重要。

按功能，母线有主母线和分支母线之分。

根据绝缘结构，母线可分为如下三种：

（1）气体绝缘母线。这是 GIS 中应用最多的一种。单相封闭母线构造单一，内部导体由绝缘隔板支承；三相封闭主母线的结构多样，导体可用三相绝缘隔板固定，也可用支柱绝缘子或绝缘架支承，见图 4.8-11。导体的过渡连接常采用尺寸紧凑、可以自动调节长度的插入方式。触头有梅花瓣形和表带形两种。在母线组合长度较大时，为补偿安装偏差和运行中材料热胀冷缩效应，应在适当位置安装伸缩节。为了方便检修、试验和紧急排除故障，常需在相连接合部设置可拆卸的过渡连接部件。此外，为了抑制母线筒内金属微粒的运动，还可以装设捕捉和收集杂质的“陷阱”。

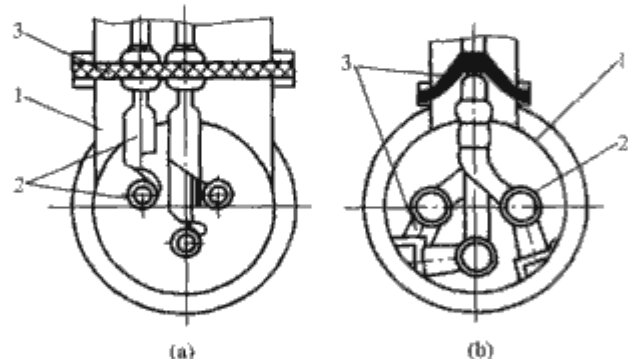


图 4.8-11 三相封闭主母线结构示例

(a) 用于三相封闭型 GIS；(b) 单相封闭型 GIS 用三相封闭母线  
1—外壳；2—导体；3—绝缘支承件

（2）固体绝缘母线。其导体用固体绝缘材料包封。现场安装时，无需打开气室，操作简便。固体绝缘母线在柜型 GIS 中应用较多。

（3）大气绝缘母线。用于 H-GIS 中。

母线配置方式是影响 GIS 总体结构的重要因素之一，一般多采用落地安装（低型）。为了节省安装场地面积，也可高架安装（高型）。

#### 3.3.2 与架空线连接元件

（1）充气套管。充气套管是 GIS 与架空线路连接最常用的元件。由瓷套或复合绝缘外套提供外绝缘，内部充 SF<sub>6</sub> 气体绝缘。中心导体有裸导体和电容芯子两种。前者结构简单，使用可靠，造价低，应用很广泛。但瓷套或复合绝缘外套根部电场集中，且径向分量较大，在电压等级较高或充气压力较低时，常需采取屏蔽措施，使电场分布均匀，达到缩小瓷套直径或提高绝缘水平的目的。后者大多为胶纸电容芯子，尺寸较小，但制造较麻烦，造价也较高。为了减小瓷套承受的压力，可用绝缘隔板将套管与分支回路气室分隔开。

（2）固体绝缘套管。一般中心导体为铝合金管，利用粘胶纸为层间绝缘的多层圆柱电容极板控制电场，包括最外面的接地屏蔽层在内完全用固体绝缘材料（如聚乙烯、树脂和硅橡胶等）包封，外形尺寸很小，可用于户内或户外。根据需求，可以预制不同形状，使用很方便。目前，固体绝缘套管的最高使用电压为 170kV，额定电流达 3150A。

#### 3.3.3 与电力电缆连接元件

图 4.8-12 是 GIS 与电力电缆接口的典型结构，统称电缆终端连接，GB/T 22381—2008《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与充流体及挤包绝缘电力电缆的连接 充流体及干式电缆终端》对其制作规格与分工有明确规定。图 4.8-12 中，实线部分称之为电缆终端盒，由 GIS 工厂制造与组装；虚线部分为电缆头，由电缆厂供货与组装。

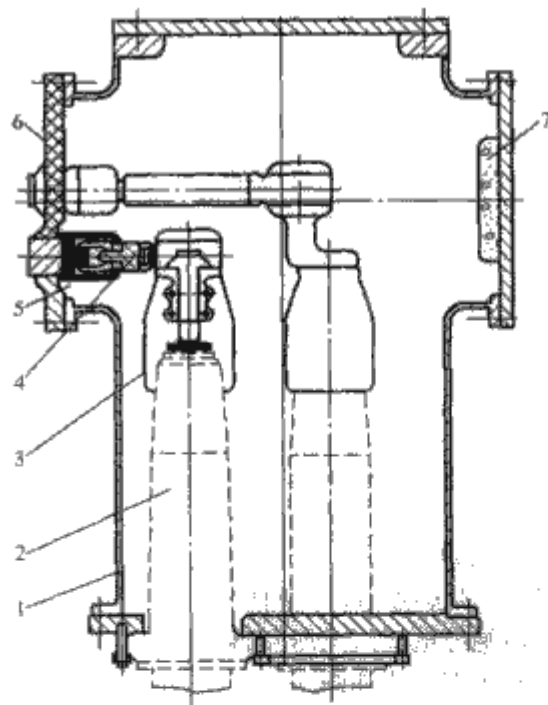


图 4.8-12 三相封闭电缆终端连接结构示例

1—外壳；2—电缆头；3—屏蔽；4—连接导体；  
5—过渡触头；6—绝缘隔板；7—吸附器

一般来说，电缆终端盒应为专门隔室，并设置可拆卸的隔离断口，以方便电缆头安装、检修和现场调试。采用充流体电缆头时，还必须具有防止不同绝缘介质相互渗透的密封装置，并应能承受两种不同绝缘介质的最大压力差。为了防止感应电压、电流相互影响，在 GIS 外壳与电缆外皮间应



用绝缘垫隔离。

电缆终端盒的结构有 I 形、L 形和 T 形三种。T 形终端盒可用于连接互感器或避雷器，也可以用于进行电缆耐压试验；I 形和 L 形可以根据出线方向的需要选用。其电气连接部分大都采用可拆卸的插入方式，触头以楔形和梅花形居多。

### 3.3.4 与变压器连接元件

GIS 与变压器连接可以通过架空线或电缆，也可以通过气体管线直连。前两种采用的连接元件与 3.3.2 和 3.3.3 所述相同。气体管线直连方式主要用油气套管，见图 4.8-13。图中 MN 为供货分界线。GB/T 22382—2008《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与电力变压器之间的直接连接》规定，右侧为 GIS 工厂供货范围，左侧为变压器厂供货范围。

由于 GIS 与变压器各自具有独立的特性与功能，连接装置不应影响它们的性能。尤其是在两种不同绝缘介质的情况下，必须实现有效隔离。

为方便安装、检修和现场调试，一般 GIS 与变压器直连管线应自成气体隔室。在气体管线与油气套管连接处，应设置可拆卸断口，且断口间距应能承受各种试验电压。

为了补偿设备制造、土建、安装和温度变化等产生的误差量，吸收变压器振动，常采用加装伸缩节的办法。为了防止 GIS 外壳感应电流经过管线流到变压器外壳中，在连接部位还必须设置绝缘隔板，隔板应能承受管线上可能出现的最大感应电压。

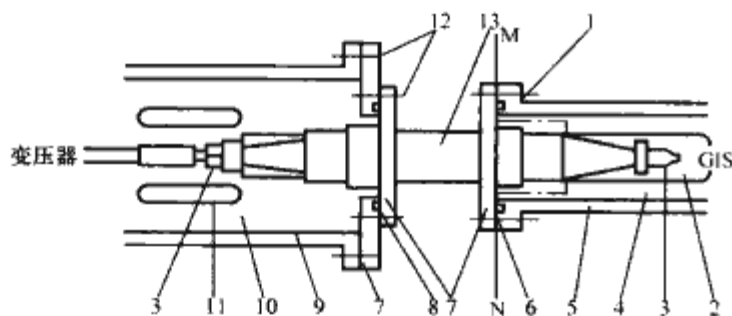


图 4.8-13 GIS 与变压器直连接口示例

1—连接螺栓；2—屏蔽；3—连接端子；4—SF<sub>6</sub> 气体；5—GIS 壳体；6—密封圈；7—法兰；8—密封垫；9—变压器壳体；10—变压器油；11—屏蔽；12—紧固件；13—油气套管

## 4 气体系统

### 4.1 压力配合

气体压力（密度）是确定 GIS 结构与性能的基本参数。通常，GIS 涉及的各种压力都是指标准大气条件下的相对压力。其配合关系见图 4.8-14。

最低功能压力  $p_{me}$  是由 GIS 制造厂规定可以保证设备额定参数性能的最低压力。低于此压力，设备性能可能下降，必须退出运行。通常，对断路器而言，最低功能压力为闭锁压力；对其他元件而言，最低功能压力等于或略小于报警压力。

报警压力  $p_{ac}$  是气体出现泄漏达到的警示压力值，报警压力与最低功能压力之间的压力差应保证有足够的时间来检查和处理气体泄漏故障，并进行补气。此外，还要考虑气体监控装置动作值的偏差。

额定充气压力  $p_{re}$  与报警压力  $p_{ac}$  之间的压力差应考虑在一定气体泄漏率情况下，能满足预期的补气间隔时间要求。

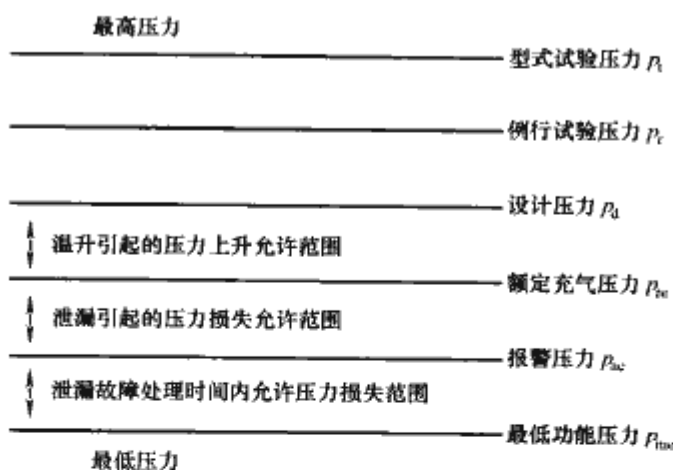


图 4.8-14 压力配合

设计压力  $p_d$  是指气体在可能达到的最高温度（即设计温度）时的额定充气压力。它是 GIS 在正常运行状态下可能达到的最高稳定气压，是进行结构部件机械强度设计的基本参数。

例行试验压力  $p_r$  是为构件强度验证设定的安全使用压力，它与设计压力的关系考虑了结构材料和制造工艺的分散性和温度的影响。GB 7674—2008《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》规定，例行试验的标准试验压力  $p_r$  应是设计压力的  $K$  倍。对于焊接的铝外壳和焊接的钢外壳， $K=1.3$ ；对于铸造的铝外壳和铝合金外壳， $K=2$ 。

型式试验压力  $p_T$  是确定 GIS 结构和部件强度性能的试验验证压力。GB 7674 规定，型式试验压力  $p_T$  至少应满足如下要求：

(1) 对铸铝和铝合金外壳

$$p_T = 3.5/0.7 \times \text{设计压力}$$

式中：0.7 为考虑铸造可能存在的分散性的安全系数，如果经过专门的材料试验验证，允许将该系数提高到 1.0。

(2) 对焊接铝外壳和焊接钢外壳

$$p_T = (2.3/V) \times (\sigma_t/\sigma_a) \times \text{设计压力}$$

式中： $V$  为焊接效应系数（10% 焊接段经过超声波或射线检查时为 1，目测检查时为 0.75）； $\sigma_t$  为在试验温度时的许用应力； $\sigma_a$  为在设计温度时的许用应力。

柜型 GIS 的额定充气压力很低，一般都在 0.05MPa 以下，不超过有关压力容器及其他专业标准的限值，因此，制造及验证程序可以简化，但要考虑抽真空或最低环境温度时，可能出现的负压作用。

### 4.2 气体隔室划分

由于 GIS 各构成元件的额定充气气压不尽相同，同时，考虑到运输、安装和检修作业诸方面的需要，必须将气体系统分隔成若干隔室。

气体隔室划分的基本原则是：

(1) 当间隔内部元件检修时，应尽量不影响未检修间隔的正常运行。

(2) 应能将内部故障限制在最小范围内。

(3) 断路器作为单独隔室。这不仅是因为其额定气压常与其他元件不同，更重要的是因为断路器开断与关合操作时，有电弧分解物产生，必须限制这些有害物质的扩散和污染。

(4) 使隔室容积大小适中。一般隔室容积的上限是由气体回收装置的容量决定的，即要求在设备安装或检修时，能在规定的时间（例如 8h）内完成隔室中的气体处理；下限

则主要取决于内部电弧故障时的压力升高,希望在规定的时间内,外壳无需采取专门保护措施。

(5) 母线与母线侧隔离开关构成独立隔室。

(6) 连接在母线上的设备,如电压互感器、避雷器等,分别构成独立隔室。

(7) GIS 与外部连接元件,如套管、电缆终端盒等一般都分别构成独立隔室。如果隔室容积很小,也可以与邻近压力相同的元件合并组成隔室。

一般,圆筒型 GIS 的元件布置较为分散,每个功能单元划分隔室较多,见图 4.8-15。

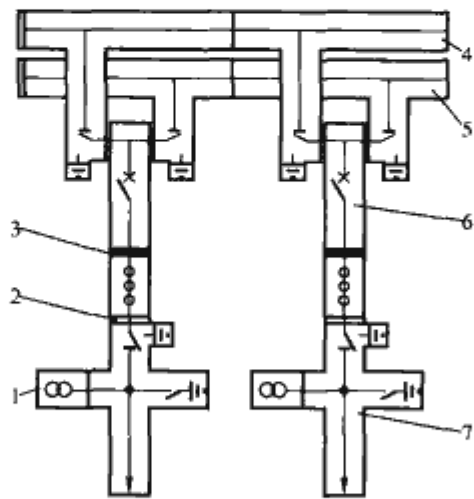


图 4.8-15 GIS 气体隔室划分例

1—电压互感器隔室; 2—支撑隔板; 3—气体隔板;  
4、5—母线隔室; 6—断路器隔室; 7—馈线隔室

C-GIS 中元件布置集中,单元体积亦小,一般隔室数目较少,仅为 1~3 个隔室。对多隔室的场合,在运行时,气压相同的隔室常连通起来,以增大容积,提高耐受内部电弧故障的能力。

### 4.3 气体监视

监视 GIS 中的气体压力或密度有两种方式:一种是目测,用压力表或真空压力表指示气体压力,并用温度计测量环境温度,然后,根据  $\text{SF}_6$  气体状态参数特性曲线,换算成标准条件 ( $20^\circ\text{C}$ ) 下的压力数值,作为判断 GIS 运行状态与特性的依据;另一种是用具有温度补偿的压力开关(又称密度控制器)对 GIS 中气体密度进行长期自动监测。

密度控制器的结构原理很多,图 4.8-16 所示为一种,它是利用一个参照体积中的恒定气体,使 GIS 隔室中压力与之相比较,如压力差达到一定值,则会通过电接点输出信号。此外,还有利用双金属片的不同变形差来补偿温度对气体压力的影响的密度控制器。

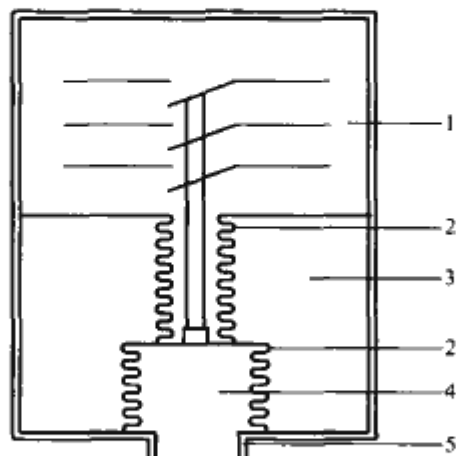


图 4.8-16 密度控制器功能原理图

1—微动开关; 2—金属波纹管; 3—参照容积;  
4—气体隔室; 5—外壳

一般断路器隔室的密度控制器必须有报警压力和闭锁压力两组控制触点。

GIS 其他隔室用密度控制器一般都只需有报警信号触点。

此外,为了监视运行设备中的气体的杂质含量,气体系统设计时还必须设置供气体抽样检测用的专门接头和阀门。

### 4.4 气体密封

气密性是 GIS 最重要的基本性能之一。衡量气密性的好坏的指标是气体泄漏率。一般 GIS 的年泄漏率不应大于 0.5%, GIS 采用的气体密封方式见图 4.8-17。



图 4.8-17 气体密封方式

#### 4.4.1 静密封

静密封主要用于气体管道、气体容器(如外壳、套管等)及其连接面。不可拆卸的静密封的气密性主要决定于焊接或粘接工艺。

O 形橡胶圈密封是最常用的可拆卸密封结构。其气密性不仅与密封结构而且还与装配质量有关。首先,要正确选择 O 形密封圈的材质;同时,密封槽的深度必须保证 O 形密封圈线径有约 30% 的压缩量,且应使密封圈在工作状态时,密封表面始终与槽壁接触。密封面的表面粗糙度一般要求达到  $1.6\mu\text{m}$ ,且不得有穿越 O 形密封环的刀痕。在法兰(O 形圈外侧)涂密封胶可以防止金属表面的氧化和 O 形圈老化。

静密封结构有单层和双层之分。双层密封有助于提高气密性,也为挂瓶检漏提供了可能性。但会使法兰面尺寸增大,加工工作量增加,成本增高。

#### 4.4.2 动密封

动密封方式包括直动密封和转动密封两类,主要用于开关触头的操作杆(轴)与外部连接部位。

直动密封又称滑动密封或往复密封。驱动轴沿轴向移动,密封面的相对运动速度较高。密封表面必须始终具有较大的压紧力,要求密封件有较好的耐磨性,常用多重矩形或 T 形橡胶环组合密封,见图 4.3-4 (b)。

转动密封的驱动轴作回转运动,一般回转角度不大,密封面相对运动线速度较低,常用两个以上骨架油封或双重 O 形、V 形、U 形橡胶环或聚四氟乙烯环组合密封。

## 5 绝缘结构

### 5.1 绝缘结构特点

(1) 电场结构。试验表明,  $\text{SF}_6$  气体间隙击穿电压和  $\text{SF}_6$  气体中沿绝缘子表面闪络电压对电场十分敏感。GIS 普遍采用稍不均匀电场结构,如同轴圆柱、同心球等。由于其



放电电压与电极间的最大场强密切相关，因此，其绝缘强度设计可以归结为电场强度设计。为了提高绝缘结构的绝缘强度，不能单纯靠增大间隙尺寸，而应着重于改善电极形状，增大电极曲率半径，改善电场分布，避免产生局部电场集中。

(2) 最大使用场强。SF<sub>6</sub> 气体中，在临界场强附近电子有效电离系数增长率很高，约为空气的 10 倍。因此，一旦出现放电，很可能立即发展成击穿。这就要求 GIS 的最大使用场强应小于临界场强，严格限制气体中产生局部放电。

(3) 隔板效应。气体间隙中有固体绝缘支持件时，会引起放电电压降低。这是因为间隙中电场发生畸变，局部场强增大的缘故。此外，在固体介质与电极交界面附近电场集中，也可能引起局部放电，导致沿绝缘件表面闪络。一般来说，固体绝缘材料介电常数越大和表面状况越差，电场越不均匀，放电电压降低越多。

(4) 压力效应。在稍不均匀电场中，气体间隙击穿电压和绝缘件沿面闪络电压与气体压力（密度）成正比。因此，为了提高 GIS 绝缘耐受电压，可以提高气体压力，这对提高系列产品构成元件的通用性和满足用户对设备绝缘水平的特殊要求是很经济、很方便的。

(5) 面积效应与长度效应。试验研究表明，在电场条件相同的情况下，随着电极面积增大，击穿电压下降明显，这种现象称为面积效应。这是因为在高场强下，电极表面积大，可能导致放电的概率增大的缘故。同样，在气体间隙中有绝缘支持件时，在固体绝缘介质、电极和 SF<sub>6</sub> 气体三者交界线的长度增大，绝缘件沿面闪络电压也会相应降低。因此，GIS 绝缘设计时，应用试验室数据必须有足够的安全裕度。

(6) 极性效应。电压极性对 GIS 耐电强度的影响与电场均匀度、气体压力等有关。在气压较高（>0.3MPa）的 GIS 中，由于负极性冲击放电电压低于正极性电压，因此，其绝缘尺寸主要由负极性冲击电压决定。在气压较低（<0.1MPa）的 GIS 中，由于电场分布均匀程度差，因而正极性冲击电压低于或等于负极性电压，其绝缘尺寸将主要由正极性冲击电压决定。

(7) 伏秒特性。伏秒特性与电场均匀度、电极表面状况、气压和电压极性等有关。对于同轴圆筒电极，气体压力较高时，伏秒特性平坦，冲击系数较小。在击穿时间超过 50μs 时，击穿电压基本恒定。击穿时间小于 2μs 时，伏秒特性才开始明显上翘。

(8) 电极与绝缘件表面状况的影响。电极和绝缘件表面粗糙或有杂质存在都会在微观上引起局部电场畸变，降低绝缘强度。尤其是高压电极表面及其附近的绝缘件表面粗糙或脏污的危害更大。试验研究表明，只有当  $ph < 8\text{MPa} \cdot \mu\text{m}$ （式中： $p$ 、 $h$  分别为气体压力和表面平均粗糙度）时，电极表面状况影响才可以忽略不计。因此，随着 GIS 工作气压增高，对电极表面粗糙度和装配作业清洁度要求需相应提高。为了提高 GIS 的耐受电压，可以采用“老炼”、“净化”处理。一般对新组装的 GIS，经多次限制能量的放电后，随着电极表面突出的金属微粒及脏污杂质等在放电时被清除掉。放电电压会逐步提高，最后达到所要求的稳定值。

## 5.2 气体绝缘间隙设计要点

### 5.2.1 最大场强 $E_{\text{max}}$ 确定

在简单电极系统中，最大场强可以分析计算。常用典型电极间隙最高场强计算式。对于形状不规则的实际结构，尤

其是在三相封闭型 GIS 中的最高场强，则往往需要进行模拟或数值计算才能确定。常用的方法是有限元法、模拟电荷法等。使用通用计算程序时，只需根据实际结构确定边界条件，进行剖分处理，输入原始参数和数据，就可以得到间隙中电位分布和最大场强。

### 5.2.2 击穿场强 $E_b$ 与耐受场强 $E_w$ 确定

气体间隙的击穿场强与电场均匀程度、气压、电压波形和极性以及电极表面状况等因素有关。试验研究表明，在同轴圆柱电极系统中，当充气压力在 0.1~0.5MPa 范围内，内电极直径在 38~200mm 范围内，电极表面粗糙度不超过 30μm 时，其 50% 击穿场强可按表 4.8-5 中所列经验公式进行计算。

对于其他形状电极系统中的击穿场强，目前尚无一一对应的算式。作为粗略估算，可以应用工程击穿场强  $E_b$ ，其近似算式见表 4.8-6。由于工程击穿场强是综合各种试验数据得出的下限值，因此，根据工程击穿场强值确定的绝缘尺寸可能偏大。如需准确计算，则应根据实际间隙结构参数，求出间隙利用系数和电极表面粗糙度系数以及临界击穿场强之后才能确定。

表 4.8-5 同轴圆柱电极间隙 50% 击穿场强

电压类型	电压极性	击穿场强 (kV/mm)
工频电压		$44p+3.5$
雷电冲击电压	(-)	$63p+2.4$
	(+)	$80p+1.5$
操作冲击电压	(-)	$45p+4.5$
	(+)	$74p+3.0$

注  $p$  为气压，单位为 MPa。

表 4.8-6 SF<sub>6</sub> 气体间隙工程击穿场强

电压类型	电压极性	工程击穿场强 (kV/mm)
工频电压		$6.5 \times (10p)^{0.73}$
雷电冲击电压	(-)	$6.8 \times (10p)^{0.73}$
	(+)	$7.3 \times (10p)^{0.76}$
操作冲击电压	(-)	$7.5 \times (10p)^{0.75}$
	(+)	$8.0 \times (10p)^{0.80}$

注  $p$  为气压，单位为 MPa。

气体间隙的耐受场强可以根据 50% 击穿场强和耐受概率要求求得。由于 GIS 可靠性要求很高，一般耐受概率不能低于 99.86%。因此，耐受场强

$$E_w = E_b(1 - 3\sigma)$$

一般在工频电压作用下，标准偏差  $\sigma \approx 0.02$ 。雷电冲击电压， $\sigma \approx 0.03$ ；操作冲击电压， $\sigma \approx 0.05 \sim 0.08$ 。

GIS 绝缘设计时，必须满足  $E_w > E_{\text{max}}$ ，并有足够裕度。

### 5.2.3 击穿电压 $U_b$ 与耐受电压 $U_w$ 计算

稍不均匀电场中，SF<sub>6</sub> 气体间隙击穿电压和耐受电压可按式计算

$$U_b = \eta E_b d$$

$$U_w = \eta E_w d$$

式中： $\eta$  为间隙利用系数； $d$  为间隙距离，mm。



其中  $\eta$  等于间隙的平均场强与最大场强之比, 它是间隙几何形状尺寸的函数。几种典型电极间隙的  $\eta$  值可以分析计算, 也可以由有关专业手册查到。

#### 5.2.4 主要结构参数确定

气体间隙结构参数配合得当, 可以缩小 GIS 尺寸, 降低造价, 提高运行可靠性。因此, 优化结构参数设计已为世界各国普遍采用。

##### 5.2.4.1 单相封闭型 GIS 绝缘间隙参数配合

单相封闭型 GIS 的电极系统主要是由同轴圆柱和同心球构成的, 其最大场强在内电极表面上。

在同轴圆柱电极系统中, 在外电极半径  $R$  和外加电压  $U$  不变条件下, 内电极半径  $r=R/e$  时, 其电极表面场强有极小值  $E_{\min}=Ue/R$  或  $U/r$ 。同时, 从图 4.8-18 可知, 当  $r/R$  在 0.222~0.535 范围内变化时, 导体表面场强与其最小值之比不超过 10%。因此, 设计 GIS 时, 在选定外壳直径之后, 内部导体直径可以兼顾绝缘、载流和其他功能要求, 在较大的范围内变化。

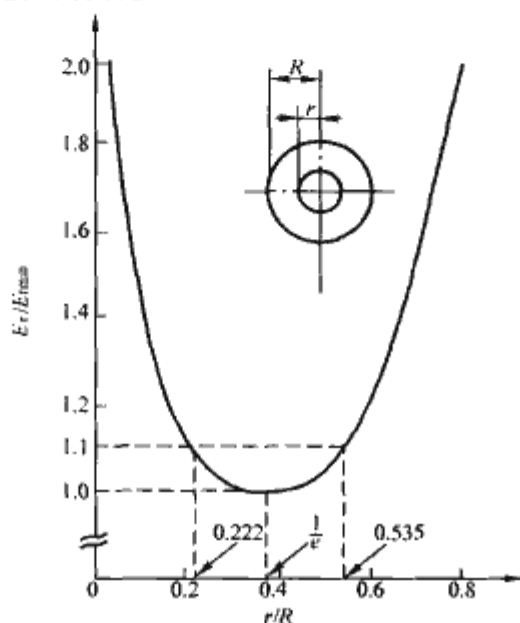


图 4.8-18 同轴圆柱电场中导体表面场强与其最小值之比与电极半径之比的关系

对于同心球电极间隙, 同样可得出, 在外壳半径  $R$  和  $U$  不变情况下, 内电极  $r=R/2$  时, 内球表面场强有极小值  $E_{\min}=4U/R$  或  $2U/r$ 。因此, 在 GIS 实用的同心球电极系统中, 考虑结构上的需要, 常取  $r=(0.4\sim0.6)R$ 。

##### 5.2.4.2 三相封闭型 GIS 气体间隙参数配合计算

如图 4.8-19 所示, 在三相呈三角形布置的三相封闭型 GIS 中, 当外施电压  $U$  和外壳半径  $R$  一定时, 改变导体半径  $r$  和导体与外壳中心距离  $r_0$ , 可以使导体表面场强达到一极小值。对于呈等腰直角三角形布置的最佳配合关系为:  $r_0/R=0.55$ ,  $r/R=0.167$ 。对于呈等边三角形布置的最佳配合关系为:  $r_0/R=0.51$ ,  $r/R=0.174$ 。

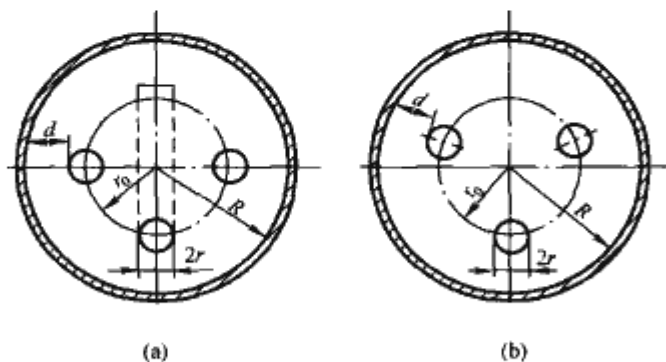


图 4.8-19 三相封闭型 GIS 内部导体布置例  
(a) 导线等腰三角形布置; (b) 导线等边三角形布置

与同轴圆柱电极系统相似, 在三相封闭型 GIS 中,  $r_0/R$  取最佳配合值的情况下,  $r/R$  稍偏离最佳配合值, 最高场强增大不多。因此, 在选取外壳与导体直径时, 仍然可以先按绝缘要求的最佳配合关系初步计算, 最后由热计算和电动力等其他因素予以修正。

#### 5.3 固体绝缘件设计要点

GIS 用固体绝缘件主要是以环氧树脂加填料的浇注件和环氧玻璃纤维真空浸胶管件, 作为内部导体的绝缘支承、气体隔板和操作杆等。

设计固体绝缘件的基本要求是:

(1) 确定合理的结构、形状、尺寸, 满足绝缘强度要求。

(2) 具有足够的机械强度。

(3) 对于气体隔板, 要求绝缘介质与导体嵌件粘合紧密, 气密性良好。

金属嵌件附近是绝缘件内部电场比较集中的部位, 必须保证在长期运行电压和短时过电压作用下的绝缘可靠性。长期许用工作场强与材料性能、配方和工艺条件等有关, 一般可取 2~3kV/mm。对于单相圆盘绝缘子, 内部最大工作场强可用下式计算

$$E_m = \frac{U_m}{\sqrt{3}\eta_1(R-r)}$$

式中:  $U_m$  为系统最高电压, kV;  $\eta_1$  为考虑固体绝缘件存在的综合电场利用系数, 在屏蔽良好时, 可达 0.7~0.9。

对于柱形绝缘子的最大工作场强

$$E_m = \frac{U_m}{\sqrt{3}\eta_1 H}$$

式中:  $H$  为绝缘子内部有效绝缘距离, mm。

在绝缘子高度相对直径不大, 嵌件电极形状良好时,  $\eta_1$  也可取 0.8 左右。

绝缘件的沿面绝缘强度一般由负极性雷电冲击电压决定, 其闪络电压可用下式进行估算

$$U_l = \eta_l E_l S$$

式中:  $E_l$  为工程闪络场强, kV/mm;  $S$  为间隙距离, mm。

根据试验数据统计, 负极性雷电冲击工程闪络场强值可用如下经验公式计算

$$E_l = 6.4(10p)^{0.66}$$

式中:  $p$  为气体压力, MPa。

由于工程闪络场强是综合各种试验数据得出的下限值, 因此, 据此确定绝缘尺寸偏大。

沿面耐受电压可以根据允许的闪络概率, 由闪络电压及闪络电压概率分布函数求得。计算耐受电压必须大于产品额定冲击耐受电压, 并留有适当裕度。

在固体绝缘件与电极、 $\text{SF}_6$  气体三者交界处是电场最集中、最容易产生放电的部位。加大电极边缘曲率半径, 设置内、外屏蔽和屏蔽坑是减小三交界处电场集中的常用措施, 见图 4.8-20。此外, 从图 4.8-20 中可以看出, 适当调整固体绝缘件与电极的组合形状, 使倾角  $\alpha < 90^\circ$ , 也可以达到减少或消除三者交界处电场集中的目的。为了减少介质过渡而上电位线转折角度, 绝缘件用材料的介电常数不宜太大。

设计固体绝缘件要特别注意消除固体绝缘介质与电极接



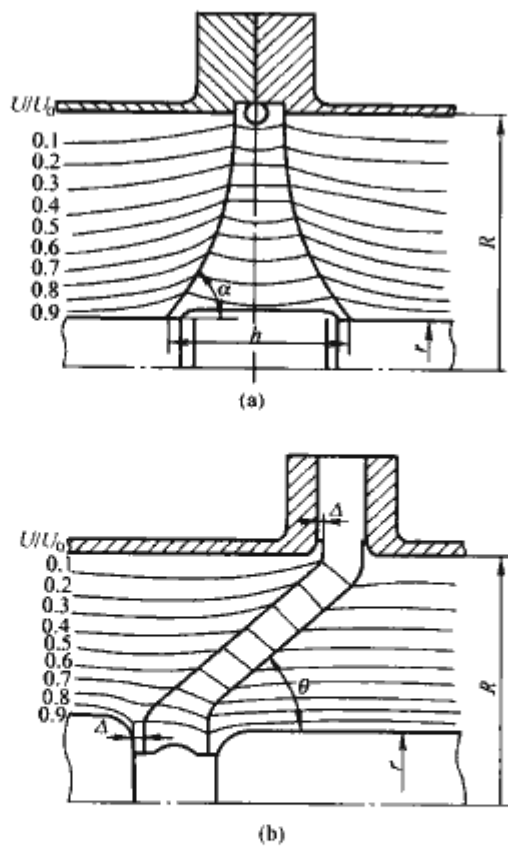


图 4.8-20 同轴电极系统中绝缘隔板附近等位线分布及屏蔽措施  
(a) 对称绝缘件；(b) 不对称绝缘件

近部分可能存在的小气隙。气压越高，这种小气隙对闪络电压的影响越显著。消除的办法是将电极与固体介质牢固地浇注成一体。

在绝缘件表面上设置屏障或裙边是提高沿面闪络电压的又一途径。试验表明，屏障或裙边高度越大，位置越靠近高场强电极，效果越好。

固体绝缘件基本尺寸确定之后，还必须根据使用要求进行强度校核，其校核公式和许用应力可以参考有关专业手册。

## 6 外壳

### 6.1 作用、要求与种类

#### 6.1.1 GIS 外壳的主要作用与要求

(1) 气体容器。GIS 运行时，外壳中始终储存着一定压力（或工作压力）的  $\text{SF}_6$  气体。发生内部故障或开断短路时，还需要承受瞬时升高的气体压力。因此，外壳必须有足够的机械强度和良好的气密性，应按照充气压力外壳、装有非腐蚀性的低压力、惰性气体的高压开关设备和控制设备已有相关标准进行设计与制造。外壳强度要通过型式试验验证。每个外壳还必须进行例行压力试验（额定气压低于 0.05MPa 时除外）和气密性试验，不允许有可检出的漏点。此外，为确保外壳运行安全，还应对外壳材质进行严格检验。

(2) 接地电极。外壳是接地电极，其直径大小直接关系到内部导体对地及相间（对三相封闭外壳）绝缘距离。作为电极，要求外壳内表面应平整，没有突出的尖角、焊疤，以防止局部电场集中。对一般 252kV 及以下 GIS，绝缘强度是决定外壳直径的主要因素。

(3) 安全防护。外壳必须可靠接地，没有触电危险。即使在发生内部故障时，在 I 段保护动作时间内，不能被烧穿；在 II 段保护动作时间内，允许烧穿，但不能有碎片飞出。不能危及运行操作人员和设备的安全。

(4) 散热。主回路导体长期载流的发热量需通过外壳表面散至大气中，因而，外壳直径大，对散热有利，特别是在额定电流达 4000A 及以上时，散热的功能至关重要。主回路通流时，产生的交变磁通还将在外壳中产生涡流，见图 4.8-21，使外壳发热。为了运行操作的安全，可触及的外壳温升不能超过 30K。所以，一般单相封闭型 GIS 的额定电流超过 1600A 时，对钢外壳需采取隔磁措施，以减少涡流损耗，额定电流 3150A 以上时，只能用铝合金或不锈钢外壳。对于三相封闭型 GIS，由于三相磁场平衡，外壳中涡流损耗较少，额定电流为 2000A 及以下可以采用经济的钢外壳，但 3150A 及以上也需用铝合金外壳。

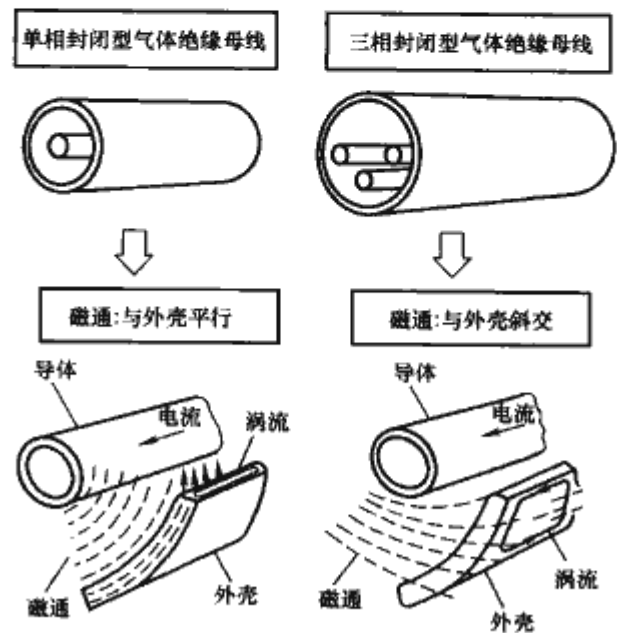


图 4.8-21 外壳结构与涡流

(5) 机械支承。外壳常兼作支承构件和基座，因此，需要有足够的刚度和强度，以保证 GIS 整体结构的稳固性。

#### 6.1.2 种类

常用的外壳种类与特点见表 4.8-7。

表 4.8-7 GIS 用外壳种类

种 类		特 点	应 用
分类方法	类别		
外观	圆筒型	制造工艺性好，承压能力大，电场较均匀	各种 GIS
	柜型	机械加工少，焊接工艺要求高，环境协调好、承受内压有限	C-GIS
制造方法	焊接	强度高，气密性稳定可靠	形状简单外壳
	铸造	形状美观，且容易实现，电场好，尺寸增大较困难	形状复杂外壳
材料	钢	强度高，价格低，耐电弧时间长，但损耗大	中、小电流 GIS
	铝合金	质量轻，耐腐蚀，损耗小，散热性能良好	各种 GIS
用途	元件用	形状较复杂，有功能要求，规格尺寸标准化	如断路器、隔离开关、电流互感器等用
	过渡连接用	形状简单、规格尺寸随工程要求变化	如二通、三通、四通等

### 6.2 外壳结构设计要点

#### 6.2.1 设计依据

(1) 设计温度和设计压力。外壳设计温度是在规定运行条件下，外壳可能达到的最高温度，通常取周围空气温度的



上限加上主回路导体流过额定电流时外壳的温升。在户外使用时,如果日照有明显作用,还应考虑其影响。外壳设计压力至少是在设计温度时,外壳内能达到的压力最大值。它是确定外壳结构尺寸的基本参数。一般确定外壳设计压力时,气体温度取外壳温度上限和主回路流过额定电流时导体温度的平均值。

(2) 用途及壳体内径与可用材料。

(3) 耐振要求。

(4) 内部电弧故障时,内压上升值,承压时间及保护方式。此外,尚应考虑以下因素:①外壳充气前需要抽真空,可能造成外壳壁或隔板上承受的压力差增加;②在相邻隔室气体压力不同的情况下,因隔室间意外漏气会造成压力升高。

### 6.2.2 结构强度设计方法

(1) 圆筒型 GIS 的焊接外壳的结构尺寸设计和强度校核可以按照 GB 150—1998《钢制压力容器》和 JB/T 4734—2002《铝制焊接容器》规定进行。

(2) 圆筒型 GIS 的铸造外壳结构强度设计可参照焊接外壳进行,然后再根据材料特性和工艺条件的差异进行修改,适当增加裕度。

(3) 矩形 GIS 的外壳设计应分几步进行:

1) 根据功能要求初步设计壳体结构计算模型。

2) 用有限元法(一般用 ANSYS 软件)进行应力应变数值计算分析。

3) 修改计算模型,再重复进行计算和修改结构参数,使材料使用应力均匀化,局部最大应力不超过许用值,最大变形量满足 GIS 总体结构性能要求。

4) 为了改善矩形外壳的应力分布,常采用如下措施:①采用波形钢板;②利用构成元件的安装板和气室隔板作为加强筋板;③在拐角处增设加强板或采用圆角过渡;④在平板内或外侧装设加强搭接板或筋板;⑤局部增加钢板厚度;⑥选用许用应力大的材料。

### 6.2.3 内部电弧故障时压力升高与外壳烧穿的对策

#### 6.2.3.1 内部故障压力升高

内部电弧故障引起压力升高值可用如下经验公式估算

$$\Delta p = C \frac{I_a t_a}{V} \quad (\text{MPa})$$

式中:  $C$  为与设备有关的系数,其数值应由设备试验确定。 $I_a$  为故障电弧电流, kA;  $t_a$  为电弧持续时间, ms;  $V$  为隔室容积, L。

GIS 结构和电压等级不同,  $C$  值大小亦不同。一般 72.5~550kV 单相封闭型 GIS 的  $C$  值可取 0.15~0.40。三相封闭型 GIS 中,单相接地故障可能转为三相短路,其  $C$  值约为同电压等级单相封闭型 GIS 的 2~3 倍。

当通过最大电弧电流在规定的电弧持续时间内压力升高值超过型式试验压力时,则必须采取限压。常用的措施有以下两种:

(1) 装设压力释放装置。压力释放装置有两种:

1) 随压力增高/降低而开启/关闭的压力释放阀。用以限制气体压力不超过设计压力的 10% 以上。

2) 开启后不能再闭合的压力释放装置(如膜片和爆破板)。用以限制内部压力瞬时升高。它们可用非金属材料压制,也可用金属薄片制成。其动作压力应与外壳强度相配合,排放口面积主要由电弧能量大小决定,一般为  $\phi 50\text{mm}$ ~ $\phi 100\text{mm}$ 。由于 GIS 发生内部故障后,被电弧损坏的外壳必须更换,因此,爆破片必须有效限制电弧的外部效应。爆破

片的布置应使排出的高压气体不致伤害运行人员或造成设备损坏。

(2) 利用快速保护接地开关。由于继电保护装置启动和接地开关动作都需要时间,所以采用快速保护接地开关限压时,故障持续时间较长。

一般气体隔室容积较小时,采用膜片或爆破板保护外壳较为可靠;气室较大时,压力上升慢,可以采用快速保护接地开关保护。实际上,无论采用哪种限压措施,都会使设备结构复杂化,造价提高,因此有利有弊。为了确保外壳安全,适当增大气室容积和适当增加外壳强度的裕度是必要的。

#### 6.2.3.2 外壳烧穿

在内部故障电弧作用下,外壳烧穿使金属熔化、电弧等离子体扩散和气体压力综合作用的结果。试验证实,烧穿时间不仅与电弧电流、外壳壁厚、形状和材质有关,而且还与内部导体结构以及电弧物理现象等多种因素有关。考虑到电弧从最初的起弧点向稳定点移动,烧穿时间可用下式描述。

$$t_b = t_1 + t_2 = t_1 + k \frac{S^m}{I_a^n}$$

式中:  $t_b$  为烧穿时间, s;  $t_1$  为电弧起弧后到静止的移动时间, s;  $t_2$  为稳定电弧熔化壳体时间, s;  $S$  为壳体厚度, mm;  $I_a$  为电弧电流, A;  $k$ 、 $m$ 、 $n$  均为由设备确定的经验常数,主要决定于壳体的材质。

如果电弧不移动,即  $t_1 = 0$  时的熔化时间称为最小烧穿时间,可用由实验得到的如下经验公式计算

$$t_b(\text{Al}) = \frac{240}{I_a^{0.86}} \left( S - \frac{39}{I_a^{2.1}} \right)$$

$$t_b(\text{St}) = \frac{690}{I_a^{0.81}} \left( S - \frac{3.3}{I_a^{1.44}} \right)$$

式中:  $t_b(\text{Al})$  和  $t_b(\text{St})$  分别为铝合金外壳和钢外壳的最小烧穿时间, ms;  $I_a$  为电弧电流, A;  $S$  为壳体壁厚, mm。

由此可见,在同样电弧电流情况下,为了防止外壳烧穿,适当增加壁厚是必要的,而且采用钢外壳比铝外壳好。

在实际 GIS 中,电弧弧根很少集中在一点,因此,烧穿时间会比最小烧穿时间长。

GB 7674—2008 要求,外壳在 I 段保护动作时间内不能被烧穿,即在  $I_a \geq 40\text{kA}$  时,应满足  $t_b > 0.1\text{s}$ ;  $I_a < 40\text{kA}$  时,应满足  $t_b > 0.2\text{s}$ 。

## 7 接地装置

### 7.1 基本要求

GIS 中所有不属于主回路和辅助回路的金属部件都应接地,而且必须确保接地回路的电气连续性。接地装置是指为控制外壳及与之相连的金属构件的电位升高和防止局部过热所设置的所有组件。

GIS 主回路通过电流时,内部导体会发热,使外壳温度升高,还将在外壳上产生感应电动势。如果外壳形成回路,便会在此回路中流过感应电流(又称外壳电流)。在与外壳相连或相邻的支架、管道以及电缆外皮等部件上也不例外,会产生感应电压和环流,如图 4.8-22 所示。分析和实例表明,对分相型 GIS 而言,外壳电流的大小与主回路电流相近。

为了确保 GIS 的使用安全,要求在正常运行时,外壳电压不得超过安全电压。外壳感应电流不应使外壳及其构架以及管道、安装基础中的接地体等的温度不超过允许值。在故障条件下,外壳感应电压也不得危及人身安全。



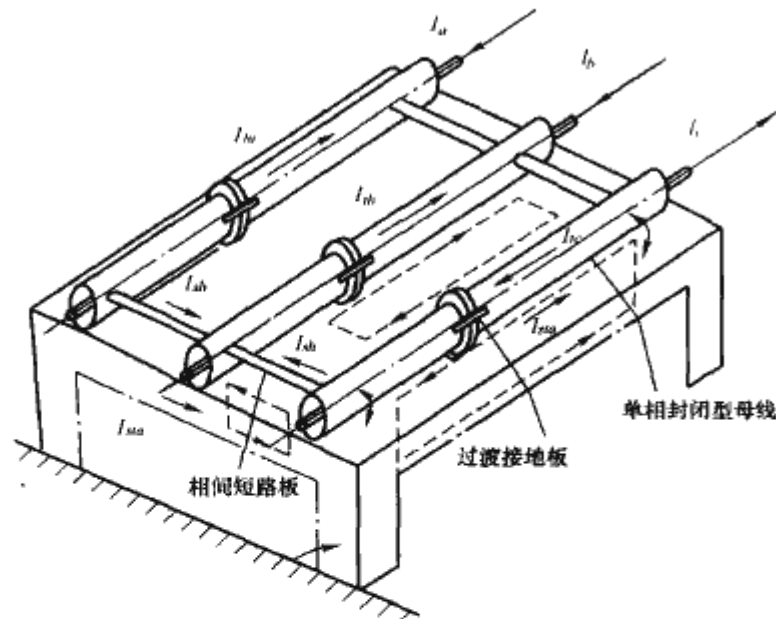


图 4.8-22 外壳闭合回路中的感应电流示意图  
 $I_a$ 、 $I_b$ 、 $I_c$ —三相主回路电流； $I_{ua}$ 、 $I_{ub}$ 、 $I_{uc}$ —外壳电流； $I_{sh}$ —相间短路板上流过的电流； $I_{sa}$ —台架上流过的感应电流

7.2 外壳接地方式

圆筒型 GIS 外壳接地方式有一点接地和多点接地两种，如图 4.8-23 所示，在一点接地方式中，每个外壳或每个外壳区段（一般长度不超过 10m）只有一处接地。多点接地方式中的每个外壳或每个外壳区段可有多处接地。两种接地方式各有利弊，见表 4.8-8，单相封闭型和三相封闭型 GIS 都可采用。对于三相封闭型 GIS 而言，由于三相不平衡磁场较弱，因此，外壳感应电流数值较小，发热损耗较少，采用多点接地更为有利。

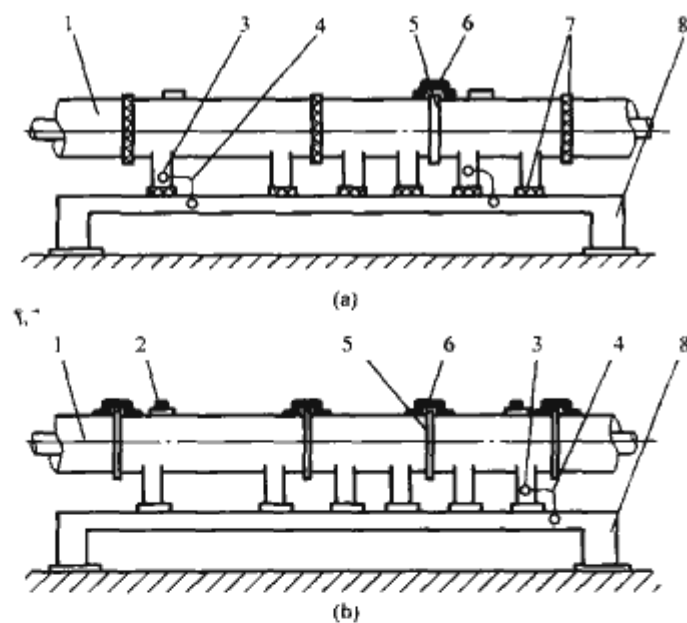


图 4.8-23 GIS 外壳接地方式  
(a) 一点接地；(b) 多点接地

1—外壳；2—相间短接板；3—接地端子；4—接地线；  
5—金属法兰；6—接地板；7—绝缘隔板；8—金属构架

表 4.8-8 圆筒型 GIS 外壳接地方式及其特点与注意事项

接地方式	特 点	注 意 事 项
一点接地	1. 外壳中无感应电流，壳体发热少 2. 正常运行时地网中无电流流过 3. 绝缘隔板用量多 4. 外壳感应电压较高	1. 外壳外部漏磁场强，要防止构架等局部过热 2. 外壳电位升高，可能使壳体间绝缘隔板和其他绝缘垫板发生闪络 3. 外壳电位升高，可能使电缆防蚀层烧损

续表

接地方式	特 点	注 意 事 项
多点接地	1. 外壳中感应电流大，发热损耗大 2. 外壳外部磁场弱，对构架等影响小 3. 绝缘隔板用量少 4. 外壳感应电压低，接地可靠性高	1. 外壳中感应电流较大，要合理选用外壳材料 2. 必须合理设置相间短路板，防止感应电流流入地网，使接地网过热 3. 接地线尺寸要根据感应电流和接地电流合理设计

柜型 GIS 接地系统较为简单，一般每个柜体都至少有一个专用接地点。

7.3 接地装置设计要点

7.3.1 接地线（板）与接地端子

通常，接地线有两种：一种是用于主回路外壳之间的接地板；另一种是用于外壳与接地网连接的接地线，见图 4.8-23。前者长期通过外壳感应电流。在发生内部故障时，外壳上有故障电流或感应电流流过，因而接地板亦有动热稳定性要求，其截面积主要根据额定电流选取。后者使外壳与接地网保持同一电位，平时几乎没有电流流过，但在内部故障时有故障电流流过，所需截面积按额定短时耐受电流选取。为了降低外壳电位升高水平，应尽量缩短接地线长度，以减小接地回路阻抗。接地线大都用铜或铝排制造。接地端子的形状与尺寸必须与接地线相匹配。为保证接触良好，接触表面需镀银或搪锡。

7.3.2 绝缘隔板

按用途有以下几种：

(1) 外壳分段隔离用。常用圆形绝缘隔板，它们同时兼作内部导体的支持绝缘子或/和气体隔板。

(2) 构架对地隔离用。采用一点接地的 GIS，要使构架与接地的其他设备或部件（如变压器、气体管道和金属支承件等）隔离，防止外壳与地网构成回路。

(3) 相间跨接金属件隔离用。防止外壳电流从这些金属件（如相间连通气管、联动操作杆等）分流，造成局部过热。

(4) 电流互感器外壳隔离用。在多点接地 GIS 中，采用外装式电流互感器时，为了防止外壳电流造成计量误差和保护误动，应将电流互感器充气外壳通路隔断，并设分流导体，使外壳电流从电流互感器铁心外部流过。

应当指出，除外壳分段隔离用绝缘隔板在故障条件下可能要承受较高的高频陡波过电压外，其余的绝缘隔板的绝缘强度只要求能耐受 2kV 工频电压 1min。

7.3.3 相间分流装置

单相封闭 GIS 采用多点接地时，为了控制正常运行时，流入接地回路和接地网的电流，需在适当位置安装相间短路板，使三相外壳短接起来，构成相间分流回路，见图 4.8-22。每个相间分流回路应尽可能直接通过能够承载短路电流的导体和总接地网相连。相间短路板用材料和尺寸应根据额定电流选取，并设置在每一段外壳的末尾。

7.3.4 瞬态过电压控制装置

超高压 GIS 采用一点接地时，在外壳分段的绝缘隔板和 GIS 与电力电缆连接处的绝缘筒上，常需装设过电压控制装置，以限制过电压，防止绝缘隔板闪络，保证运行安全。常用的有氧化锌避雷器或放电间隙或过电压控制电容器等。

8 安装与维护

8.1 安装与调试

8.1.1 安装管理

安装现场管理包括操作者管理、环境管理、工具管理和安全管理等，必须严格按照有关标准规定和产品技术要求执行。

在安装开始之前，制定合理的作业流程是提高安装质量、加快安装进度的保证。图 4.8-24 所示为一般圆筒型 GIS 现场安装程序。在本体安装之前，必须仔细检查地基状态和建筑物与接地线埋设情况，确定基准平面和基准位置，根据 GIS 具体结构和配置要求，制定切实可行的安装步骤和作业细则。操动机构检查内容需视开关元件配用机构的种类和结构要求而定。性能检查与试验是检查设备安装质量、确保安全运行的重要环节，其内容包括各构成元件的基本性能与参数（如互感器变比、极性、开关元件操作特性、密度继电器控制特性等）以及 GIS 整体主回路与辅助回路的基本特性和功能（如主回路电阻、绝缘电阻、绝缘耐受电压能力、联锁与指示信号等），要求符合有关标准和产品技术条件的规定。

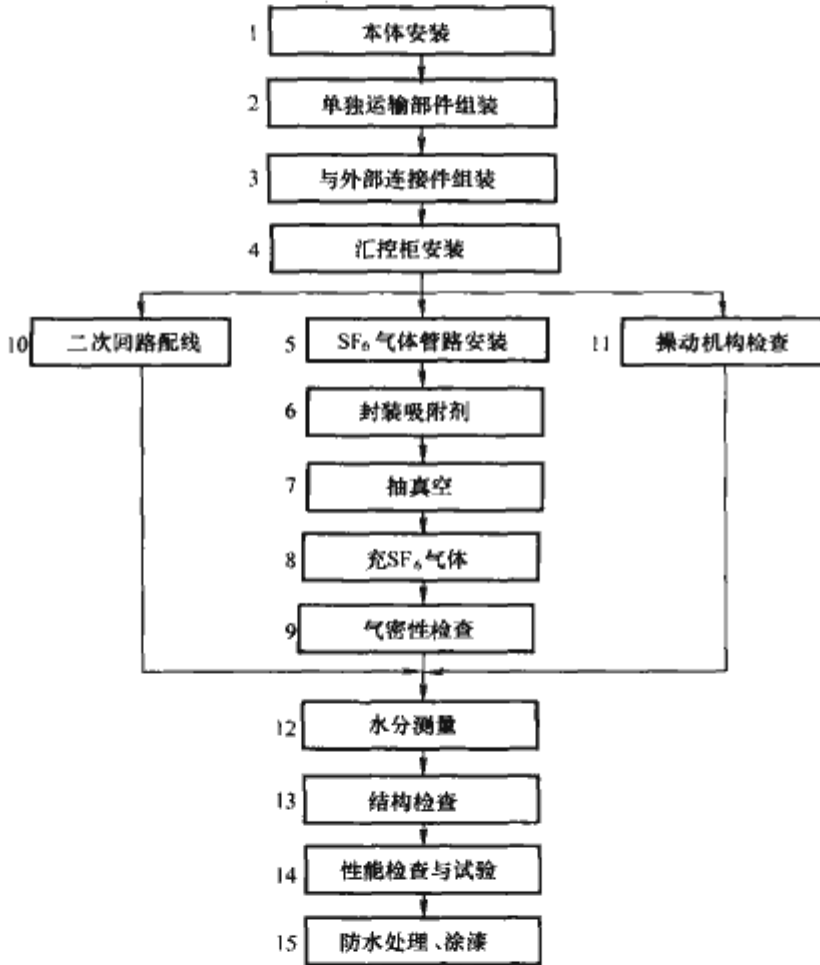


图 4.8-24 GIS 现场安装程序

柜型 GIS 现场安装很方便。由于其本体是按单元在工厂组装、整体运输的，二次回路配线和 SF<sub>6</sub> 气体管路安装都是在工厂完成的，所以，现场安装工作量很少，工期可以大大缩短。

8.1.2 主回路现场绝缘试验

现场绝缘试验是 GIS 投运前，对其绝缘性能的最终检查。由于 GIS 在运输、储存和安装过程中，可能发生零部件松动、脱落、电极表面损伤、导电杂质侵入或异物遗留，甚至出现安装错误等情况，导致内部绝缘故障。因此，现场绝缘试验是必不可少的。

试验前，设备应全部安装调整完毕，并充入额定密度的

SF<sub>6</sub> 气体。对于某些充电电流大或对施加电压有限制的元件（如高压电缆和架空线、电力变压器和电磁式电压互感器、避雷器等）需隔离。电流互感器二次绕组必须短接，并且接地。

试验电压波形可参照 GB/T 1692.7—1997《高电压试验技术 第一部分：一般试验要求》要求选取，通常，交流电压检查介质污秽（如导电微粒）相当灵敏，在大多数情况下能满意地用来检查异常电场情况；雷电冲击电压对异常电场结构特别敏感；操作冲击电压下的绝缘特性介于交流电压和雷电冲击电压之间，一般用于检查额定电压较高的 GIS 中存在的污染和异常电场情况。

现场绝缘试验的试验电压见表 4.8-9，电压波形相对标准波形稍有偏差是允许的。现有经验表明，工频电压试验的试验频率可为 10~300Hz；雷电冲击电压的波前时间延长到 8μs 是可以接受的，如果采用振荡雷电冲击电压，波前时间可以延长到 15μs；采用间歇性或者振荡波形的操作冲击电压，且到达峰值的时间在 150μs~10ms 范围是合适的。

表 4.8-9 现场绝缘试验的试验电压

设备额定电压 (kV、有效值)	现场短时工频耐受 电压 (kV、有效值)	现场雷电冲击耐受 电压 (kV、峰值)
72.5	120	260
126	200	440
252	380	840
363	425	940
550	560	1240
800	760	1680
1000	880	1800

试验电压应施加于导体与外壳之间，每个主回路部件至少需耐受现场工频试验电压并持续 1min 一次和/或正、负极性冲击试验电压各 3 次。如无破坏性放电，则认为试验通过。如果出现了破坏性放电，则应按规定程序重复进行试验。

由于 GIS 对地电容大，要求试验电源能提供较大的充电电流。同时，试品放电时，释放能量大，破坏作用亦大。因此，现场试验时，宜通过断路器和隔离开关的操作，将整个设备分区段进行试验，以减少试验电源的容性负载，限制放电能量，亦便于确定放电部位。

现场耐压试验装置必须质量轻、便于搬运。通常可以作为交流电压源的试验装置有：

- (1) 试验变压器。
- (2) 频率固定的谐振试验装置。
- (3) 频率可变的谐振试验装置。
- (4) 从试验后不拆除的电力变压器或电压互感器的低压侧加压。

对于电压等级很高的大型 GIS，除用交流电压试验外，还要用振荡冲击电压或振荡操作冲击电压进行试验。利用冲击发生器和连接到受试开关设备的高压绕组组成的阻尼的串联谐振回路可以产生振荡的雷电冲击电压。振荡的操作冲击电压可以通过电容器向电力变压器、电压互感器或试验变压器的低压侧放电获得。

8.2 维护与检修

8.2.1 气体管理

- (1) 压力（密度）管理。SF<sub>6</sub> 气体压力（密度）是表征



GIS 性能的宏观标志，必须经常保持在产品技术条件规定的范围内。

(2) 水分管理。控制 GIS 水分含量的基本原则是：

1) 保证所含水蒸气的露点在  $-5^{\circ}\text{C}$  以下，使固体绝缘件的沿面闪络电压不致因凝露而降低。

2) 保证与电弧分解物作用的生成物很少，不致引起设备损坏或性能下降。

从安全性和经济性两方面综合考虑，对 GIS 中有电弧分解物隔室和无电弧分解物隔室制定不同的水分含量管理指标是必要的。现行 GIS 标准对此作出的规定见表 4.8-10。实际上，从控制露点出发，气体中允许的水分含量与气压成反比。上述规定对额定气压为  $0.4\text{MPa}$  左右的 GIS 是合理的。

表 4.8-10 GIS 中  $\text{SF}_6$  气体的水分含量标准  $\times 10^{-6}\text{L/L}$

隔室类别	有电弧分解物的隔室	无电弧分解物的隔室
交接验收值	$\leq 150$	$\leq 500$
运行允许值	$\leq 300$	$\leq 1000$

GIS 运行中要定期（半年或一年）取样测定气体中的水分含量。试验表明，同一设备在不同水分含量状态下实测的水分含量与温度有关，如图 4.8-25 所示。如果排除温度变化因素的影响，含水量确实超过规定值，则需进行干燥处理。

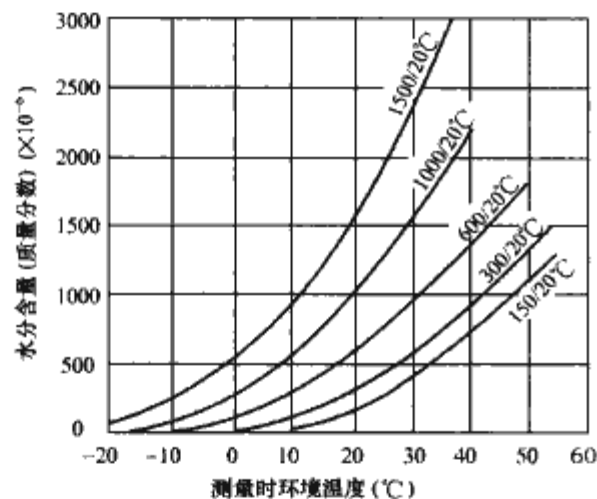


图 4.8-25 设备中  $\text{SF}_6$  气体水分含量与温度的关系例

(3) 纯度管理。GIS 现行的充气方法有两种：

- 1) 抽真空后充气。
- 2) 气体置换法（从下面充入  $\text{SF}_6$  气体，从上面排出空气）。

显然，抽真空后充气的方法能保证 GIS 内的气体纯度，但过程麻烦一些，而且需要抽真空设备。气体置换法虽然简单，但在充气过程中有一部分  $\text{SF}_6$  排入大气，既不经济，也污染环境。而且，由于气体置换过程进展缓慢，所以置换充气时间较长，目前，仅限少数 C—GIS 使用。

一般新  $\text{SF}_6$  气体都是经过抽样检验，符合纯度标准的。运行一段时间后，随着空气的侵入、电弧或局部放电的出现，会使气体逐渐被污染，纯度降低。试验表明，当  $\text{SF}_6$  气体含量（体积分数）为 95% 以上时，对绝缘和开断性能影响甚微。

### 8.2.2 维修方式

目前，GIS 设备的维修采用定期维修和临时维修相结合的办法，见表 4.8-11。实践证明，这种方式是可行的，但不

是最有效、最经济的。

表 4.8-11 GIS 维修方式

维修方式	设备状态	主要内容	周期
巡视检查	正常运行	检查分合闸指示及信号的正确性 记录介质压力、温度 检查有无异常声音、臭味或痕迹 外装部件是否老化、破损 要求现场设施的完好性	每天或几天
定期维修	一般维修	分合闸操作试验 操动机构及控制柜外部检查 测定绝缘电阻等	3~5 年
	全面维修	操动机构和控制柜内零件检查或更换 灭弧室内部电磨损检查或更换 操动特性测试 密度继电器和压力开关调整	10 年以上
临时检查	停运，是否解体视情况而定	更换磨损件 进行必要的修理、清理或更换零件	达到规定操作次数或发现异常时安排

为了提高设备的运行可靠性和利用率，实现按状态进行维修是十分必要的。为此，应加强对设备运行状态的监视，积累设备运行经验与数据，正确判据各种设备参数变化对可靠运行的影响程度。

## 8.3 在线监测与故障点定位

### 8.3.1 在线监测

GIS 的故障率极低，通常只有常规开关设备的  $1/10$ 。但是，如果一旦出现故障，需要解体检修时，则相当麻烦。加之 GIS 的主回路是封闭的，运行人员无法直接从外部发现内部的异常情况。因此，为了提高 GIS 的运行可靠性，建立预防维护系统，开展在线监测，通过对 GIS 运行状态进行长期在线监视和对各种异常情况及时进行人工智能诊断处理，可以防患于未然。此外，预防维护系统的建立，还可以使 GIS 的维修方式从以运行时间为基础转变成以设备状态为基础，这对提高 GIS 维修工作效率、节省维修费用也是很有利的。

一般的预防维护系统应包括传感器、信号转换器和信息处理装置三部分。传感器是信号采集元件，它将设备上特定的物理量变换成可以传送的电信号。为了便于检查与更换，减少对 GIS 内部工作状态的影响，传感器安装在壳体外部更为有利；信号转换器接收到传感器采集的信号后进行识别、放大和显示，再传送至信息处理装置；信息处理装置通过专家系统按预定的程序进行诊断和处理后，可以屏幕显示或打印机输出。

目前，有关 GIS 早期缺陷（或故障）监测方法的研究很多，在分析各种故障原因和发展过程的基础上，开发了一些行之有效的监测项目和方法。GIS 在线监测与故障诊断项目见表 4.8-12。

表 4.8-12 GIS 在线监测与故障诊断项目

监测项目	监测内容	探测方法
断路器操作特性	分合闸线圈断线 分合闸动作时间、速度 分合闸行程、控制电流	线圈断线检测器分合时间传感器光电开关

续表

监测项目	监测内容	探测方法
绝缘性能	局部放电	VHF/UHF 法、声学法
通流性能	局部导体过热	温度传感器
避雷器性能	氧化锌元件泄漏电流	分流器
SF <sub>6</sub> 气体压力 (密度)	气体压力 罐壁温度	压力传感器 温度传感器

8.3.2 内部故障点定位

无论是在工厂或现场耐压试验时还是在投入运行后，GIS 发生内部放电故障时，都希望能迅速而准确地找到故障部位，以缩短检查时间，节省维修费用。

故障点定位方法是以气体放电时伴随着发生的各种现象为依据的。为便于使用，故障点定位装置应尽量安装在体外。目前，可供选用的方法有：

- (1) 化学方法：
  - 1) 对气体分解物进行化学分析。
  - 2) 变色指示。
- (2) 机械方法：
  - 1) 记录放电噪声。
  - 2) 测量外壳振动。
- (3) 测量外壳温度（只能用于内部电弧故障定位）。
- (4) 光辐射检测（外壳上需开孔，使用较麻烦）。
- (5) 记录电磁瞬变过程。

9 GIS 的选用

随着技术的进步和功能要求的扩展，GIS 结构更新很快。选择 GIS 主要是确定设备的功能要求和最能满足这些要求的结构型式。

9.1 额定值选择

用户在确定了 GIS 的安装地点、现场条件、主接线以及系统特征与状况等之后，应根据这些条件进行计算分析，确定 GIS 在正常负载条件和故障条件下要求的额定值。主要是：

- (1) 额定电压。
- (2) 额定绝缘水平。
- (3) 额定电流。
- (4) 短时耐受电流。
- (5) 峰值耐受电流。
- (6) 短路持续时间。
- (7) 分合闸装置以及辅助和控制回路的额定电源电压。
- (8) 分合闸装置以及辅助和控制回路的额定电源频率。

上述额定值的选择应符合标准规定，并考虑到系统的特点及其长远发展需要。GIS 各元件的额定值在满足总体要求的前提下，可以根据各自的标准选取。

9.2 设计与结构的选择

GIS 结构形式多样，应对其功能、技术参数、可靠性、造价和运行业绩等多方面进行综合分析对比，从实际需要出发进行选择。

(1) 单相封闭型与三相封闭型的选择。单相封闭型和三相封闭型 GIS 的结构特点和应用情况见表 4.8-3。对 72.5kV 和 126kV GIS 而言，两者技术参数接近，都具有尺寸小、

可靠性高的优点，都可以满足一般使用要求。相对而言，三相封闭型 GIS，尤其是紧凑三相封闭 GIS 在技术上更加先进，间隔宽度可以做得更小，零部件数更少，使用更简便。同时，运行中用气量少，外壳发热损耗亦少，对环保节能有利。但制造难度较大，造价较高。因此，它们各有优势，除非在某些特定条件下，如安装场地特别小或者有特殊要求的场合，二者都可以选用。

(2) 户内型与户外型的选择。户内型与户外型 GIS 的区别是使用环境条件不同。由于户外环境条件比较恶劣，在结构设计、材料选择以及制造工艺等方面都要求较高。因此，一般户外型 GIS 的造价比户内型稍高。但由于户外型 GIS 可以节省厂房建筑费用，所以总的建设费用会比户内型低一些。不过，设备长期在严酷条件下使用，必然会加速各种易损零部件的劣化，可能会使设备维护工作量增加，维护费用增多。所以，就寿命周期总成本而言，二者接近。

(3) 与电缆连接方式选择。与 GIS 连接的电缆头有充流体电缆头和干式电缆头两种。为了保证连接配合要求，GB/T 22381—2008《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备与充流体及挤包绝缘电力电缆的连接充流体及干式电缆终端》规定了典型装配结构和尺寸系列。由于干式电缆头现场制作和装配比较简便，目前，已在 126kV 及以下广泛使用；而充流体电缆头多用于 252kV 及以上。

(4) GIS、H—GIS 及其派生产品的选择。H—GIS 是一种由 SF<sub>6</sub> 气体绝缘元件和大气绝缘元件组合的成套开关设备。通常，仅母线为大气绝缘，这样，既保持了 GIS 设备紧凑、占用场地面积小的优点，同时也简化了过渡连接，降低了造价，增加了总体配置的灵活性。H—GIS 和 GIS 一样，可以实现各种主接线要求。

ABB 公司推出的 PASS 是一种简化的 H—GIS，如图 4.8-26 所示。有 M0、M1、M2 三种产品。其基本参数见表 4.8-13。PASS 设备是以罐式断路器为基础，组合气体绝缘的隔离开关、接地开关、电流、电压互感器或传感器和复合绝缘套管等元件构成的。为了进一步简化结构，降低造价，母线、电压互感器和避雷器常配用敞开式元件。

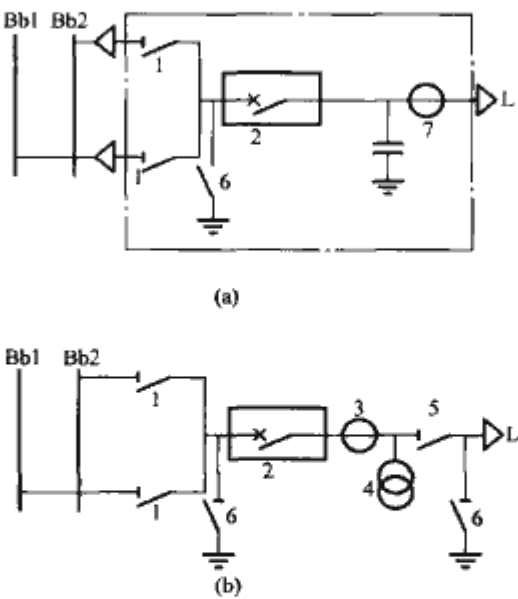


图 4.8-26 PASS 功能模块与常规功能单元的比较

- (a) PASS 功能模块；(b) 常规功能单元
- 1— 母线侧隔离开关；2— 断路器；3— 电流互感器；4— 电压互感器；5— 线路侧隔离开关；6— 接地开关；7— 电流（电压）传感器（互感器）



表 4.8-13 PASS 额定值

型号	PASS M0	PASS M1	PASS M2
额定电压(kV)	72.5/170	252/300	550
工频耐受电压(kV)	140/275	460	740
操作冲击耐压(kV)		—	1175
雷电冲击电压(kV)	325/650	1050	1550
额定电流(A)	2000	3150	4000
短时耐受电流(kA)	40	50/40	63
峰值耐受电流(kA)	100	125/100	160
短路开断电流(kA)	40	50/40	63

表 4.8-14 列出了 GIS、H-GIS 和 PASS 在结构与功能方面的对比，可供选用时参考。

总之，GIS、H-GIS 和 PASS 都具有结构紧凑、节省场地面积、受环境条件影响小、可靠性高、维护工作量少等特点，都能满足各种主接线的基本要求。相比之下，H-GIS 的投资比 GIS 要省一些。PASS 实际上是 H-GIS 的一种派生产品，其一次元件模块化，结构更简单，安装更方便。而且二次系统具有智能监测保护功能，为变电站的选型设计开辟了一条新思路。

表 4.8-14 GIS、H-GIS 和 PASS 的结构与功能对比

项目	GIS	H-GIS	PASS
隔离开关和接地开关设置	线路侧和母线侧都有		线路侧和母线侧都可装；线路侧不装，以断路器代替
隔离开关和接地开关结构功能	可满足各种要求		多位置组合开关无开合能力

续表

项目	GIS	H-GIS	PASS
气室分隔	断路器与隔离开关气室分开	断路器与隔离开关气室分开	同一隔室
电流传感器或互感器设置	无电流传感器，装电流互感器	无电流传感器，装电流互感器	有电流传感器和互感器供选用
电压传感器或互感器设置	无电压传感器，装气体绝缘电压互感器	无电压传感器，装气体绝缘电压互感器	有电压传感器和气体绝缘或敞开式电压互感器供选用
避雷器设置	用气体绝缘罐式避雷器居多	罐式和瓷柱式都有应用	配瓷柱式居多
运行维护	极少	极少	极少
断路器故障或检修停电范围	主母线和线路不必停电	主母线和线路不必停电	主母线和线路均要停电
内部元件故障处理	困难	较困难	不困难
现场安装	工作量大，时间长	较容易	容易
扩建灵活性	接口需匹配	接口较简单	接口较简单
监控保护智能化水平	一般	一般	较高
气体使用量	多	较多	较少

# 第 9 章 预 装 式 变 电 站

## 1 概述

预装式变电站（以下简称预装变）是经过工厂预装并通过型式试验验证的，用来从高压系统向低压输送电能或从低压系统向高压输送电能的成套设备。它主要由装在外壳内的变压器、高压开关设备和/或低压开关设备、连接线和控制及辅助设备等元件组成。预装变俗称箱式变电站或箱变。

预装变主要应用于工矿企业、事业单位、住宅小区、道路交通、机场码头等供电场所。

### 1.1 发展简况

预装变自 20 世纪 60 年代在欧洲出现，70 年代末期传入中国，80 年代逐渐在国外得到普及。由于当时国内开关设备设计和制造技术落后，所需材料及元器件难以满足要求，致使预装变性能指标较低，另外用户的需求尚未达到相应水平，因此预装变未能得到推广。80 年代末，随着国民经济各项事业的飞速发展，小型化负荷开关和环网开关设备相继出现，为生产高性能预装变创造了条件。90 年代初，占地面积小、可靠性高、安装维护方便、外形美观的 12kV 新型预装变在国内研制成功，并得到了用户的认可。近年来，预装变的发展非常迅速，主流企业产量超过 20 000 台，产值超过 40 亿元，电压等级从 12kV 发展到 40.5kV，容量最大可以达到 20 000kVA。

### 1.2 采用的标准

预装变在发展早期，曾采用机械部 ZBK 40001—1989《组合式变电站》、能源部 SD 320—1989《箱式变电站技术条件》等标准。目前执行的主要标准是：

GB/T 17467—1998 高压/低压预装式变电站

IEC 61330：1995 高压/低压预装式变电站

DL/T 537—2002 高压/低压预装箱式变电站选用导则

2006 年 6 月，IEC 正式公布了 IEC 622271—202：2006《高压开关设备和控制设备 第 202 部分：高压/低压预装式变电站》，全国高压开关设备标准化技术委员会拟计划对 GB/T 17467—1998《高压/低压预装式变电站》进行全面修订。

### 1.3 预装变的分类及其特点

随着城网改造的日益发展，对于预装变的需求日益增大，各种类型和形式的预装变也随之增多。由于预装变大多安装公众易于接近的场所，该类产品对人员的安全性尤为重要。

目前，预装变按高压侧额定电压分为 12kV 和 40.5kV 等。预装变的分类及主要特点见表 4.9-1。

## 2 设计

### 2.1 总则

预装变的设计总体应遵循安全可靠、结构紧凑、外形美

观和运输及安装维护方便等原则。机械结构方面，框架应当保证有足够的强度，外壳必须满足不同工况下的防腐、防潮、防尘、防小动物、防盗以及通风散热等要求。电气方面，整体系统的设计除了满足电气专业设计规范要求外，还应满足不同地区、不同行业用户的特殊要求。

表 4.9-1 预装变的分类及主要特点

分类方式	主要类型	主 要 特 点
结构形式	变压器、高压元件一体布置的预装变	以油浸式变压器为主体，高压负荷开关、插入式熔断器和后备保护熔断器等高压元件和变压器器身共箱或分箱布置，变压器油箱及散热片不配置防护外壳，直接作为预装变的外壳，这种结构体积小、占地面积少
	变压器、高压元件、低压元件分装的预装变	高压开关设备、变压器和低压开关设备等主要功能单元组合在一个或几个壳体内或基座上；箱内设备自然散热或强迫冷却，可靠性高；布置灵活，安装维护方便，易于环境相协调。但通常这种结构占地面积大、体积大
安装方式	固定式预装变	地上式 预装变整体都在地面以上
		地埋式 预装变整体或部分置于地面以下，运行噪声对环境的影响小，占用地上空间小
	移动型预装变	利用改装后的特种车辆的车厢作为预装变的外壳，车底盘做基座的一种预装变，或将预装变安装于可移动的支架上。这种预装变移动方便，机动灵活，能在短时间内替换故障变电站，恢复电力供应，但只适用于较小容量和短时应急供电

同时，这意味着除了规定的特性、额定值和相关的试验程序外，要特别注意对人身保护的规定，包括操作人员和一般公众。这种保护由采用做过型式试验的元件以及合理的设计和外壳的结构来保证。预装变的正确设计和性能通过标准中规定的相关型式试验来验证，包括内部电弧试验。

### 2.2 设计导则

(1) 根据电源和负荷特性、使用环境等因素选择合适的预装变。

(2) 根据预装变负载容量和高压配电方式（终端型或环网型）等确定合理的系统一次主接线，并对所选元器件的电气参数进行校核。

(3) 预装变计量方案应符合归属地供电部门的规范要求。

(4) 高低压侧优先采用小型化开关设备。根据需要开关柜的布置可灵活采用单列或双列方式。柜前、柜后应留有合理宽度的操作、维护通道。

(5) 预装变的结构形式和外观式样、外壳材料、颜色等，根据用户要求并应综合考虑使用的周边环境来确定。

(6) 预装变的平面布置应紧凑合理。各功能单元的设计应实现模块化，以便灵活组合，减小体积。



(7) 起吊点的设置应考虑变电站的整体重心并减少机械变形对内部设备的影响, 保证吊装、运输的安全。

(8) 预装变的外壳和基座与内部设备的外壳都应可靠接地, 接地导体截面积的选择应符合相关标准的要求, 但最小截面积应不小于  $30\text{mm}^2$ , 同时该导体应有合适的接线端子, 采用螺栓连接或焊接等方式与接地网相连。

(9) 应满足额定外壳级别所规定的温升差值要求, 即变电站所配变压器额定输出容量条件下, 外壳级别 0、10、20、30 对应的变压器最大温升差值 (K) 分别为 0、10、20、30, 对变压器敞开布置的预装变无此要求。

(10) 外壳应具有足够的机械强度, 防护等级不得低于 IP23D。

(11) 内部设备与基座的固定除了满足设备自身安装的要求外, 还应保证预装变在运输过程中内部设备与基座始终可靠连接, 且不损坏设备的安装连接板等零部件。

(12) 当预装变内部产生电弧故障时, 应满足对相关人员的防护要求 (内部电弧级别: IAC-A、IAC-B、IAC-AB)。

(13) 预装变运行时产生的噪声水平应符合环保的规定, 一般不得大于 55dB。

(14) 为了满足预装变向智能化升级的需要, 设计时可根据用户要求预留配电网自动化终端设备的安装位置及相应接口。同时考虑变压器等设备对智能化设备的电磁干扰问题, 满足电磁兼容性 (EMC) 要求。

## 2.3 总体结构

### 2.3.1 外壳

#### 2.3.1.1 外壳的结构

预装变外壳包括基座、面板、门和顶盖。

预装变的基座一般都采用型钢和折弯成型的钢板制作, 也可采用混凝土, 但必须具备足够的机械强度和防腐蚀能力。

预装变面板采用金属或非金属材料制作。金属材料如冷轧钢板、铝合金板、不锈钢板和敷铝锌板等, 具有加工成型容易、装配简单等特点。近年来, 一些新型建筑材料被应用到预装变制造领域, 如复合彩板、金邦板和玻璃纤维增强水泥板 (GRC) 等复合材料。复合彩板外层为彩色镀锌钢板, 夹层为阻燃泡沫材料, 具有质量轻、隔热保温性能好、抗振耐压、色泽鲜艳等特点。金邦板是一种以混凝土为基材, 内部填充木屑等非金属材料的新型板材。玻璃纤维增强水泥板可塑性强, 可以模拟多种建筑外形, 对外界环境的影响较小。

预装变的门和顶盖一般采用冷轧钢板、铝合金板、不锈钢板、敷铝锌板和复合彩板等材料。借鉴建筑屋顶的设计, 预装变顶盖目前有普通人字形顶、别墅形顶、琉璃瓦斜坡形顶等多种造型。近年来, 外壳还出现了喷绘图案、镶杉木板、贴瓷砖等装饰工艺, 增强了预装变的景观效应。

#### 2.3.1.2 外壳设计要求

预装变外壳保护变电站内部设备免受外部的影响, 并为运行人员和一般公众提供规定的防护等级, 以防止其接近或触及带电部件和触及运动部件。外壳的设计主要满足以下要求:

(1) 外壳应具备防腐蚀和抗紫外线辐射能力, 保证预期的使用寿命。

(2) 外壳应满足规定的防护等级要求, 防护等级不得低于 IP23D, 并能阻止雨水直接侵入或渗漏箱变内部。

(3) 预装变外壳应有良好的通风散热系统, 根据变压器

容量大小和使用环境可以采取自然散热或强迫冷却, 优先采用自然散热方式。

(4) 高温地区使用的预装变, 应采取措施, 加强外壳的隔热、抗热辐射性能, 以减少外部环境温度对内部设备的影响。

(5) 预装变的外壳应有足够的机械强度, 对机械冲击应有相应的防护等级 (IK 代码), 并应耐受以下负荷和撞击: ①顶部负荷 (包括冰雪的影响); ②外壳上的风负荷; ③外壳的机械撞击。

(6) 对非金属材料的外壳, 无屏蔽时其内外表面对高压或变压器之间应耐受相应的绝缘水平。

(7) 对在污秽条件下使用的预装变, 当外壳内部有暴露绝缘的情况时, 应在考虑了空气中的盐分或者经过通风口进入的而不能被雨水冲洗掉的工业污秽的条件下选择污秽等级。在此类环境下, 外壳内部的污秽等级可能比外壳外部的污秽等级更为苛刻, 应采取措施防止绝缘的暴露表面沉积污秽。

(8) 允许元件的部分外壳成为预装变外壳的一部分。在这种情况下, 这部分应同时满足预装变标准和元件的相关产品标准的适用要求。

### 2.3.2 高、低压开关室

预装变所配的高、低压开关设备应满足各自的相关标准要求, 尽量选择小型化开关设备, 从而减小预装变整体体积。

高、低压开关室和变压器 (或变压器室) 之间必须用接地的金属隔板隔开, 防止事故扩散。

### 2.3.3 变压器室

变压器室的设计应满足变电站运行时, 变压器的通风散热及防护等级的要求, 同时便于巡视维护。在设计时应考虑外壳内的变压器, 在额定电流条件下, 其温升比无外壳条件下的要高, 其使用条件应按安装地点外部的使用条件和外壳级别来确定, 也就是说应考虑降容使用的问题。

## 2.4 电气线路

预装变的电气线路包括主回路、辅助回路和接地回路。所有的回路设计应满足相应国家标准要求, 保证运行安全可靠, 并留有一定的安全裕度。同时, 电气回路的设计除遵循 2.2 中所述设计导则有关规定外, 还应满足以下要求:

(1) 为了提高供电质量, 可在负载侧配置无功补偿装置, 补偿容量可根据自然功率因数测算。电容补偿应能实现自动投切。

(2) 变压器应配置合理的保护, 如瓦斯保护、超温保护、过流保护、差动保护等。

(3) 对于双电源系统, 两电源进线开关之间应设有可靠的机械或电气联锁, 防止该双电源系统并网。

(4) 根据变压器容量合理选择电气元件, 并应充分考虑技术经济性。

## 3 典型产品

### 3.1 变压器、高压元件一体布置的预装变

#### 3.1.1 主要结构特征

(1) 这类预装变有两种结构形式, 即共箱式和分箱式。

1) 共箱式是以变压器为主体的预装变属于一体式结构, 即把变压器器身、高压负荷开关、插入式熔断器 (喷射式)



和后备保护熔断器（限流式）共同安装在充满绝缘油的变压器油箱内。变压器无储油柜，油箱内油面与箱盖间留有一定的气隙（+20℃时，约130mm）。变压器油既是绝缘介质，又是灭弧介质和散热介质。

2) 分箱式结构是指预装变采用上、下油箱结构，高压元件在上油箱，变压器器身在下油箱，两油箱之间电气连通，油路不通。分箱式结构可有效减少变压器绝缘油炭化污染问题，提高了供电可靠性。

(2) 高压负荷开关是配弹簧操动机构的三相联动开关。负荷开关分为两种，分别适用于终端供电系统和环网供电系统。用于终端供电系统的采用两工位负荷开关，可以实现变压器回路的开、合。用于环网供电系统的一般采用四工位负荷开关，并有V形和T形两种，开关操作工位及功能如图4.9-1所示。

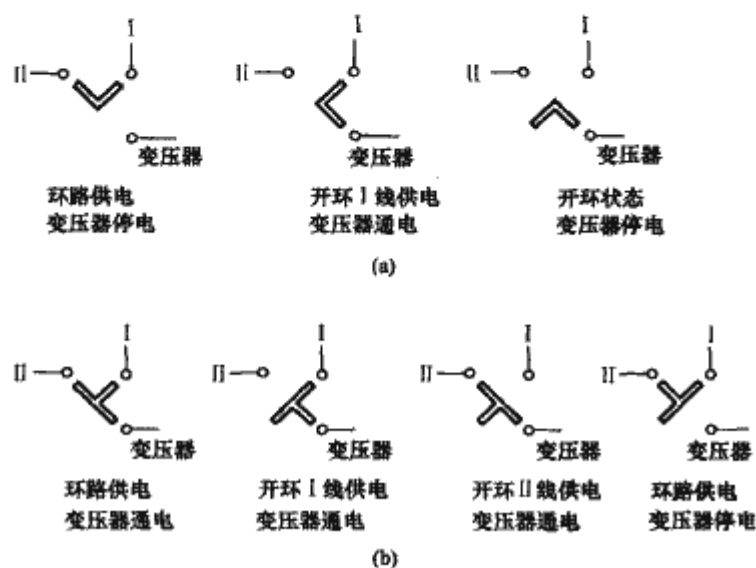


图 4.9-1 V形、T形开关操作工位图  
(a) V形开关；(b) T形开关

(3) 高压熔断器采用后备熔断器和插入式熔断器串联运行，为变压器提供全范围保护。后备式熔断器为限流式，用于保护负荷开关到变压器高压侧间的短路故障，以及变压器高压绕组的匝间短路故障。需要在负荷开关断开且高压电缆插头拔出后，再打开油箱顶盖后方能进行更换。插入式熔断器为喷射式，用于保护变压器二次侧过载和短路，更换前断开负荷开关，并释放油箱内压力。也可采用插入式高压限流全范围熔断器，为变压器提供全范围保护。采用插入式高压限流全范围熔断器可以从外部更换。

(4) 高压侧进出线采用带屏蔽的电缆终端或绝缘电缆终端。某些场所也可选用具有一定负荷开断能力的电缆终端。根据我国电力系统运行部门制定的相关规则，不允许进行带负荷插拔电缆终端。这类产品实现高压计量较困难。

(5) 常规产品低压侧采用直接出线，根据用户要求可以增加低压计量和分路出线以及电容补偿。

### 3.1.2 结构示例

YBP27—12型预装变的总体结构和主接线见图4.9-2。高压侧采用环网供电方式。总体结构为“品”字形布置，高压室和低压室相互隔离并设有联锁，只有当低压室门打开后方可打开高压室门。外壳采用冷轧钢板焊接，防护等级为IP33。

## 3.2 变压器、高压元件、低压元件分装的预装变

### 3.2.1 12kV 预装变

#### 3.2.1.1 主要结构特征

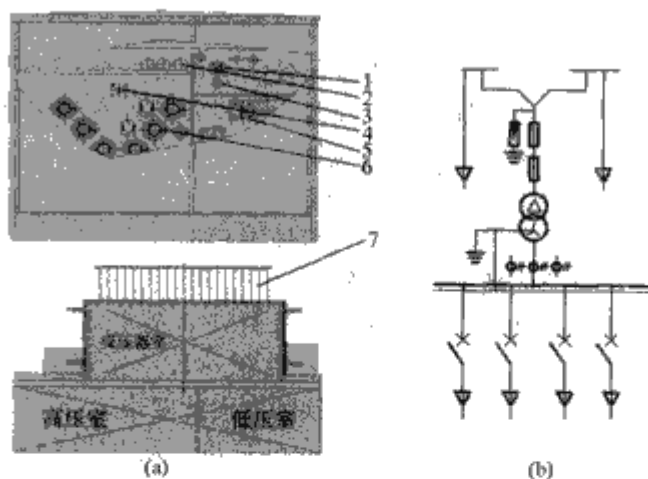


图 4.9-2 YBP27-12型预装变总体结构和主接线  
(a) 总体结构；(b) 主接线

1—压力表；2—插入式熔断器；3—温度计；4—负荷开关；  
5—低压进出线；6—高压进出线；7—散热片

(1) 一般由高压室、变压器室、低压室三大单元组成，根据不同的一次主接线方案，各单元可灵活组合，有品字形、目字形、十字形等多种平面布置形式，如图4.9-3所示。

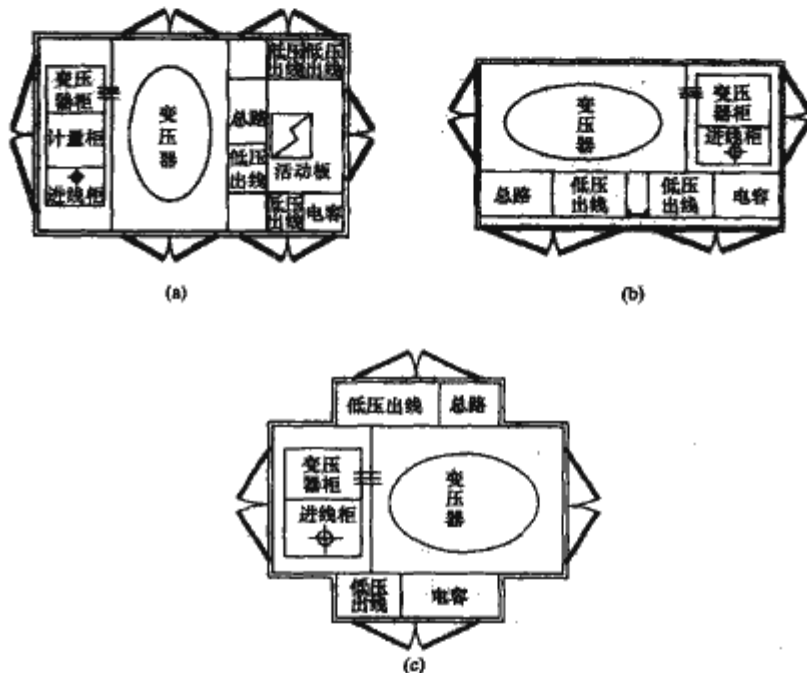


图 4.9-3 12kV 预装变平面布置示意图  
(a) 目字形；(b) 品字形；(c) 十字形

(2) 变压器室外门打开后，设有防护网门或拦网，以保护运行人员的人身安全。为便于变压器试验和维护，也可设置移动变压器的导轨。

(3) 变压器室设有反光镜，便于观察油位计。

(4) 变压器室如果采用强迫冷却方式，由温度控制器自动起闭冷却系统。

(5) 根据不同使用环境需要，有多种景观造型可供选择，如图4.9-4所示。

### 3.2.1.2 结构示例

YBM11-12型组合式变电站的总体结构和主接线见图4.9-5。高压侧采用小型化环网柜，底部电缆进线。总体为“目”字形布置，外壳采用铝合金制作，高、低压室防护等级为IP33，变压器室防护等级为IP23D。

### 3.2.2 40.5kV 预装变

#### 3.2.2.1 主要结构特征

(1) 一般由高压室、主变压器室、低压室和继保室组成。继保室内主要有保护屏、信号屏、直流屏、交流屏、通信屏等设备。

(2) 内部设备对运行环境要求相对较高时，外壳采用双



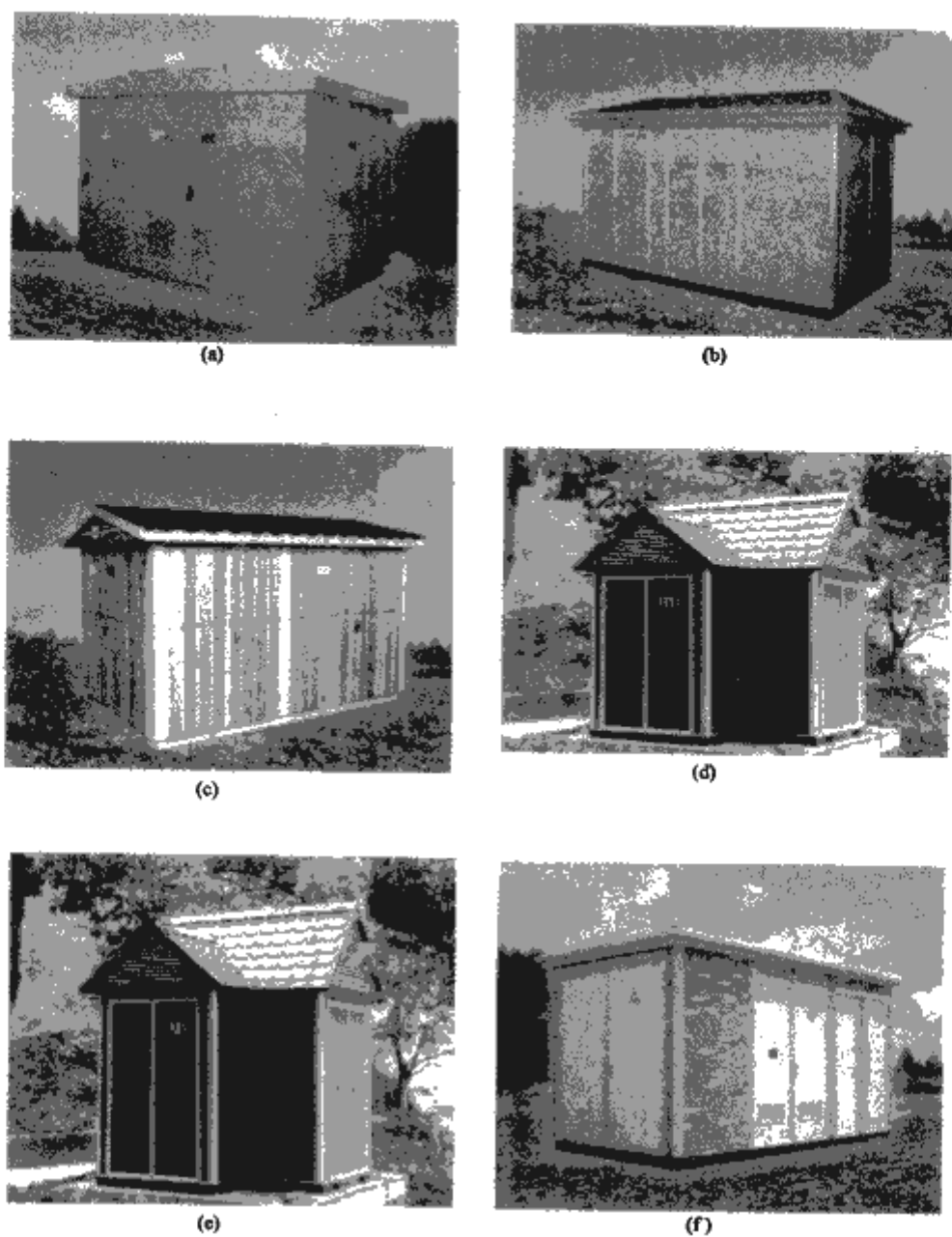


图 4.9-4 12kV 预装变各种景观造型

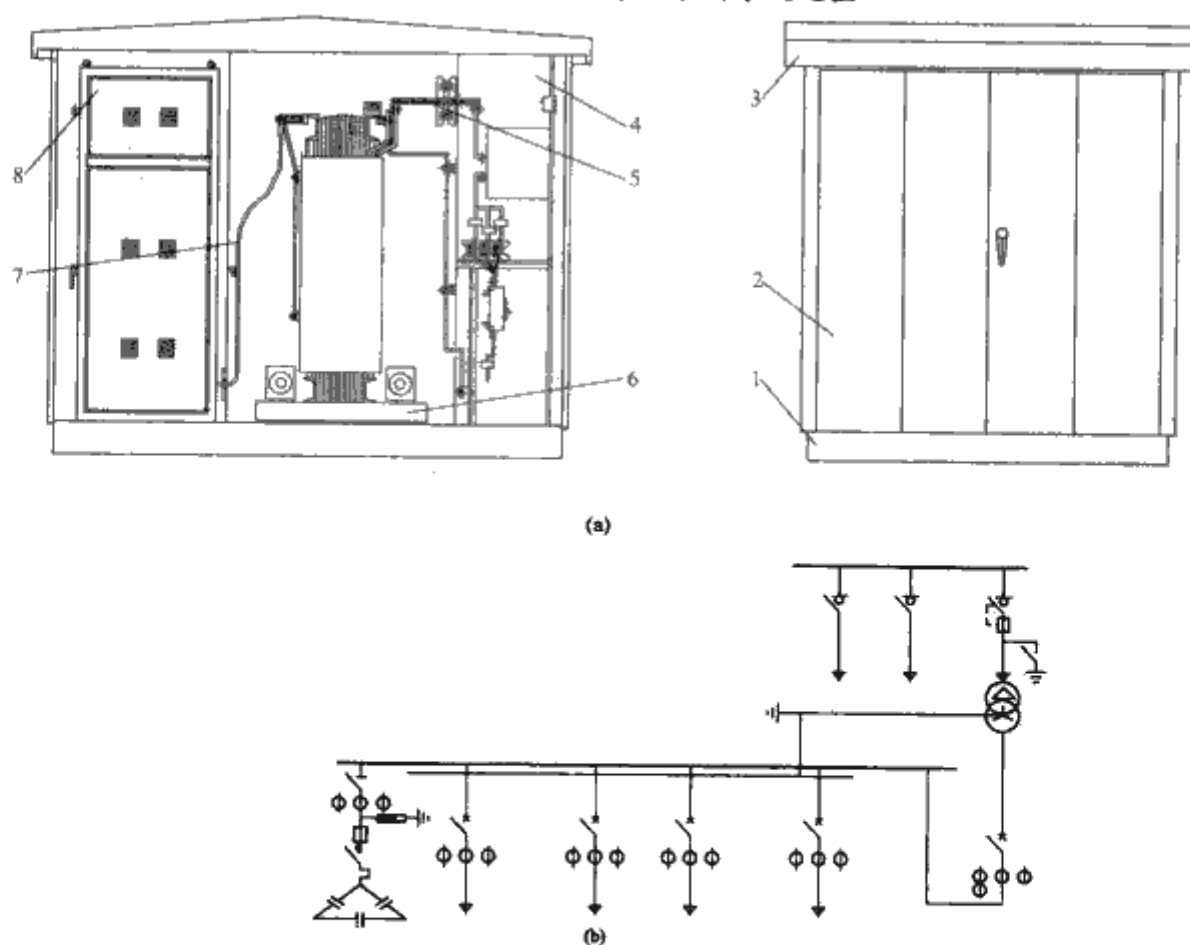


图 4.9-5 YBM11-12 型组合式变电站结构和主接线

(a) 总体结构; (b) 主接线

1—基座; 2—外壳; 3—顶盖; 4—低压开关柜; 5—低压连接母排; 6—变压器; 7—高压连接电缆; 8—高压开关柜

层结构,内衬隔热保温材料,能够有效阻挡太阳的热辐射。为了保障智能化设备的可靠运行,在相应室内配置恒温除湿设备。

(3) 40.5kV 预装变体积庞大,受运输条件的限制,一般都分成若干个运输单元,在施工现场进行组装,应用实例如图 4.9-6 所示。

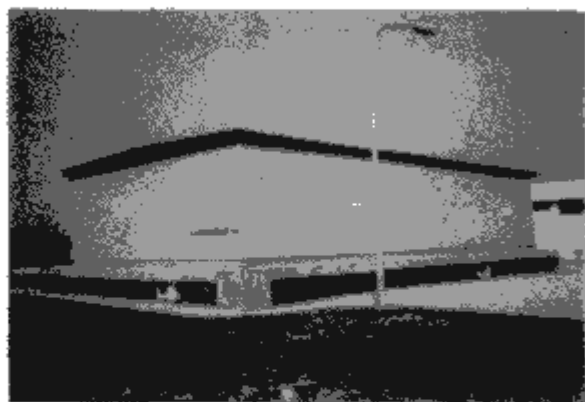


图 4.9-6 40.5kV 预装变应用实例

### 3.2.2.2 结构示例

YBM13-40.5 型预装变的总体结构、平面布置和主接线见图 4.9-7。高压侧采用手车柜,底部电缆进线。总体为目字形布置,外壳采用铝合金制作,高、低压室防护等级为 IP33。

## 3.3 地埋式预装变

### 3.3.1 主要结构特征

(1) 地埋式预装变的高压室、低压室、变压器室采用立体布置方式,即变压器室位于高压室或低压室下方。变压器室位于地面以下,从而使其运行噪声大大低于其他形式的预装变,是一种环保型变电站,同时减少了地面上的占用空间。值得注意的是,此类预装变在内部缺陷导致有害液体从设备(如变压器、高压开关设备)中流出的情况下,应采取拦截有害液体流出,防止污染土壤。

(2) 低压侧采用与预装变箱体一体化的焊接式低压配电盘,并选用小型化电气元件,有效节省开关室空间。

(3) 变压器经特殊设计,能满足短时浸水运行的要求。

(4) 变压器室设有自动启闭的排水泵。即使变压器室全部进水,预装变仍可在短时间内(48h)安全运行。

(5) 变压器室外壳采用耐腐蚀特种钢板制作,并经热镀锌处理,能增强其抗腐蚀性能。

(6) 变压器室设计有散热通风通道(如图 4.9-8 所示),采取自然通风或强迫冷却。

(7) 为了与环境协调,地面部分可设计成广告灯箱或卡通雕塑等美观造型,如图 4.9-9 所示。

### 3.3.2 结构示例

YB□-12 型地埋式预装变的总体结构示意和主接线见图 4.9-10。高压侧采用充 SF<sub>6</sub> 气体的环网柜,低压侧采用焊接式配电盘。变压器室全部埋于地下,高、低压室位于地上,防护等级为 IP33。

## 3.4 移动型预装变

移动型预装变(简称移动变)是将特种车辆加以改装,利用车厢作为高、低压开关柜和变压器等电气设备的外壳,具有一定高度的车底盘做基础,可以是无动力拖车或有动力整车型式。

20 世纪 90 年代,移动变在国内开发研制成功,并有小

批量生产。目前以发展 12kV 移动变为主,近年来已研制成功最高电压等级为 145kV 的移动变,并出口中东等地区。

### 3.4.1 主要结构特征

(1) 构成移动变的特种车辆能够满足交通部门对特种车辆管理的要求。

(2) 根据预装变的质量选择合适的车辆,并配有四个固定承重支腿,用于移动变的定位。

(3) 外形尺寸按照特种车辆制造标准设计成若干系列。

(4) 为了满足紧急供电需要,移动变一般配好足够长度的高低压进出线电缆,并绕在对应的电缆绞盘上。绞盘可以设置在车厢内或底盘下方。

(5) 大容量变压器需要做特殊设计,以满足道路运输对车辆尺寸的要求。

### 3.4.2 结构示例

YBM11-12 型移动变的总体结构和主接线见图 4.9-11。高压侧采用小型化环网柜,底部电缆进线,低压采用固定柜,防护等级为 IP33。

## 4 预装式变电站的智能化

随着计算机技术和通信技术的迅速发展,以及对电网管理水平要求的进一步提高,配电网自动化已逐渐成为电力系统发展的趋势,预装变的智能化势在必行。

在普通预装变内加装远程控制单元(RTU),并配置通信传输装置,实现遥测、遥控、遥调、遥信等功能,从而实现预装变的无人值守功能。

智能化的预装变主要具有以下特征:

(1) 低压开关设备的核心元件(如负荷开关、断路器等)都配有电动操动机构,实现“遥控”。

(2) 电流、电压、功率、电能、功率因数等电量由智能装置进行测量计算,并经站内网络上传实现“遥测”。

(3) 内部设备的运行状态参量通过智能终端上传,实现“遥信”。

(4) 接受远方指令对变压器电压分接开关的挡位等进行自动调整,实现“遥调”。

(5) 预装变内配置应急电源,以保证在变电站内部发生故障或停电时所有信息仍然能及时上传。

## 5 安装与维护

预装变的储存、安装和维护应根据生产厂家提供的技术文件或手册进行。

### 5.1 安装

(1) 起吊时,应将钢丝绳吊钩固定在有明显的起吊标记的吊攀上。

(2) 运输时单独包装的零部件,如断路器手车、变压器连接母排等,必须待预装变就位后方可安装至指定位置。

(3) 按照电力施工规范,连接好进出线,并将接地线与接地网相连。

### 5.2 维护

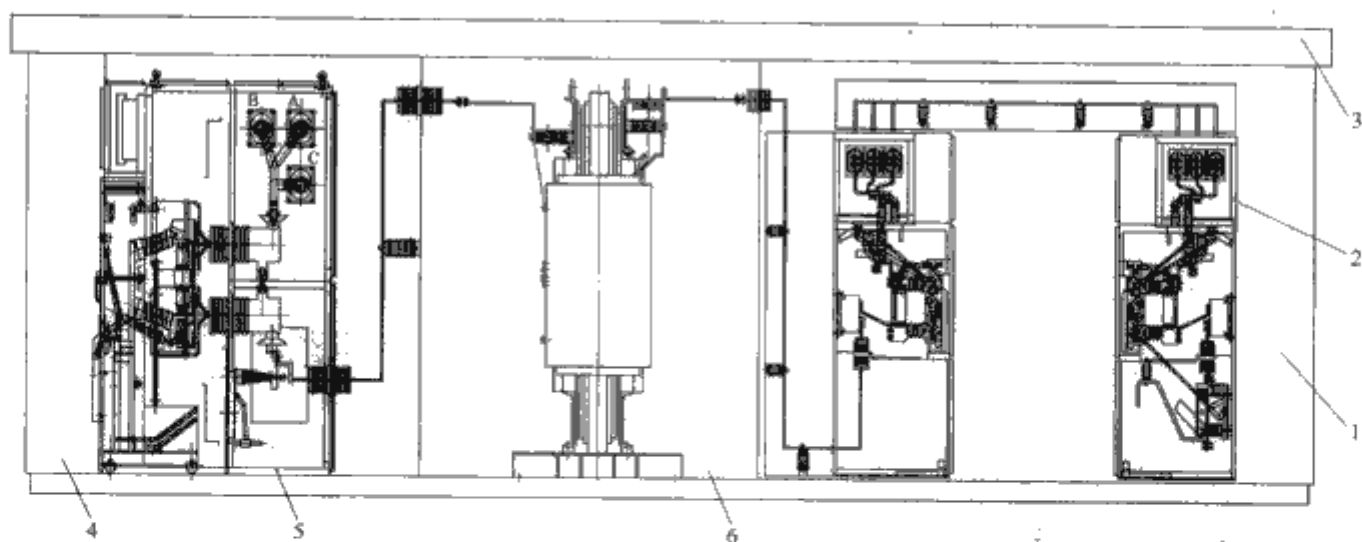
(1) 所有内部元件按各自规定要求进行维护。

(2) 若采用油浸式变压器,在投运中,每年至少按规定进行一次变压器油抽样分析。

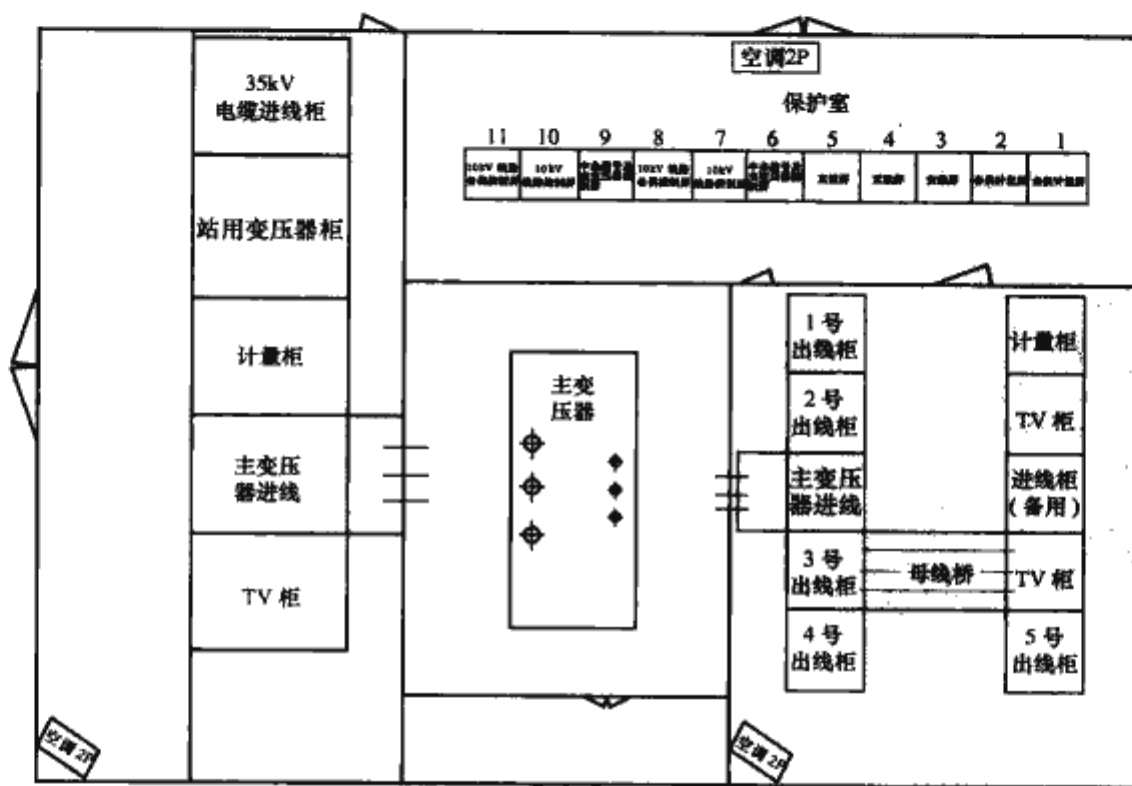
(3) 开关设备自动跳闸后,应检查和分析故障原因,待排除后方能重新合闸投运。

(4) 避雷器应在每年雷雨季节前后进行一次预防性试验。

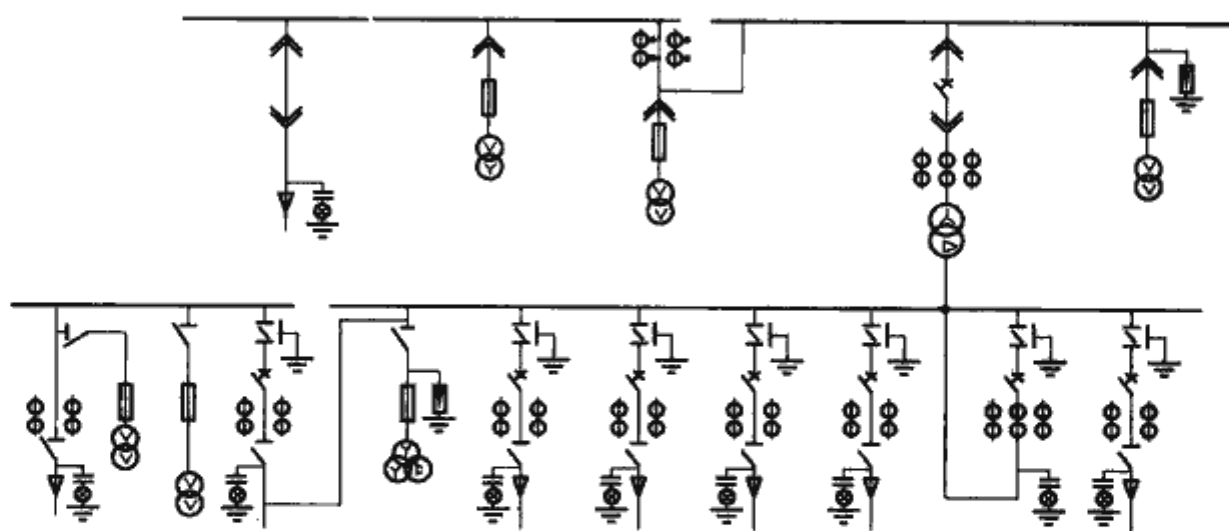




(a)



(b)



(c)

图 4.9-7 YBM13-40.5kV 预装变结构、平面布置和主接线

(a) 总体结构; (b) 平面布置; (c) 主接线

1—低压开关室; 2—低压开关柜; 3—顶盖; 4—高压开关室;

5—高压开关柜; 6—变压器

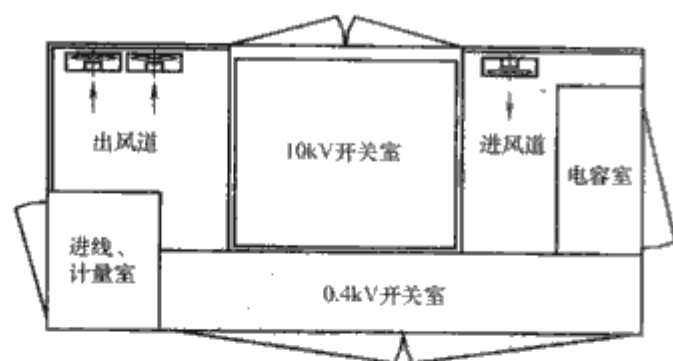


图 4.9-8 地埋式预装变通风系统示意图

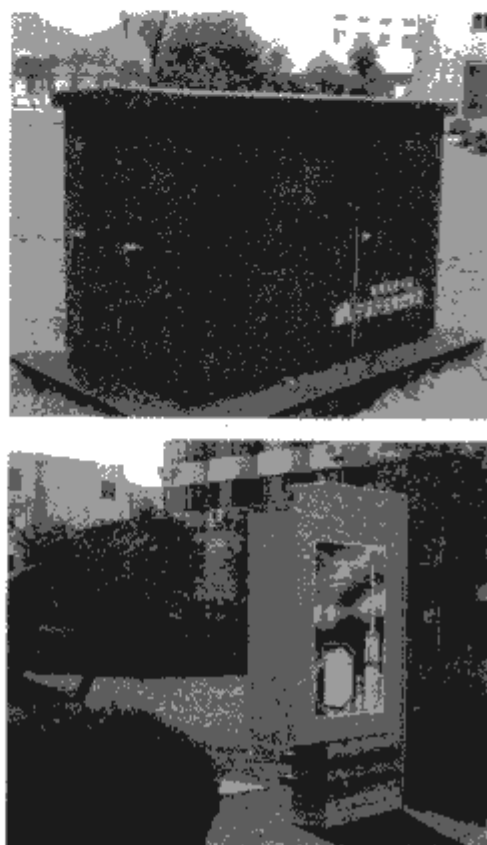


图 4.9-9 地埋式预装变应用实例

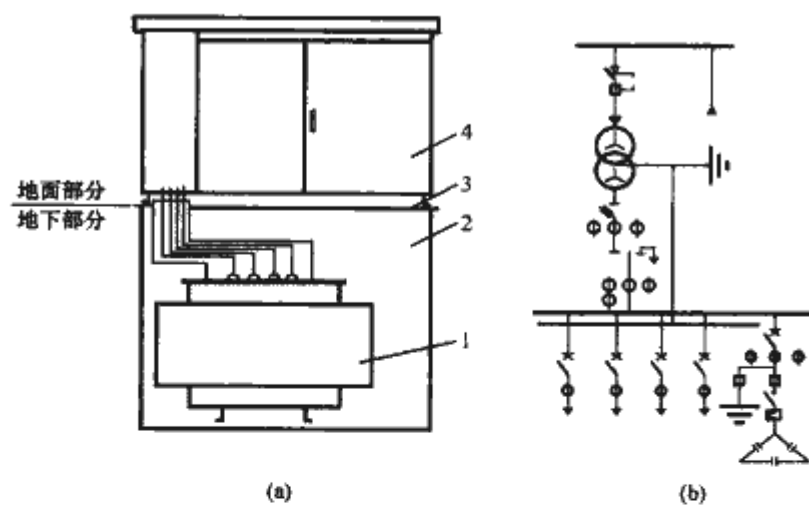


图 4.9-10 地埋式预装变

(a) 总体结构示意图；(b) 主接线图

1—变压器；2—变压器室；3—连接法兰面；4—高低压开关室

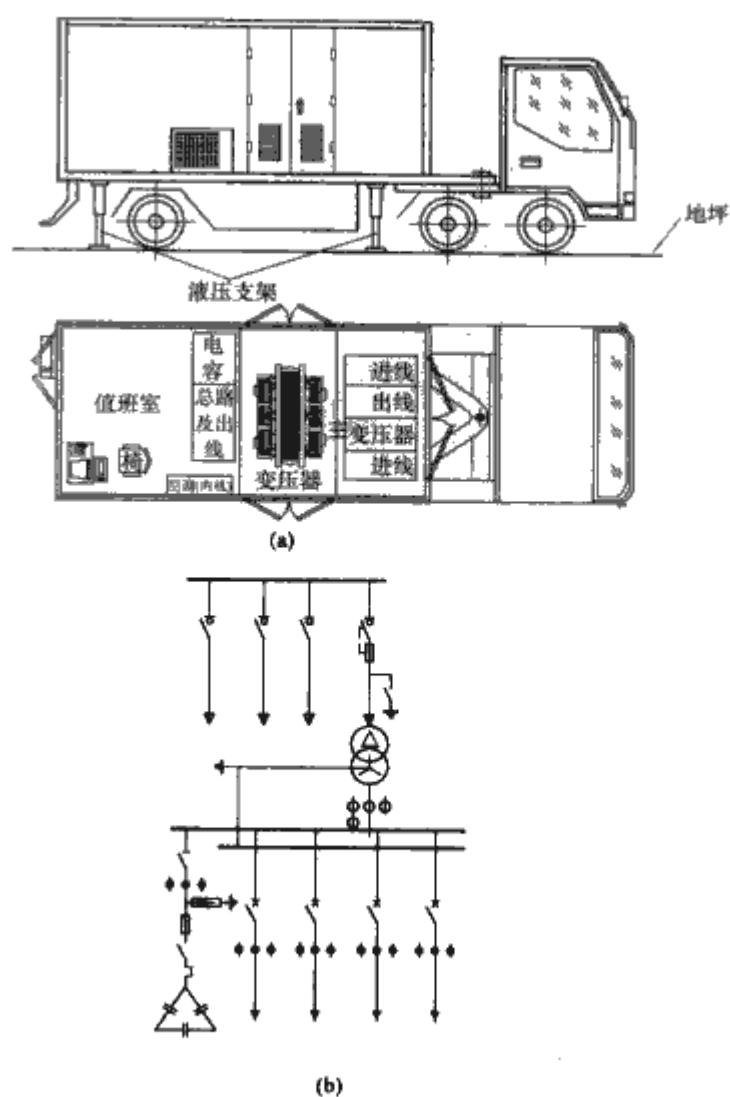


图 4.9-11 YBM11-12 移动变  
(a) 总体结构示意图；(b) 主接线图



# 第 10 章 操 动 机 构

## 1 概述

操动机构是高压开关的重要组成部分，是高压开关完成合、分闸动作的执行机构；当它接受操作指令后，要使开关迅速、准确地完成合闸、分闸、重合闸等操作。

操动机构根据合、分闸动力的不同可分为人（手）力操动机构和动力操动机构。人（手）力操动机构是仅用人（手）力使开关分、合闸的操动机构，开关的运动速度、时间等特性取决于操作者的动作；动力操动机构是需用人（手）力以外的其他能源（如电磁、电动机、弹簧、气压、液压等）使开关分、合闸的操动机构，其操作速度和操作力取决于动力源的特性及其供应的连续性。

操动机构与开关本体有制成各自独立的结构，也有与开关本体制成一体的组合式结构。对操动机构的主要要求是：

（1）准确无误地执行操作指令，满足高压开关有关机械和电气特性要求，完成开关设备的合闸、分闸、重合闸等操作要求，动作可靠、平稳、振动小。

（2）能可靠地保持在相应的合、分闸位置，并发出相应的切换信号和指示。

（3）满足操动机构的其他要求，如自由脱扣、防跳跃、防慢分以及安全防误联锁等要求。

（4）具有较高的机械可靠性、稳定性和机械寿命。

高压开关设备的类型不同，功能和用途也不同，对其合、分闸的要求也各不相同，对配用操动机构的性能要求也各不相同；一种高压开关产品还可以配用不同类型的操动机构，不同的高压开关对操动机构的主要性能要求见表 4. 10-1。

表 4. 10-2 各类操动机构的优缺点及其主要用途

机构类型	主要优点	主要缺点	备 注
手力操动机构 (CS)	1. 结构简单，价格低廉 2. 不消耗合闸能源	1. 不能控制合闸 2. 合闸能力小，速度低 3. 就地操作安全性差	多用于隔离开关及接地开关
电磁操动机构 (CD)	1. 功能齐全 2. 结构简单，价格低 3. 机构出力特性与负载特性匹配良好 4. 运行经验丰富	1. 需较大功率直流电源 2. 合闸性能不够稳定	1. 目前 12kV 断路器用量不少 2. 126kV 以下油断路器还有一定使用量 3. 永磁机构配真空断路器的使用正在增长，值得关注
电动机操动机构 (CJ)	1. 结构简单，价格低廉 2. 运行平稳，冲击振动少	1. 分合闸速度低，时间长 2. 不能实现快速重合闸	1. 多用于隔离开关及接地开关 2. 一种采用先进的数字技术能满足断路器操作要求的新型电动机操动机构，已投入运行
弹簧操动机构 (CT)	1. 功能齐全，合闸性能稳定 2. 合闸电源容量小，可实现交流操作	1. 弹簧出力特性与负载特性匹配差，但改进后机构出力特性与负载特性配合良好 2. 结构较复杂 3. 加工精度要求较高	1. 广泛用于中压断路器及 126kV、252kV 电压等级，操作功相对较低的自能式 SF <sub>6</sub> 断路器 2. 中压断路器操动机构的发展方向
气动操动机构 (CQ)	1. 功能齐全 2. 功率大，速度快，动作时间短 3. 机构出力特性与负载特性匹配良好	1. 需要压缩空气源或小型空压机 2. 操作时噪声较大	1. 适用于有压缩空气源的场所 2. 一种结构上与弹簧组件配合使用的气动弹簧机构，使气动操动机构性能得以提高
液压操动机构 (CY)	1. 功能齐全，功率范围大 2. 速度快，动作时间短，操作平稳 3. 机构出力特性与负载特性匹配良好	1. 工作压力高，制造、维修技术要求高 2. 结构较复杂 3. 加工精度要求较高	1. 适用于 126kV、252kV 及以上高压、超高压断路器 2. 一种结构上与弹簧组件配合使用的液压弹簧机构，使液压操动机构性能得以提高 3. 高压、超高压断路器操动机构的发展方向

表 4. 10-1 高压开关产品对操动机构性能的主要要求

开关类型	对机构性能的主要要求	配用机构
断路器	合闸、分闸、重合闸	电磁、弹簧、液压、气动等
负荷开关	合闸、分闸	手力弹簧或电动弹簧
隔离开关及接地开关	隔离开关快速分闸，接地开关快速合闸	手力弹簧或电动弹簧
	慢速分合闸	手力、电动机、液压、气动

操动机构的分类一般以操动开关动触头系统的合、分闸时的主要直接驱动动力来区分，主要有人（手）力、电动机、电磁、弹簧、液压、气动、重锤等操动机构。如果开关合分闸时存在两种或两种以上动力，则主要看以哪种动力为主。如电磁操动机构，电磁吸力一般只用于开关的合闸操作，开关的分闸则采用分闸弹簧来完成（通常分闸弹簧不安排在机构上，而是安排在开关结构上），当开关完成合闸操作时，同时使分闸弹簧储能以备分闸，因此此类机构属电磁操动机构；又如有些新型气动操动机构用高压气体气缸活塞作分闸，用合闸弹簧作合闸，在开关完成分闸操作的同时使合闸弹簧储能，以备合闸，因此此类机构是气动操动机构；又如目前一种被称为液压弹簧操动机构，它是用高压液压油缸活塞作合、分闸操作，而用弹簧组件代替原来传统液压机构的蓄压缸，此类机构还是属液压操动机构。

各类操动机构的优缺点及其主要用途见表 4. 10-2。

## 2 机械特性配合

断路器、负荷开关、隔离开关、接地开关等开关本体要准确完成合、分闸操作，是靠操动机构的指令和能量及运动的传递来完成。这里，开关本体是作为操动机构的负载，因此，开关本体特别是断路器的负载特性与操动机构的输出特性的配合关系尤为重要，良好的特性匹配关系不仅可保证开关本体获得要求的机械特性并准确可靠地完成需要的合、分闸动作，还可使传动效率高，机构能量消耗少，可靠性提高。

开关本体的负载特性一般用开关转轴转角与作用到转轴上的动触头反力矩之间的对应关系来表示，或用动触头的行程与动触头反力的对应关系来表示。操动机构的出力特性一般是以机构输出轴转角与机构的出力矩之间的对应关系来表示。通常机构输出轴与开关转轴不是同一轴，为便于特性配合关系的比较，应该将特性转化到同一根轴上的出力矩和阻力矩特性来进行比较。

一般情况下，电磁操动机构、液压操动机构、气动操动机构，其出力特性曲线与开关反力特性曲线比较吻合，良好的匹配关系也比较容易得到。对于弹簧操动机构，由于其储能弹簧的出力特性总是由大到小，与基本是由小到大的开关本体负载特性相比，差异较大，还必须利用传动机构的传动比关系来改善弹簧机构的出力特性，即通过传动机构（如凸轮机构、连杆机构等）将机构的出力特性得以改善，获得与开关本体负载特性良好的匹配关系，因此对弹簧机构言，机构出力特性的设计与获得，是研制工作的重要环节之一。

机构出力特性与开关本体负载特性的配合关系基本上有两类，即包容配合和相交配合。如图 4.10-1 所示，横坐标表示断路器转轴转角和机构输出轴的转角（也可表示为开关动触头的行程），纵坐标表示对应的断路器的阻力矩和机构的出力矩；负载特性曲线 1 表示某中压真空断路器的合闸阻力特性，负载特性曲线 2 表示某中压 SF<sub>6</sub> 断路器的合闸阻力特性，机构出力特性 1 和 2 则表示某弹簧机构的两种输出特性曲线。从图 4.10-1 中可看出：出力特性曲线 2 完全包容断路器的负载特性曲线，即机构的出力矩在任何位置都大于断路器阻力矩，属包容配合关系；出力特性曲线 1 和断路器的负载特性曲线相交属相交配合，即机构的出力矩多数情况下大于断路器阻力矩，而在断路器进入刚合位置后的某一点开始，出现出力矩小于阻力矩的情况。在实际工程中，上述两种配合关系都有采用，可根据实际需要选用。

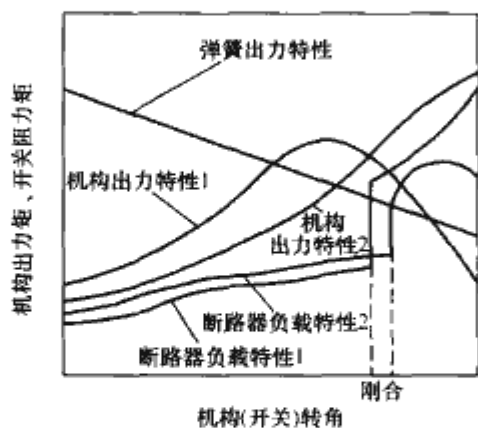


图 4.10-1 特性配合关系图

## 3 慢速操动机构

慢速操动机构主要用于隔离开关和接地开关的慢速分合闸操动，主要品种有手力操动机构和电动机操动机构，还有电动机—液压、电动机—气动操动机构等。对用于快速分合

闸隔离开关和接地开关的操动，往往采用慢速操动机构加分合闸弹簧来实现，即慢速操动机构使分合闸弹簧储能，当弹簧过中后完成开关的快速分合闸。

### 3.1 手力操动机构

图 4.10-2 (a) 所示是一种手力操动机构结构简图，它基本上是一种带有操作手柄的四连杆机构，安装固定在开关或开关柜的构件或板件上。3 与 7 是固定轴销，作为四连杆机构的两个固定中心。分闸操作时，手力操动手柄 1 和操作板 2 绕固定点 3 逆时针旋转，带动连杆 4 向左移动并带动扇形板 5 绕固定点 7 作顺时针旋转，同时使固定在扇形板上的连接杆 6 旋转并操动开关实现分闸，扇形板 5 上的孔可用于调节连接杆 6 的初始位置。合闸操作过程与上述操作方向相反。

### 3.2 电动机操动机构

图 4.10-2 (b) 是一种电动机操动机构结构示意图，它是以电动机作为动力源，经机械减速（蜗轮蜗杆、齿轮或其他），使操作开关用的主轴作低速旋转，并带动开关完成慢速分合闸操作。如图 4.10-2 (b) 所示，电动机 10 通过联轴节 11（摩擦或弹性联轴节）与蜗杆 9 轴连接，通过蜗轮蜗杆减速使蜗轮 8、输出轴 12（即机构输出轴）作慢速旋转，靠其正反方向旋转带动开关完成慢速分、合闸操作。通常分合闸位置应有缓冲和限位装置，电动机与传动轴之间安排有摩擦或弹簧联轴装置，以防过载，减少冲击。另外，机构还配有辅助开关、微动开关、合分指示，手动操作手柄等。

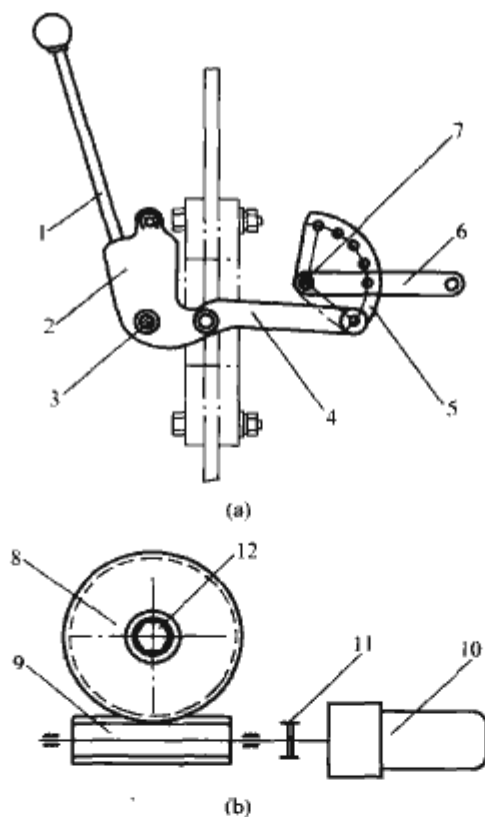


图 4.10-2 慢速操动机构结构示意图

(a) 手力操动机构；(b) 电动机操动机构

1—手柄；2—操作板；3—固定轴销；

4—连杆；5—扇形板；6—连接杆；

7—固定轴销；8—蜗轮；9—蜗杆；

10—电动机；11—联轴节；12—输出轴

### 3.3 电动机—液压、电动机—气动操动机构

慢速分合闸操动的电动机—液压操动机构和电动机—气动操动机构，是非储能式或储存能量较小的液压机构和气动机构，它们是由电动机带动油（气）泵，使油（气）缸与活



塞作相对运动,改变进油(气)的方向,从而改变运动的方向,完成隔离开关或接地开关的慢速分合闸操作。

#### 4 弹簧操动机构

弹簧操动机构依靠储能弹簧释放的能量完成开关本体的合、分闸操作。弹簧的储能通常以电动机经减速带动储能装置使弹簧储能,也可用手力使弹簧储能。弹簧能量稳定,不受外界影响,可实现交流操作,合理设计传动机构,使弹簧机构的出力特性与开关本体的负载特性配合良好,是中压断路器大量配用的机构种类。近几年在高压 SF<sub>6</sub> 断路器操动机构上的使用也日渐增多,甚至在超高压、特高压断路器操作机构上也已有应用。

弹簧操动机构完成断路器合、分闸操作主要有以下几种类型:

(1) 合闸弹簧与分闸弹簧分别各自独立,机构的储能装置只对合闸弹簧储能,在合闸操作过程中同时使分闸弹簧储能,机构处于合闸位置还可进行储能操作。分闸弹簧可以安排在机构上,也可安排在开关转轴的其他位置上。此类机构可实现自动重合闸,应用广泛。

(2) 合闸弹簧与分闸弹簧分别各自独立,机构的储能装置同时对合闸弹簧和分闸弹簧储能,在合闸操作时仅合闸弹簧释放能量,分闸操作时则分闸弹簧释放能量。此类机构的分、合闸弹簧通常只能都安排在机构上,无法实现自动重合闸,应用受到一定的限制。

(3) 合闸、分闸弹簧共用,弹簧储能后分段释放依次完成合、分闸操作,机构处于合闸位置还可以进行储能操作。此类机构也可实现自动重合闸,在卷(盘)簧储能弹簧机构上应用广泛。

(4) 合闸、分闸弹簧共用,当弹簧向某方向运动完成储能后,只能进行合闸操作,而弹簧向另一方向运动储能后,只能进行分闸操作。此类机构不能实现自动重合闸操作,不能进行快速合、分操作,常用作负荷开关、快速隔离开关、快速接地开关的操动机构。

##### 4.1 断路器弹簧机构的典型结构

图 4.10-3 为真空断路器配弹簧操动机构结构原理图。

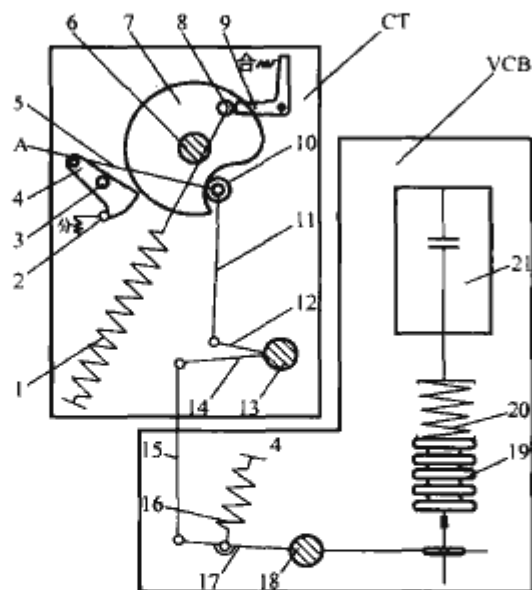


图 4.10-3 真空断路器弹簧机构典型结构

原理简图（机构处于分闸储能位置）

1—合闸弹簧；2—脱扣半轴；3—脱扣板轴；4—扇形脱扣板；5—连板；6—储能轴；7—凸轮；8、10—滚轮；9—储能保持及合闸脱扣板；11、15—连杆；12、14、17—拐臂；13—输出轴；16—分闸弹簧；18—转轴；19—绝缘拉杆；20—触头弹簧；21—真空灭弧室

弹簧机构为一夹板式结构,它主要由合闸弹簧、储能装置、凸轮—连杆合闸驱动装置、合分闸脱扣机构及辅助开关等组成。机构输出轴和断路器转轴之间还配有一套连杆机构。分闸弹簧则安排在断路器转轴的相关位置上。

图 4.10-3 中,断路器处于分闸位置,弹簧机构处于分闸储能状态。

##### 4.2 断路器弹簧机构的动作原理

###### 4.2.1 分闸储能

当储能回路接通电源,储能电动机起动经减速机构、储能装置使储能轴 6 旋转,并使合闸弹簧 1 储能,当储能弹簧过中储能完毕,固定在凸轮 7 上的滚轮 8 靠在储能保持及合闸脱扣板 9 的圆弧面上,同时切断储能回路电源,完成储能操作。储能完毕,分闸脱扣半轴 2 和扇形脱扣板 4 处于扣结状态,合闸操作回路接通,准备合闸操作。

###### 4.2.2 合闸

当机构接到合闸指令,合闸电磁铁动作(或手动),撞击储能保持及合闸脱扣板 9,使其沿顺时针方向旋转,滚轮 8 被释放,凸轮 7 在已储能的合闸弹簧 1 的作用下,按顺时针方向旋转;由于与连板 5 相连接的扇形脱扣板 4 和脱扣半轴 2 处于扣结状态,因此,连板 5 与扇形脱扣板 4 的连接点 A 成为临时固定点,连板 5 和连杆 11、拐臂 12、固定点 A 与输出轴 13 共同构成的四连杆组,凸轮 7 工作表面压迫滚轮 10,并使连杆 11 向下运动,使拐臂 12、输出轴 13 按逆时针方向旋转,同时通过拐臂 14 的旋转,连杆 15 向下运动使拐臂 17 及开关转轴 18 也逆时针方向旋转,再通过绝缘拉杆 19、触头压力弹簧 20 使真空灭弧室动触头向上运动完成合闸操作。此时,分闸弹簧 16 已在合闸过程被储能,触头压力弹簧 20 被压缩,分闸操作回路接通,准备分闸操作。

###### 4.2.3 合闸储能

机构处于合闸状态,储能回路自动接通,可再一次完成储能操作。此时,凸轮 7 旋转并使合闸弹簧 1 再次储能,但此时凸轮的工作面是等圆面,滚轮 10 的位置不动,输出轴 13 及断路器不动,只是完成合闸储能操作,以备分闸及重合闸操作。

###### 4.2.4 分闸

当机构接到分闸指令,分闸电磁铁动作(或手动),撞击半轴脱扣板,使半轴 2 沿顺时针方向旋转,使半轴—扇形板扣结解列,点 A 不再固定,原四连杆机构变成五连杆机构,在分闸弹簧 16 及触头压力弹簧 20 力的作用下,完成分闸操作。

#### 5 电磁操动机构

通常电磁操动机构依靠电磁力进行合闸操作,分闸弹簧在合闸过程中储能,依靠弹簧力完成分闸操作。

电磁操动机构结构简单,制造成本低,机构出力特性与断路器合闸负载特性匹配关系良好,但合闸线圈消耗功率大、合闸时间长、合闸速度受电源波动影响。

##### 5.1 电磁操动机构的典型结构

图 4.10-4 为真空断路器电磁操动机构的结构原理图,它主要由合闸电磁铁、合闸驱动连杆机构、合闸保持挚子、分闸脱扣器及辅助开关等所组成。机构输出轴与断路器转轴或动触头之间还有连杆机构相联系。分闸弹簧则安排在断路器转轴的相关位置上。

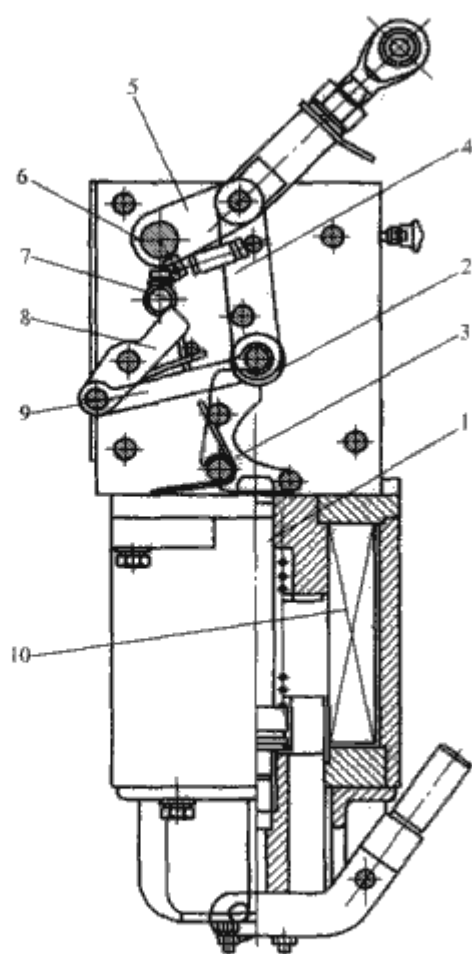


图 4.10-4 电磁操动机构结构原理图

1—铁心；2—滚轮；3—定位件；4—连杆；5—拐臂；  
6—轴；7—半轴；8—扇形板；9—连板；10—合闸线圈

## 5.2 电磁操动机构的动作原理

电磁操动机构的动作原理如图 4.10-5 所示。

### 5.2.1 合闸

机构处于分闸状态时如图 4.10-5 (a) 所示。当机构接到合闸指令，合闸电磁铁动作（或手动），合闸顶杆（铁心）1 推动滚轮 2 向上运动，带动连杆 4、拐臂 5、连板 9 及连板 9 与扇形板 8 的连接点 A 和输出轴 6 共同组成的四连杆机构运动（此时扇形板 8 与半轴 7 处于扣结位置，扇形板 8 和连板 9 的连接点 A 是临时固定点）；此时拐臂 5 绕轴 6 作逆时针方向运动，机构连接断路器转轴的连杆运动，并带动断路器合闸；此时，合闸顶杆已将滚轮顶至高出定位件 3 定位面 2mm 左右，转换开关切断合闸回路，合闸顶杆回落，滚轮 2 被定位件 3 支持并保持在合闸位置。此时分闸弹簧已储能，触头压力弹簧被压缩，辅助开关切换，分闸操作回路接通，准备分闸操作见图 4.10-5 (b)。

### 5.2.2 分闸

机构处于合闸状态时，如图 4.10-5 (b) 所示。当机构接到分闸指令，分闸电磁铁动作（或手动），撞击半轴脱扣板，使半轴 7 沿逆时针方向旋转，并使半轴—扇形板扣结解列，临时固定点 A 不再固定，四杆变成五连杆机构，在分闸弹簧及触头压力弹簧力的作用下，完成分闸操作。此时扇形板 8 与半轴 7 复位，扇形板—半轴扣结形成，辅助开关切换，合闸操作回路接通，准备合闸操作，见图 4.10-5 (a)。

### 5.2.3 自由脱扣

电磁操动机构要求具备自由脱扣功能。断路器在合闸过程中，一旦操动机构又接到分闸命令，此时即使合闸命令尚未解除，铁心顶杆仍在向上运动，但脱扣器动作，半轴—扇形板扣结解列，在分闸弹簧力的作用下，滚轮 2 脱离顶杆 1，使断路器立即分闸，实现自由脱扣，见图 4.10-5 (c)。

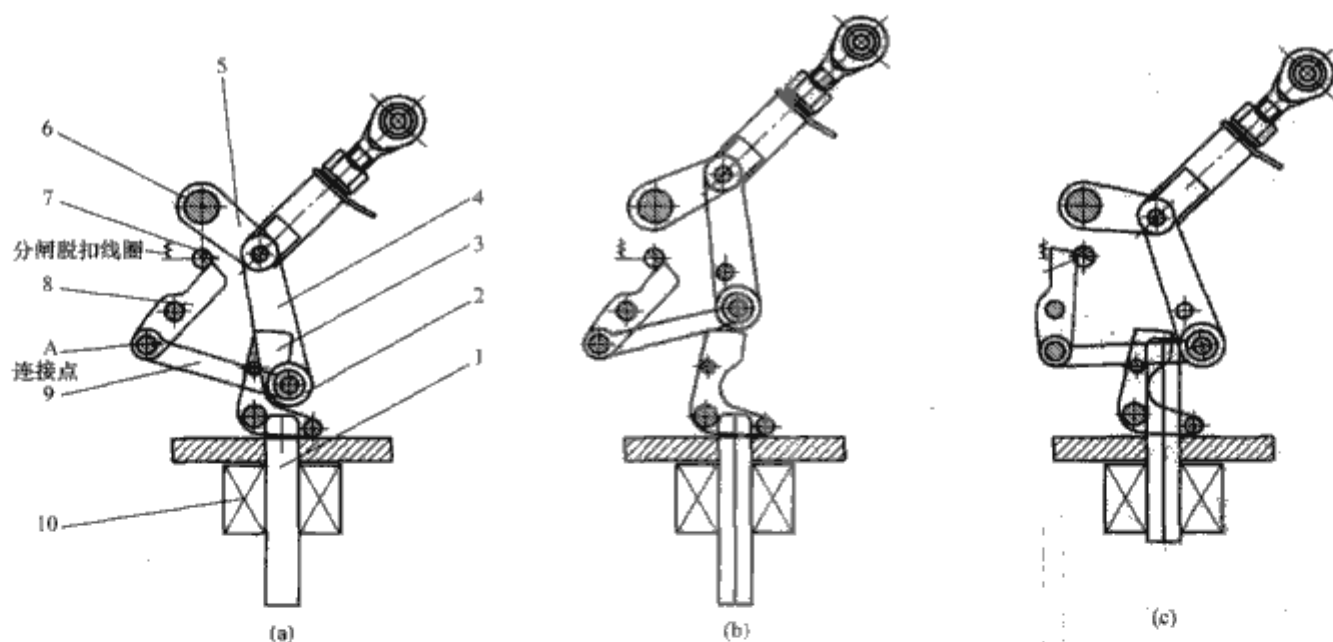


图 4.10-5 电磁操动机构动作原理图

(a) 分闸；(b) 合闸；(c) 自由脱扣

1—顶杆（铁心）；2—滚轮；3—定位件；4—连杆；5—拐臂；6—轴；7—半轴；8—扇形板；9—连板；10—合闸线圈

## 6 永磁操动机构

永磁操动机构是一种采用电磁操动、永磁保持和电子控制的新型操动机构。通常合闸操作都采用电磁力，合闸保持采用永磁体。分闸操作通常有两种方式：一种用电磁力分闸（俗称双稳态），永磁体作分闸保持；另一种则是用弹簧力分闸（俗称单稳态）并保持，分闸弹簧也是在合闸过程中储

能。可见，永磁操动机构也属于电磁操动机构的一种形式。

永磁操动机构结构简单，零部件数量少，它将电子控制和永磁技术应用到电磁机构上，使机构整体结构和运动部件极为简化，省却了机械锁扣、脱扣、联锁等环节，可有效减少故障源，提高可靠性。同时，要考虑电子控制系统（含电容充电控制回路）对可靠性的影响。总之，永磁机构是中压真空断路器配用机构中很被看好和值得关注的机构品种。



## 6.1 永磁操动机构的典型结构

图 4.10-6 为 12kV 真空断路器配永磁操动机构（双稳态）的结构原理图，它主要由静铁心、动铁心、永磁体、合闸线圈、分闸线圈及接近传感器和电子控制部分等组成，再用拐臂、连杆与断路器连接。图 4.10-6 所示是分闸状态。

## 6.2 永磁操动机构的动作原理

双线圈永磁操动机构原理如图 4.10-7 所示。

### 6.2.1 合闸

机构处于分闸状态见图 4.10-7 (a)，一旦接到合闸指令，合闸线圈 2 通电，线圈电流产生向下作用的电磁力，带动动铁心 3 向下运动并克服合闸反力完成合闸操作，到达合闸位置，合闸过程见图 4.10-7 (b)。此时动铁心被永磁体吸合，保持在合闸位置并切断合闸电流，见图 4.10-7 (c)。

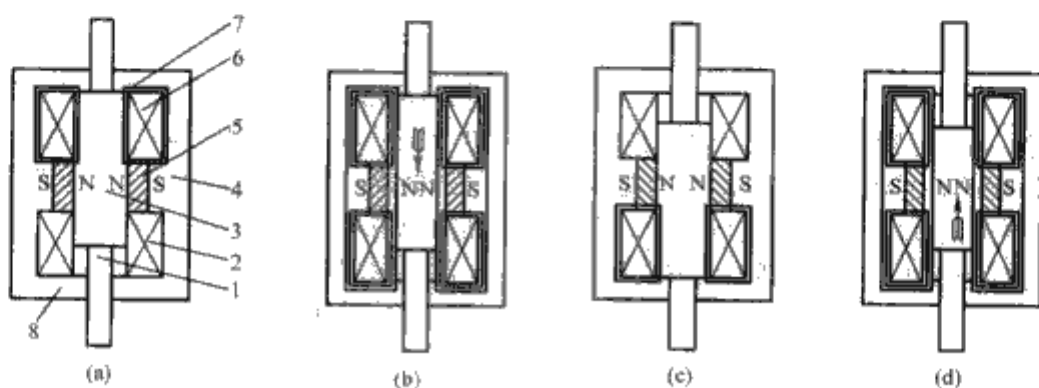


图 4.10-7 双线圈永磁机构原理图

(a) 分闸状态；(b) 合闸过程；(c) 合闸状态；(d) 分闸过程

1—连杆；2—合闸线圈；3—动铁心；4—静铁心；5—永磁体；6—分闸线圈；7—上磁极；8—下磁极

### 6.2.2 分闸

机构处于合闸状态见图 4.10-7 (c)，一旦接到分闸指令，分闸线圈 6 通电，线圈电流产生向上作用的电磁力，带动动铁心 3 向上运动并克服永磁合闸保持力等分闸反力，完成分闸操作，到达分闸位置，分闸过程见图 4.10-7 (d)。此时动铁心重新被永磁体吸合，保持在分闸位置并切断分闸电流，见图 4.10-7 (a)。

## 7 液压操动机构

液压操动机构是采用液压油作为能源进行操作的操动机构。

液压操动机构操作力大、传动速度快、动作准确、动作时间短、操作平稳、冲击振动小，机构出力特性与断路器的负载特性匹配良好，是当前高压、超高压断路器操动机构的主要品种。但其结构较复杂，工作压力高，加工精度要求较高。

液压操动机构按储能方式分可分为非储能式液压操动机构和储能式液压操动机构。非储能式液压操动机构结构简单，动作速度较慢，一般用于隔离开关操作；储能式液压操动机构主要用于高压、超高压断路器的操动。储能式液压操动机构的主要储能方式和储能元件有液压油—压缩气体（如压缩氮气）和液压油—压缩弹簧（如压缩碟簧）等，后者也被称为液压弹簧操动机构。

### 7.1 液压操动机构的典型结构

图 4.10-8 为液压操动机构（处于合闸状态）的原理示意图，它主要由充压部分（包括油箱、过滤器、电动机和柱

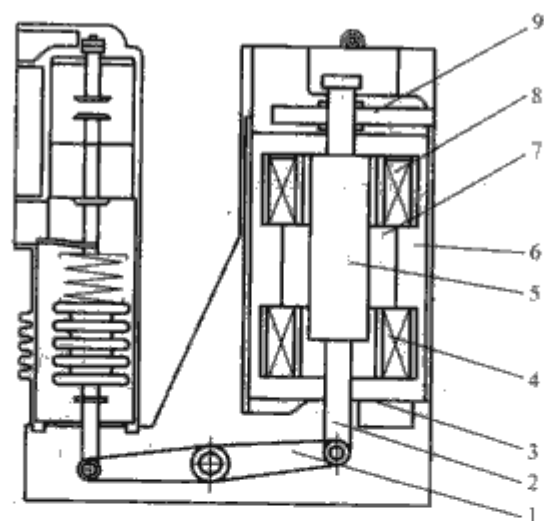


图 4.10-6 永磁机构与真空断路器

配合结构原理图

1—拐臂；2—顶杆；3—接近传感器；4—合闸线圈；5—动铁心；6—静铁心；7—永磁体；8—分闸线圈；9—应急分闸

塞泵等)、储能部分〔包括储压筒、活塞、液压油—压缩气体（压缩氮气）〕、工作缸部分（包括工作缸、活塞等）、操作和监控部分（包括分合闸电磁阀、状态限位、指示等）等所组成。

### 7.2 液压操动机构的动作原理

液压操动机构的结构原理如图 4.10-8 所示。

#### 7.2.1 分闸

如图 4.10-8 所示，机构处于合闸状态，机构已储能，分闸回路已接通。一旦接到分闸指令，分闸线圈通电，分闸电磁铁 9 动作，压下分闸阀杆 10，打开分闸阀，二级阀 3 上部的高压保持油即刻通过阀口排入油箱，二级阀 3 在其下部高压油的作用下阀杆向上运动，工作缸合闸腔的高压油经阀体排油孔泄压排出，工作缸活塞在分闸腔高压油的作用下迅速向分闸方向运动，完成断路器分闸操作。

#### 7.2.2 合闸

如图 4.10-8 所示，当机构处于分闸状态，机构已储能，合闸回路已接通；一旦接到合闸指令，合闸线圈通电，合闸电磁铁 8 动作，压下合闸阀杆 6，打开合闸阀，高压油进入二级阀 3 上部，推动阀杆 4 向下运动，打开锥阀，高压油即通过阀口进入工作缸 12 的合闸腔，此时工作缸活塞两侧均受压，由于两侧受压面积的不同，在差动力的作用下，推动工作缸活塞向合闸方向运动，完成断路器合闸操作。与此同时，高压油又通过二级阀内自保持小孔进入二级阀上部使二级阀一直处于合闸位置，断路器处于保持合闸状态。

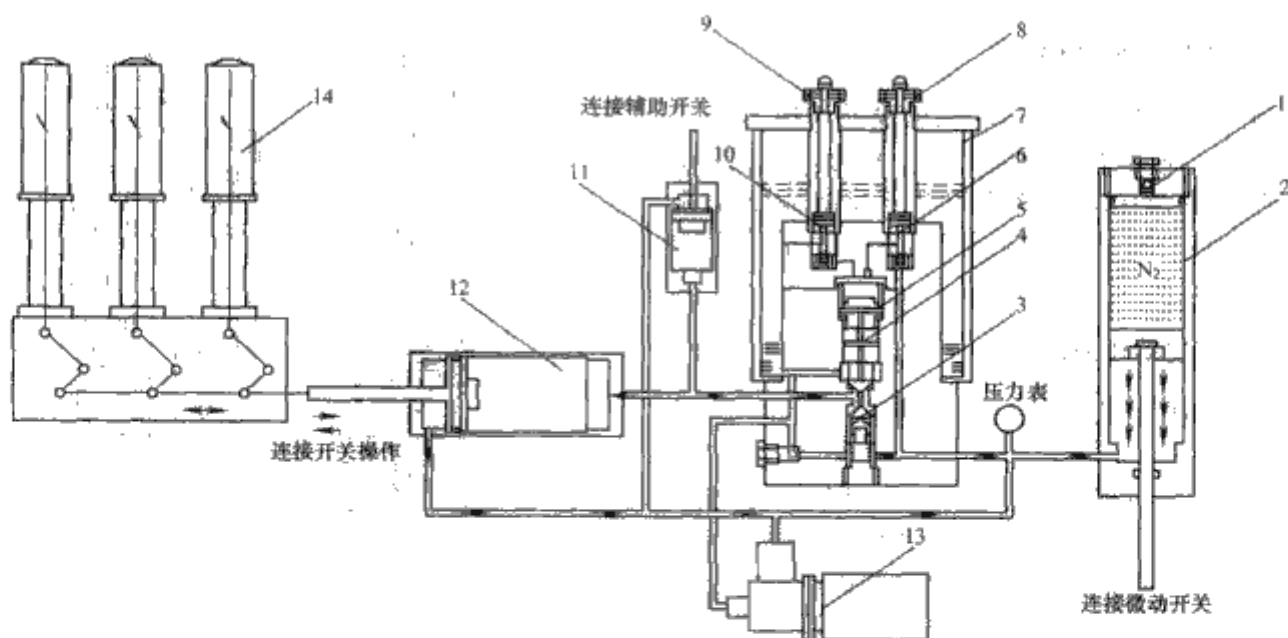


图 4.10-8 液压操动机构结构原理图 (机构处于合闸位置)

1—充气阀；2—蓄压筒；3—二级阀；4—阀杆；5—防慢分装置；6—合闸阀杆；7—油箱；8—合闸电磁铁；9—分闸电磁铁；10—分闸阀杆；11—信号缸；12—工作缸；13—电动机油泵系统；14—断路器

### 7.2.3 防慢分

断路器在运行过程中，由于某种原因，机构突然失压，此时由于二级阀中防慢分装置 5 的作用而使合闸腔的高压得以保持，使断路器保持在合闸位置。当机构故障排除，重新建立油压时，高压油将直接进入工作缸合闸腔，并担负保持合闸。

## 8 弹簧液压操动机构

弹簧液压操动机构是储能式液压操动机构的一种，它是用弹簧作为主要储能方式和元件的液压操动机构。

### 8.1 弹簧液压操动机构的典型结构

图 4.10-9 为大功率弹簧液压操动机构原理图，它主要由充压部分（包括油箱、过滤器、电动机和柱塞泵等）、储能部分（包括储能缸、活塞和碟簧组件等）、工作缸部分（包括工作缸、活塞等），操作和监控部分（包括分合闸电磁铁，状态限位、指示等）等所组成。

### 8.2 弹簧液压操动机构的动作原理

#### 8.2.1 储能

接通储能回路电源，电动机起动带动柱塞泵，将高压油

进入储能缸，使对称布置的三套储能活塞 9 同时向下压缩，迫使支承环 8 作向下运动，同时使蓄能元件碟簧组件 7 压缩直到储能位置；储能到位，切断储能电动机回路，并保持在储能位置，如图 4.10-9 (b) 所示。

#### 8.2.2 合闸操作

机构处于分闸位置，合闸回路接通，储能缸储能活塞 9 上部油腔、工作缸工作活塞 11 上部和差动（换向）阀 5 下端均充满高压油；当接到合闸指令，合闸电磁铁（阀）3 动作，高压油进入差动（换向）阀 5 的上端，由于差动力的作用使活塞下移，此时活塞下端与储能缸储能活塞 9 上部的高压油连通，工作活塞 11 在差动力的作用下，迅速向上运动，并带动断路器合闸，如图 4.10-9 (c) 所示。合闸速度可通过合闸调速螺栓调节节流口来进行调节。

#### 8.2.3 分闸操作

机构处于合闸位置，分闸回路接通。当接到分闸指令，分闸电磁铁（阀）4 动作，立即将差动阀（活塞）5 上端的高压油失压，活塞杆立即向上运动，并使工作活塞 11 下端与低压储油箱 12 连通，工作活塞 11 在其上端高压油的作用下，迅速向下运动完成断路器分闸操作。分闸速度可通过分闸调速螺栓调节节流口来进行调节。

分合闸操作有缓冲、限位，有分合闸液力保持功能。

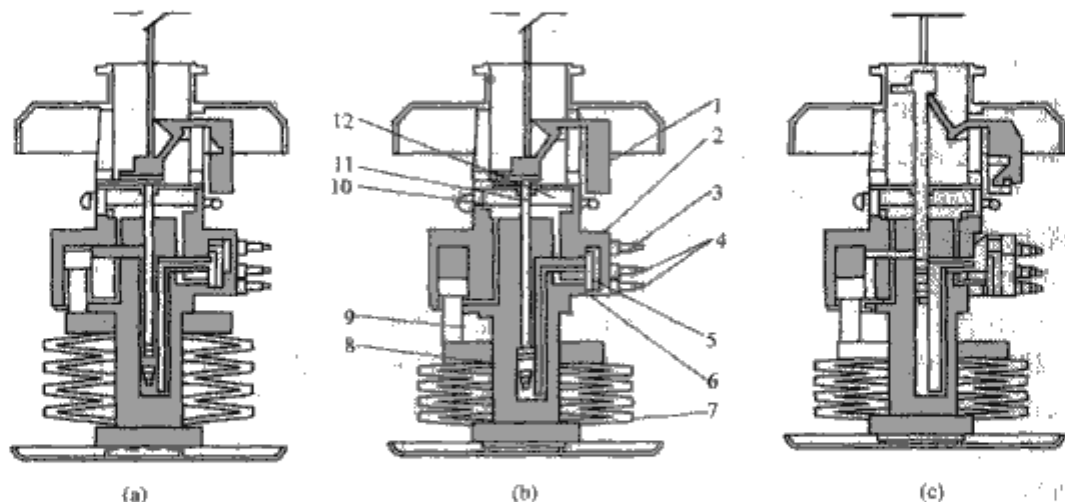


图 4.10-9 大功率弹簧液压操动机构原理图

(a) 分闸位置（未储能）；(b) 分闸位置（已储能）；(c) 合闸位置

1—辅助开关；2—（分闸）节流孔；3—合闸电磁铁；4—分闸电磁铁；5—差动（换向）阀；6—（合闸）节流孔；7—碟簧组件；8—支承环；9—储能活塞；10—油位批示器；11—工作活塞；12—低压储油箱



## 9 气动操动机构

气动操动机构是用压缩空气作为操作主能源的操动机构，它适用于各种电压等级的高压断路器的操动。根据操作功的大小，气动操动机构一般选用 0.5MPa、1.0MPa、1.6MPa、2.0MPa 的压缩空气源。通常，断路器采用气动操动机构时，多与弹簧机构配合使用，即由压缩空气推动活塞杆使断路器分闸（或合闸），同时使相应的断路器合（分）闸弹簧储能，并保持在分（合）闸位置，当接到操作指令，打开保持扣接即可实现断路器的合（分）闸操作。该机构极少采用压缩空气进行分、合闸双向操作。

气动操动机构的优点是结构简单、制造方便、操作功的范围比较大，可适用各种电压等级断路器的操动需要，可实现交流操作。其缺点是操动时噪声大，需要压缩空气源或空气压缩机设备。

### 9.1 气动操动机构的典型结构图

图 4.10-10 为一种由压缩空气完成分闸操作、由弹簧完成合闸操作的气动操动机构结构原理图，它主要由气缸、活塞、气阀、储气罐及压缩空气系统、合闸弹簧、分闸线圈及分闸脱扣系统、合闸线圈及合闸脱扣系统及缓冲器等组成。

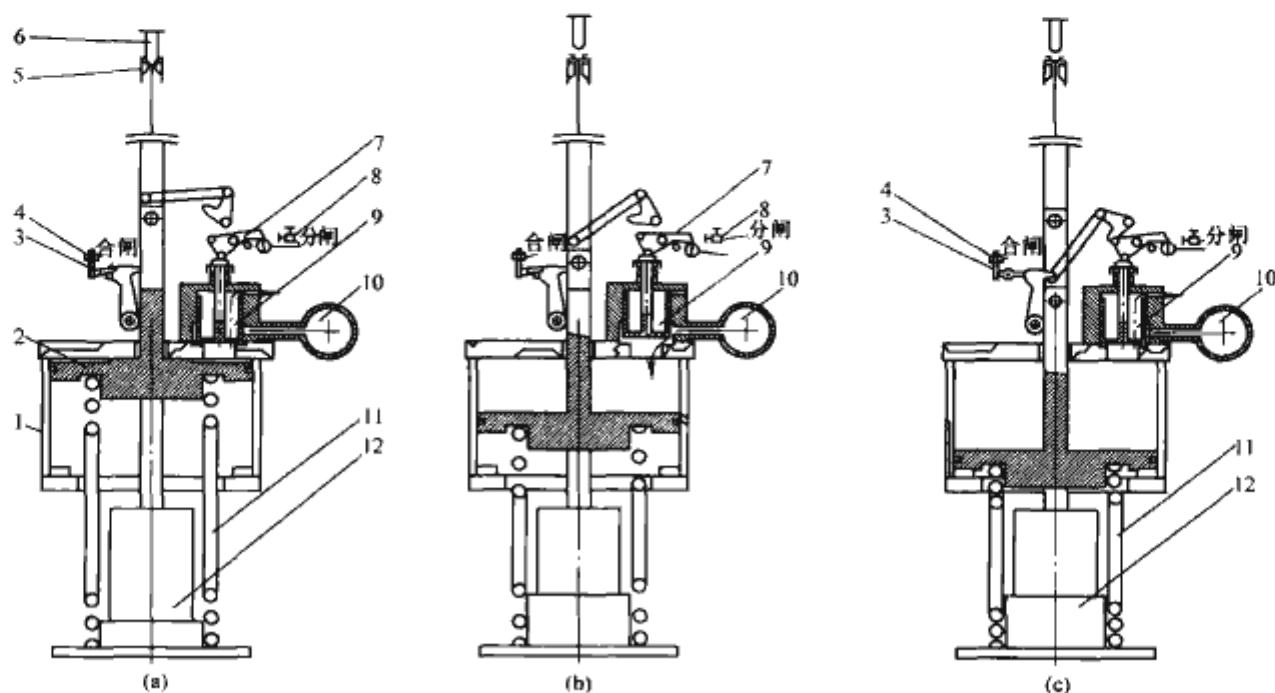


图 4.10-10 气体操动机构结构原理图

(a) 合闸位置；(b) 分闸过程；(c) 分闸位置

1—气缸；2—活塞；3—合闸脱扣系统；4—合闸线圈；5—动触头；6—静触头；  
7—分闸脱扣系统；8—分闸线圈；9—气阀；10—储气罐；11—合闸弹簧；12—缓冲器

## 9.2 气动操动机构的动作原理

### 9.2.1 合闸操作

机构处于分闸位置如图 4.10-10 (c) 所示，合闸脱扣系统 3 处于扣结位置并起分闸保持状态。当接到合闸指令时，合闸电磁铁 4 动作，将扣结解列，活塞 2 在合闸弹簧 11 的作用下，带动活塞杆向上运动，并带动导电杆动触头 5 向上运动完成合闸操作，合闸过程中气缸 1 中的气体可通过气阀 9 排出，而储气罐 10 的压缩空气进气口被堵。

### 9.2.2 分闸操作

机构处于合闸位置如图 4.10-10 (a) 所示，分闸脱扣系统 7 处于扣结位置并起合闸保持状态。当接到分闸指令时，分闸电磁铁 8 动作，将扣结解列，见图 4.10-10 (b)，气阀 9 上的压缩弹簧将气阀的活塞杆向上运动，打开储气罐 10 通向气缸的进气口，同时气阀 9 向外排气口被堵，活塞 2 在压缩空气的作用下，带动活塞杆向下运动，并带动导电杆动触头 5 向下运动完成分闸操作，同时使合闸弹簧储能；此时合闸脱扣系统复位扣接并保持分闸。

## 10 操动机构的脱扣装置

不同类型的操动机构，其分合闸脱扣装置也不同。液压、气动操动机构主要靠电磁阀动作控制高压油（气）的通道，推动油（气）缸—活塞作相对运动，完成分合闸操作并保持。脱扣装置是电磁操动机构和弹簧操动机构的重要组成部分。

部分；电磁操动机构的合闸操作主要靠接通合闸电磁铁电源实现合闸操作，而合闸保持与分闸脱扣则是靠脱扣元件的锁扣和脱扣器将锁扣解列来实现。脱扣装置在弹簧操动机构中更显得重要，弹簧机构实现储能、合闸、合闸储能、分闸、重合闸等动作，要靠脱扣装置的可靠动作来实现。

操动机构的脱扣装置通常应根据机构的动作原理和操作需要来确定，一般应由一组脱扣元件形成锁扣和接受分合闸操作指令并动作的脱扣器所组成。储能保持与合闸脱扣往往合一，由一组脱扣元件和脱扣器来完成，即该脱扣元件的锁扣用作储能保持，当该锁扣被合闸脱扣器动作而解列即实现合闸脱扣。合闸保持与分闸脱扣也往往合一，由一组脱扣元件和脱扣器来完成，即该脱扣元件的锁扣用作合闸保持，当该锁扣被分闸脱扣器动作（控制或保护）而解列，即实现分闸脱扣。

### 10.1 脱扣元件

#### 10.1.1 对脱扣元件的主要要求

脱扣元件的扣结在操动机构中一般要起到储能保持或合（分）闸保持的作用，当执行合分闸动作指令时，将由脱扣器解除这个保持（扣结）来完成合、分闸操作。此外，脱扣元件还是一组省力机构，由脱扣器很小的脱扣力（功）即可完成对强大的合分闸操作力的控制 and 操作。

对脱扣元件的基本要求主要有：

(1) 工作稳定可靠，动作灵敏。

- (2) 有足够的机械强度、刚度。
- (3) 省力，脱扣力（功）小。

10.1.2 常见的脱扣元件

- (1) 锁栓锁扣类。主要有圆柱面—圆柱面，平面—圆柱面，平面—平面等。常见的半轴类脱扣元件实际上也是平面—圆柱面锁栓的一种，见图 4.10-11 (a)、(b)、(c)。
- (2) 锁钩类见图 4.10-11 (d)。
- (3) 肘节连杆或连杆锁复合类见图 4.10-11 (e)。

上述脱扣元件中，圆柱面—圆柱面锁扣一般属滚动摩擦；平面—圆柱面锁扣有滚动摩擦，也有滑动摩擦；半轴锁扣通常属滑动摩擦，但动作平稳，脱扣行程小，脱扣功小；锁钩类结构一般属滑动摩擦，但也可做成滚动摩擦；肘节连杆类脱扣元件其肘节杆的夹角一般可作少量调节，即其定位固定点可调，以调整脱扣力大小和扣结的灵敏度。

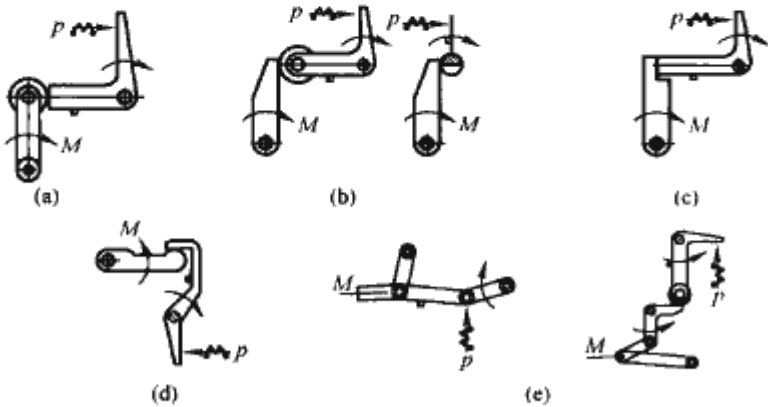


图 4.10-11 常见脱扣元件

(a) 圆柱面—圆柱面锁扣；(b) 平面—圆柱面锁扣；(c) 平面—平面锁扣；(d) 锁钩；(e) 肘节杆（连杆）或连杆锁扣复合

10.2 脱扣器

脱扣器是分合闸操作的执行元件，它接受分合闸指令而动作，并转变为脱扣力，使脱扣元件的锁扣（扣结）解列，释放保持装置，实现开关设备的分或合闸。

10.2.1 合闸脱扣器

合闸脱扣器实际上就是合闸电磁铁，一般采用螺旋管式，通常由线圈、铁心、顶杆和磁轭等所组成。合闸螺旋管

式电磁铁线圈一般设计有多种规格可供选用。在电磁机构中，多采用直流螺旋管式电磁铁，电压规格通常为—220V 和—110V，电流从几十安到几百安。在弹簧操动机构中，电压规格通常为—220V、—110V、—48V，～380V、～220V、～110V，电流从一点几安到几安；合闸电磁铁的正常电压范围为 85%～110%额定电压。

10.2.2 分闸脱扣器

分闸脱扣器有由独立电源供电的分励脱扣器（即分闸电磁铁）、过电流脱扣器和失压脱扣器等。分励脱扣器和过电流脱扣器一般采用螺旋管式电磁铁，失压脱扣器一般采用拍合式电磁铁。

10.2.2.1 由独立电源供电的分闸电磁铁（即 4 型脱扣器）

一般设计有多种线圈规格，在中压弹簧操动机构中，电压规格通常为—220V、—110V、—48V，～380V、～220V、～110V，电流从零点几安到几安；正常工作电压范围为 65%～120%额定电压。小于 30%额定电压不得分闸。

10.2.2.2 过电流脱扣器（即 1 型脱扣器）

过电流脱扣器有直接利用开关装置主回路电流激励的直接过流脱扣器和利用电流互感器二次回路供电激励的间接过流脱扣器等。通常较多采用间接过流脱扣器，其脱扣器线圈由电流互感器二次回路供电。有由脱扣器的分流器激励脱扣，也有由分装的电流继电器激励脱扣。过电流脱扣器的额定电流通常为 2.5A 及以上（多用 5A，也有用 3.5A），过电流线圈阻抗控制在 2 欧姆左右，脱扣电流的误差一般为整定值的±10%；在中压断路器交流操作继电保护设计中往往需要一台操动机构同时配备 2～3 个过电流脱扣器。

10.2.2.3 失压脱扣器（即 3 型脱扣器）

由电压互感器供电，额定电压为～110V（或～100V），也有～220V 和～380V 等规格，额定电功率小于 40VA。正常工作时，铁心处于吸合状态；当脱扣器线圈端电压小于 35%额定电压时，铁心应可靠释放；当线圈端电压大于 65%额定电压时，铁心不得释放；当线圈端电压大于 85%额定电压时，铁心应可靠吸合。

脱扣器的种类、代号、基本结构和工作条件、主要规格及其主要用途等见表 4.10-3。

表 4.10-3 脱扣器的种类及主要用途

分闸脱扣器种类	代号	基本结构和工作条件	主要规格	主要用途
分励脱扣器	4	多采用螺旋管式电磁铁，独立电源供电，正常工作电压范围为 65%～120%额定电压、小于 30%额定电压不得分闸	—220V、—110V、—48V， ～380V、～220V、～110V	用于断路器、负荷开关操动机构分闸操作
过电流脱扣器	1	多采用螺旋管式电磁铁，电流互感器二次回路供电，脱扣电流的误差一般为整定值的±10%	5A、3.5A	用于断路器过载和短路保护
失压脱扣器	3	多采用拍合式电磁铁 电压互感器供电，线圈端电压小于 35%额定电压时，铁心应可靠释放；当线圈端电压大于 65%额定电压时，铁心不得释放；当线圈端电压大于 85%额定电压时，铁心应可靠吸合	～110V（～100V） ～220V、～380V	用于断路器失压保护

一台操动机构的合闸脱扣器往往只有一只，而分闸脱扣器可根据不同情况、不同要求配置一个或多个分闸脱扣器。对交流操作弹簧操动机构言，通常应能提供下列几种分闸脱扣器的组合方式：①一只分励脱扣器（脱扣器组合代号为 400）；②一只分励脱扣器，两只或三只过电流脱扣器（脱扣器组合代号为 114 或 1114）；③一只分励脱扣器，两只过电

流脱扣器，一只失压脱扣器（脱扣器组合代号为 1134）。也可以有其他脱扣器组合。

11 操动机构运行维护工作值得注意的几个问题

长期以来，高压开关运行故障统计表明，由操动机构引起的故障比例居高不下，应引起极大的关注。拒动、误动、



机械特性不稳定、分合闸不到位、辅助开关失灵、行程开关失灵、线圈烧坏、渗漏油、漏气、进水受潮等，严重影响运行质量。

设计的先进性、可靠性，型式试验考核等对于保证操动机构质量很重要，这是基础。同时，加工制造质量也应充分保证，主要件主要项目质量保证，配套元器件的品牌和质量保证，出厂试验考核到位。并且，操动机构在投运前应认真安装调试试验，这样就能确保机构健康稳定地投入运行。

运行维护应在充分熟悉操动机构有关技术文件，特别是安装使用说明书的基础上进行，并根据安装使用说明书的意见维护使用。通常应特别注意下列内容：

(1) 定期检查关键连接部位，防止因操作和振动而产生的松动等不正常现象，及时排除。特别是辅助开关、行程开关等的装配和连接部位，由于连接尺寸较小，容易松动，一

旦出现松动移位或其他缺陷，后果将不堪设想。

(2) 定期检查需润滑的部位，防止产生不正常摩擦，影响传动效率，加剧磨损，影响正常动作，影响使用寿命。特别是受力和动力传递部位的接点和摩擦部位，应特别加以注意。

(3) 防止进水受潮，防止凝露产生。检查加热器是否正常工作，以免影响有关电器元件的电气绝缘性能。

(4) 注意运行环境的影响，注意高温、低温、暴风、暴雨、冰雪、腐蚀、粉尘、尘埃、辐射等对材料、状态、动作、工质等的影响，特别是密封件、脱扣元件、液压油、精密配合件等，适时检查，适时更换。

(5) 防止积灰、尘埃堆积，影响机构动作的可靠性、灵敏性、稳定性。

(6) 定期检查控制回路的安全可靠。

## 第 11 章 试 验

## 1 概述

试验对于一切设备都是必要的。但对于电力设备，特别是高压开关设备有着更为重要的意义。这是因为开关设备的运行条件苛刻，作用重大，其核心理论电弧的燃烧及熄灭等基本过程的分析研究虽然近年来取得了长足的进步，但由于开关设备具有品种、结构繁多、对可靠性要求十分高等特点，其设计基础仍不得不更多地依赖于试验。因此，一定规模的试验基地是保证产品质量和发展新产品的必要条件。这些试验的基础是在试验室里真实地模拟开关设备在电力系统中的实际运行工况，并根据开关设备在电力系统中复杂多样的运行工况，总结并制定出了严格的试验标准。这些标准能够保证在试验室进行的试验与实际工况等价，对试品进行严格地考核。

在试验室对产品进行试验依据的是国家标准和国际(IEC)标准(包括产品标准和试验标准)。随着产品的不断发展和人们对电力系统运行条件认识的深化,相应的国家标准和国际标准不断地增订和修订,试验项目也在不断地增加,如近年来新增的环境适应性试验,小电感电流的开合试验,一次回路时间常数(ms)有45、75、120等不同要求的等价性试验等。随着试验项目的增加,要求试验室调整试验回路,满足试验要求,提高试验效率等。

标准的完善和提高,既提高产品的性能又促进试验技术的发展。例如,高压 GIS 的三相合成试验技术相当复杂,却已被普遍应用于实际试验中。试验的测量技术发展也很快,计算机数字采集系统已在各试验室普遍应用,测量精度好,试验效率高,如通过对试品弧后电流的测量,几乎能预测出试品的电气性能主要参数的成败。

高压开关设备的试验,按试验形式基本上可分为三类:型式试验、出厂试验、参考性试验。型式试验必须到专业实验室实施,通常较为受关注,在此主要介绍型式试验的相关内容。

型式试验分为绝缘试验、大容量试验及温升机械试验等,目前还增加了电磁兼容(EMC)试验和环境适应性试验。

### 1.1 高压开关设备的试验项目及标准

高压开关设备和控制设备的试验项目及其分类见表4.11-1。

### 1.2 高压开关设备和控制设备的产品分类及检测标准 (国家标准、行业标准及 IEC 标准)

高压开关设备和控制设备产品分类及检测标准见表 4.11-2。

表 4.11-1

## 高压开关设备试验项目及其分类

[illegible]



续表

序号	试验项目		试验类别			通用产品									使用国家标准 <sup>①</sup>
	分类	名称	型式试验	出厂试验	参考性试验	交流高压断路器	隔离开关及接地开关	负荷开关及其熔断器组合电器	接触器	熔断器	重合器及分段器	金属封闭开关设备	预装式变电站	72.5kV及以上气体绝缘金属封闭开关设备	
8	大容量试验	出线端短路开断关合试验	★			★	○	○	○	★	★	★		★	GB 1984—2003 GB 4473—1996
9		近区故障开断试验 <sup>②</sup>	★			★								★	
10		失步开断和关合试验	★			○						○		○	
11		单相和异相接地故障试验	★			○						○		○	
12		容性电流（线路充电、电缆充电、电容器组）开断与关合试验	★			○		○				○		○	
13		小电感电流的开合试验			★	○	○	○							GB 1984—2003
14		负荷电流开断关合能力试验	★				○	○			○		○		GB 3804—2004
15		内部故障耐受试验	★									○	○	○	GB/T 17467—1998 GB 3906—2006 GB 7674—1997
16		母线转换电流试验	★				○								GB 1985—2004
17		短时和峰值耐受电流试验	★			★	★	★	★		★	★	★	★	GB/T 11022—1999
18	温升、机械性能试验	温升试验	★			★	★	★	★	★	★	★	★	★	GB/T 11022—1999
19		回路电阻测量	★	★		★	★	★	★	★	★	★	★	★	
20		机械特性试验	★	★		★	○	★	★		★	★		★	GB/T 11022—1999
21		机械操作试验	★	★		★	★	★	★		★	★	★	★	
22		严重冰冻条件下的操作试验			★		○								GB 1985—2004
23		机械寿命试验	★			★	★	★	★		★	★		★	GB/T 11022—1999
24		密封试验	★	★		○	○	○	○		○	○		★	
25		防雨试验	★			○	○	○				○	★	○	
26		防护等级试验	★			○	○					○	★	○	GB 4208—1993
27		抗地震试验	○		★	○	○								
28	电磁兼容试验(EMC)	冲击电压试验	★			○					○	○		○	GB/T 14598.3—2006 GB/T 11022—1999 GB/T 17626.2—1998 GB/T 17626.4—1998 GB/T 17626.5—1998
29		电气快速瞬态/脉冲群试验	★			○					○	○		○	
30		振荡波抗扰性试验	★			○					○	○		○	
31	环境适应性试验	湿热带气候条件试验			★	○	○	○							
32		高原气候条件试验			★	○	○	○							
33		高、低温试验			★	○	○	○							GB 1984—2003

注 ★—必试项目；  
 ○—有的要试，有的不要试。  
 ① 使用标准具体名称见表 4.11-2。  
 ② 额定电压不小于 363kV 时。  
 ③ 额定电压不小于 126kV 时。

表 4.11-2

高压开关设备和控制设备产品分类及检测标准

序号	产品类别	检测标准名称及编号 (含年号)	IEC 标准
1	高压开关设备和控制设备	GB/T 11022—1999《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》	IEC 62271: 1 高压开关设备和控制设备共用技术要求
2	交流高压断路器	GB 1984—2003《高压交流断路器》 GB 4473—2008《交流高压断路器的合成试验》 GB/T 14824—2008《高压交流发电机断路器》 JB/T 3855—2008《高压交流真空断路器》 JB/T 6463—1992《电气化铁道用断路器 技术条件》 JB/T 9694—2008《高压六氟化硫断路器》	IEC 62271: 100 高压交流断路器 IEC 62271: 101 合成试验
3	交流高压隔离开关和接地开关	GB 1985—2004《高压交流隔离开关和接地开关》	IEC 62271: 102 高压交流隔离开关和接地开关
4	交流高压负荷开关	GB/T 14810—1993《110kV及以上交流高压负荷开关》	IEC 62271: 104 额定电压 52kV 及以上的负荷开关
		GB 3804—2004《3.6kV~40.5kV 高压交流负荷开关》	IEC 62271: 103 额定电压 1kV 以上、52kV 以下的负荷开关
5	交流金属封闭开关设备	GB 3906—2006《3.6kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》	IEC 62271: 200 额定电压 1kV 以上、52kV 及以下交流金属封闭开关设备和控制设备
6	气体绝缘金属封闭开关设备	GB 7674—2008《额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》	IEC 62271: 203 额定电压 72.5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备
7	交流高压熔断器: 限流熔断器	GB 15166.2—2008《高压交流熔断器 第2部分: 限流熔断器》	IEC 60282-1 限流熔断器
8	交流高压熔断器: 喷射式熔断器	GB 15166.3—2008《高压交流熔断器 第3部分: 喷射熔断器》	IEC 60282-2 交流高压喷射式及类似熔断器
9	交流高压熔断器: 并联电容器外保护用熔断器	GB 15166.4—2008《高压交流熔断器 第4部分: 并联电容器外保护用熔断器》	IEC 60549 并联电容器外保护用熔断器
10	交流高压接触器	GB/T 14808—2001《交流高压接触器和基于接触器的电动机起动器》	IEC 62271: 106 交流接触器和基于接触器的电动机起动器
11	交流自动重合器	JB/T 7570—1994《交流高压自动重合器》	—
12	交流自动分段器	JB/T 7569—1994《交流高压自动分段器》	—
13	交流高压负荷开关—熔断器组合电器	GB 16926—1997《交流高压负荷开关—熔断器组合电器》	IEC 62271: 105 交流负荷开关—熔断器组合电器
14	高压/低压预装式变电站	GB/T 17467—1998《高压/低压预装式变电站》	IEC 62271: 202 高压/低压预装式变电站
15	高压封闭母线	JB/T 9639—1999《封闭母线》	—
16	金属封闭母线	GB 8349—2000《金属封闭母线》	—
17	交流开关设备—熔断器组合电器	—	IEC 62271: 107 交流开关设备—熔断器组合电器
18	具有组合功能的开关设备	—	IEC 62271: 108 具有组合功能的开关设备
19	串联电容器旁路开关	—	IEC 62271: 109 串联电容器旁路开关
20	—	—	IEC 62271: 110 感性负载开合



续表

序号	产品类别	检测标准名称及编号 (含年号)	IEC 标准
21	额定电压 52kV 及以下交流绝缘封闭开关设备和控制设备	—	IEC 62271: 201 额定电压 52kV 及以下交流绝缘封闭开关设备和控制设备
22	额定电压 72.5kV 及以上高压气体绝缘输电线	—	IEC 62271: 204 额定电压 72.5kV 及以上高压气体绝缘输电线
23	—	—	IEC 62271: 2 额定电压 72.5kV 及以上的抗震要求

## 2 绝缘试验

绝缘试验主要验证产品在使用寿命中受大气过电压、操作过电压（内部过电压）及长期工作电压作用下对绝缘的影响。该试验验证了开关设备带电导体间距离、对地距离及绝缘结构。与温升试验（确定额定电流）一起，基本确定了开关设备的整体尺寸。根据 GB/T 11022—1999 的规定，高压开关设备在型式试验中需进行如表 4.11-1 中的绝缘试验，现主要介绍工频电压试验、雷电冲击电压试验、操作冲击电压试验等的试验要求及方法。

### 2.1 工频电压试验

#### 2.1.1 对工频电压试验条件的要求

依据 GB/T 16927.1—1997 的规定要求：试验电压的频率为 45~65Hz，波形应是正弦波，试验变压器回路的电压应足够稳定，试验系统有足够的短路容量，满足升压速度等。

#### 2.1.2 短时工频耐受电压

开关设备的试验电压要根据开关设备的额定电压、设备类型等因素来选定。不同额定电压的设备其试验电压由 GB/T 11022—1999 及 GB 311.1—1997 规定。

#### 2.1.3 试验条件

开关设备的绝缘包括内绝缘和外绝缘两部分。

由于开关设备内绝缘密封于设备内部，所以只受绝缘材质及绝缘结构和工艺处理的影响。外绝缘则受大气条件（如气压、气温、湿度、雨水、污秽及海拔等）影响，还与所在试验区域内与其他设备、墙壁、大地等之间的距离有关，因此对试验条件应予以明确规定。

关于大气条件的修正、海拔校正因数及湿试验内容参见 GB/T 11022—1999。

#### 2.1.4 工频试验设备

工频试验设备原理接线如图 4.11-1 所示。

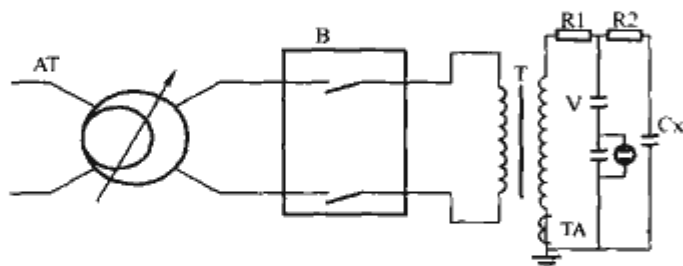


图 4.11-1 工频试验设备原理接线图

AT—调压器；B—高压开关柜（内有断路器、隔离开关、电压互感器、电流互感器、避雷器等）；T—试验变压器；TA—电流互感器；R1、R2—保护电阻；V—分压器；Cx—试品

### 2.2 雷电冲击电压试验

电力设备在系统运行过程中不仅受到工作电压和工频电

压升高的作用，还受到雷电过电压的作用。雷电过电压对绝缘的破坏在特征上和交流电压破坏情况有着显著的不同，它也与操作过电压引起的绝缘破坏的形态有所不同。所以在型式试验中雷电冲击电压试验被列为必试项目之一。

#### 2.2.1 标准雷电全波

标准雷电冲击全波波形的规定为 1.2/50μs，极性为正、负两种，可表示为

$$T_1/T_2 = \pm 1.2/50\mu s$$

式中：T<sub>1</sub>为波前时间；T<sub>2</sub>为半峰值时间。

标准雷电全波如图 4.11-2 所示。

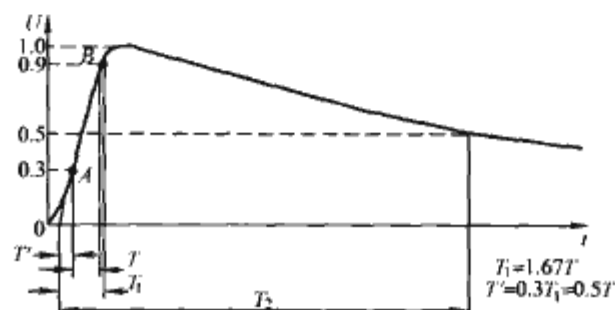


图 4.11-2 标准雷电全波

标准雷电冲击波形是平滑的，试验电压值取其峰值。但实际上，对某些试验回路，在冲击波形的峰值处可能有振荡或过冲，只要振荡的单个波峰幅值不超过峰值的是允许的。

标准冲击波与实际测量冲击波之间的容许偏差为如下：  
峰值：±3%。

T<sub>1</sub>：±30%。

T<sub>2</sub>：±20%。

#### 2.2.2 冲击电压波形的获得和试验程序

在进行冲击电压试验时，要求冲击电压发生器的波形整定在规定的偏差之内，这就要求按照规定的试验电压波形来调整冲击电压发生器的参数，参见 GB/T 16927.1—1997《高电压试验技术 第1部分：一般试验要求》。

对于非自恢复绝缘的耐压试验，按标准规定的电压值，施加正、负极性各 3 次冲击电压，无击穿和闪络，则认为合格。

对于自恢复和组合绝缘的耐压试验，则应在正负极性电压下各施加 15 次冲击，如果在自恢复绝缘上放电不超过 2 次，且自恢复绝缘部分无损坏，则认为通过试验。

对于 50%破坏性放电试验，可用多极法或升降法。

详细规定参见 GB/T 11022—1999、GB/T 16927.1—1997 及相应产品的标准规定。

### 2.3 操作冲击电压试验

在电力系统中，伴随开关的接入和切断会引起操作过电压。对额定电压大于 363kV 的开关设备应承受操作冲击电

压试验，对户外产品则要求进行湿试验。

操作波是指波头时间为数十微秒至数毫秒的冲击电压波，分单极性正或负的冲击电压和极性周期变化的振荡型冲击电压两种。对于非均匀电场，操作波正极性的放电特性具有饱和的倾向，所以随着输电电压的提高，绝缘水平的降低，操作波冲击电压试验就变得十分重要。标准操作冲击波波形为：①波头时间， $T_p=250\mu s$ （ $\pm 20\%$ ）；②波尾时间， $T_2=2500\mu s$ （ $\pm 60\%$ ）。

标准操作冲击电压波形如图 4.11-3 所示。

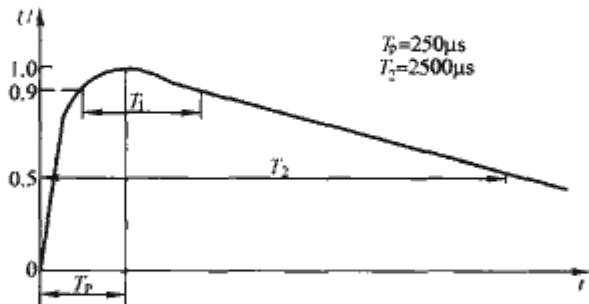


图 4.11-3 标准操作冲击电压波形

试验时，操作冲击电压的峰值容许偏差为 $\pm 3\%$ 。

### 2.4 无线电干扰试验 (RIV)

无线电干扰试验是指产品本身在带电状态下的电晕放电引起电场发射对周围低压系统（通信、广播、信号）等的干扰影响。

对额定电压大于 126kV 的开关设备且当相关标准有规定时才进行无线电干扰试验。对无线电干扰试验，GB/T 11022—1999、GB/T 11604—1989《高压电器设备无线电干扰测试方法》规定了相应的试验方法和结果判定要求。

GB/T 11022—1999 规定在 1.1 倍相电压下无线电干扰水平不超过  $2500\mu V$  即认为开关设备和控制设备通过了试验。

### 2.5 局部放电试验

局部放电是指在高电场作用下发生的在绝缘介质内局部区域的放电现象，而绝缘介质整体并未发生贯穿性放电，仍然保持绝缘的性能。

局部放电产生原因，主要由于高压开关设备使用的绝缘介质多种多样，除瓷、空气外，还有  $SF_6$ 、纸、布、油、环氧树脂等，以及有不同材料组成的复合体。由于绝缘结构和工艺上的各种因素的影响，绝缘介质内可能残存气泡或杂质。在正常带电情况下，如果在液体或固体介质内含有气泡时，气泡内（介电常数比液体或固体材料小）的电场强度比周围介质高，而击穿强度却低很多，因此气泡首先发生放电，其他介质仍然保持绝缘性能，这就形成了局部放电。绝缘介质内有杂质，则杂质边缘电场集中，也会形成局部放电。导体表面有毛刺或较尖的棱角也会形成电场集中，发生局部放电。还有， $SF_6$  气体中含有金属微粒、GIS 中绝缘件表面不够光洁或附有尘埃等都会使局部放电发生。

局部放电的发生会降低绝缘介质的击穿强度，最终造成击穿或闪络，因此对高压电器应进行局部放电测量，以作为质量控制的重要指标。

局部放电测量按 GB/T 7354—2003《局部放电测量》进行。

### 2.6 人工污秽试验

人工污秽是验证用于开关设备的户外绝缘子、套管等外绝缘承受污秽能力。GB/T 11022—1999 规定：如果绝缘子的爬电距离满足了相应要求，则不需要进行人工污秽试验，除非用户有特殊要求。

如果绝缘子爬电距离不满足要求或有疑问时，应当按 GB/T 4585—2004《交流系统用高压绝缘子的人工污秽试验》进行人工污秽试验。

### 2.7 泄漏电流试验

当金属封闭开关设备和控制设备中有绝缘材料制成的隔板或活门时，如果通过绝缘表面的连续路径在绝缘的隔板和活门的可触及表面产生泄漏电流，或通过被小的气体或液体间隙截断的路径而在绝缘的隔板和活门的可触及表面产生泄漏电流。因此要验证在规定条件下，泄漏电流不应超过 0.5mA。

详细测量方法参见 GB 3906—2006 中 6.104.2 条。

## 3 大容量试验

### 3.1 开断和关合能力试验

开断能力试验的目的，是考核产品在规定的恢复电压下开断各种电流的能力，以检验试品及其灭弧装置在结构设计、制造工艺和材料选择等方面的正确性。关合能力试验目的，是考核产品（特别是动、静触头）在额定电压和规定的使用条件下关合短路电流（包括非周期分量和周期分量）的能力，检验操动机构能否克服短路电流的电动作用而顺利完全关合任务。作关合试验时要求触头无熔焊和其他妨碍产品继续正常工作的现象。

试验时，应按照 GB 1984—2003 进行，满足通用要求、试品数量、开关设备的布置及试验方法通用考虑等。

选择合理的试验回路和试验方法，可使一定的试验设备获得较大的试验容量。常用的开断和关合能力试验的电源装置分类见表 4.11-3，试验方法原理见表 4.11-4。

表 4.11-3 开断及关合试验电源装置分类

试验方法及电源装置名称		特 点
直接试验回路	网络试验装置	能进行多种型式的试验（如单相试验、三相试验，开断、关合、重合闸、动热稳定试验等）。试验条件等价性较好，投资少 试验时对系统运行有冲击，试验容量、时间和次数受限制、试验参数调节方便
	冲击发电机电机系统	能进行多种型式的试验，便于综合体现系统的各种典型情况，等价性较好、运行方式比较灵活，参数易于调节 投资大，运行维护工作量较大
	振荡回路	试验型式比较单一，只能对单相产品进行单分试验，对燃弧时间长、电弧电压高的断路器，试验等价性较差、投资少、耗电少、运行方式比较灵活，很适于对燃弧时间短的断路器进行大量的研究性试验
合成试验回路		可以用较少的设备获得较高的试验参数，只要电流源和电压源配合得当，符合一定的试验条件，等价性可以保证，能进行单分、合分、分—合分试验 运行维护比较复杂，程序控制准确性要求较高



表 4.11-4 开断和关合能力试验方法原理介绍

类 别		原 理 简 介	等 价 性 条 件	特 点
按 试 品 构 成 分 类	整体 试验	在组装完整的三相断路器上 按标准进行三相试验	试品结构、安装方式和操动机构等均应 与实际产品完全一致。按标准施加额定试 验参数值	考核产品性能最真实，但要求试验设备容量大、投 资多
	单相 试验	在组装完整的一相断路器上 按规定进行单相试验	试品各断口的机械动作特性、灭弧介质的 供应等均应与三相使用时等价。试验参 数按三相中最严格的一相施加	考核产品性能真实，但要求设备容量较大，投资 较多
	单元 试验	用一相断路器中的单个或部分 灭弧单元试验的结果，确定 三相断路器的开断与关合能力	被试灭弧单元的结构状态、介质条件、 安装方式和操动特性等应与整相产品的其 他单元相同，且互不影响。各灭弧单元的 分合闸不同期性不应超过允许值	考核产品性能真实，对超高压大容量的多断口断路 器进行试验，既经济又简便，因而广泛采用
按 试 验 方 法 分 类	直接 试验	用一个电源，对试品按标准 进行试验		考核产品性能真实，试验效率高，但要求设备容量 大、投资多
	合成 试验	用两个电源：低电压、大电 流电源和高电压、小电流电源 共同供电，满足高参数要求	开断电流波形应与实际短路电流波形相 同，保证电弧能量相等，电流过零附近的 波形应与直接试验等价，保证零区物理过 程相同，电流过零时，恢复电压应立即加 上，数值、频率和波形应与实际一致，保 证电压恢复过程相同	等价性能保证，可以大大提高试验设备的试验容量， 对燃弧时间长的断路器，操作控制较复杂

3.1.1 出线端短路开断和关合试验

3.1.1.1 短路开断与关合试验中有关参数

按照 GB 1984—2003 规定，短路开断关合试验中涉及如下参量及要求：

试验回路要求：①功率因数不超过 0.15；②频率为额定频率，允差±8%；③回路接地、试验回路与试品的连接满足相关要求。

短路试验参数：外施电压、短路关合电流、短路开断电流、短路开断电流的直流分量、瞬态恢复电压、工频恢复电压、燃弧时间。

(1) 外施电压：是指试验时加与被试品上的电压，以有效值表示。三相断路器进行三相试验时，外施电压为各相间外加电压的平均值，其值应等于断路器的最高电压。三相断路器进行单相试验时，外加电压应为最高相电压乘以首相开断系数（一般用于中性点非有效接地系统的断路器取 1.5，用于中性点有效接地系统中的断路器取 1.3）。单相断路器，外施电压不低于额定电压。

(2) 短路关合电流：断路器关合短路关合电流的能力在试验方式 T100s 中验证。三相短路关合一开断循环的典型示波图如图 4.11-4 所示。

当在电压的任一点发生预击穿电弧时，试品应能关合该预击穿电流，即：

1) 在电压的峰值处关合，产生一个对称的短路电流以及最长的预击穿电弧。

2) 在电压的零点关合，无预击穿，产生一个完整的非对称短路电流，该电流应为额定短路关合电流。

(3) 短路开断电流。断路器所开断的短路电流，应在触头分离瞬间测量。开断电流由交流分量有效值和直流分量百分数表征。三相试验时，各相开断电流交流分量有效值的平均值应不小于额定值，其偏差亦不得超过 10%；在对应于最后开断极主电弧最终熄灭时刻，预期电流的交流分量不得小于试验方式所规定的电流值的 90%。

(4) 短路开断电流的直流分量。直流分量的百分数可以从图 4.11-5 中查出，它是基于时间间隔  $(T_{op} + T_r)$  和时间

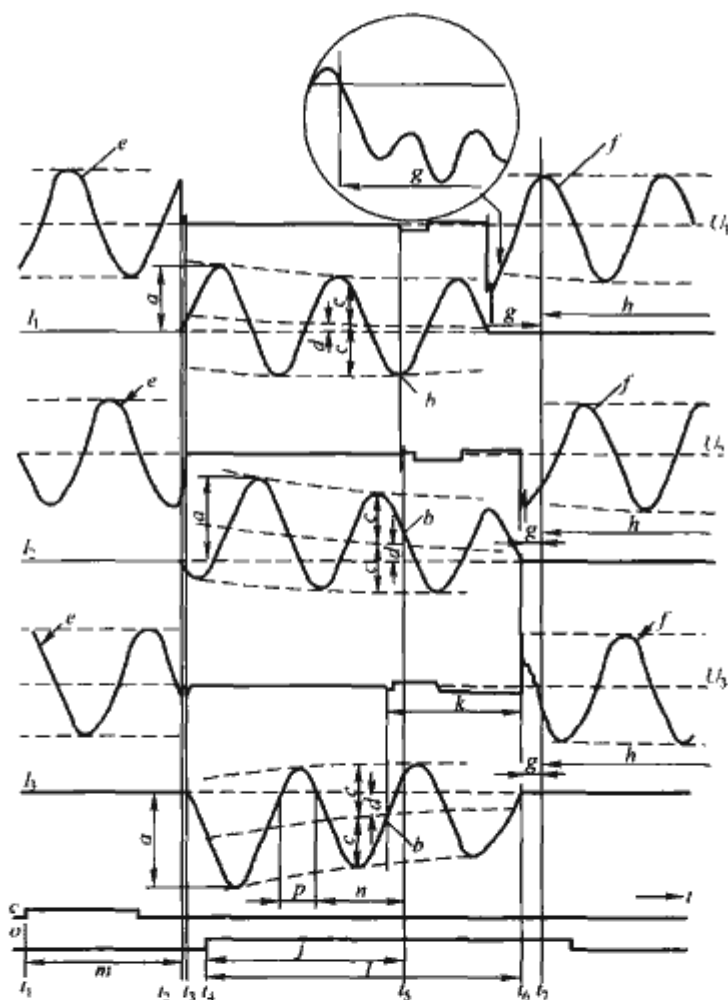


图 4.11-4 三相短路关合一开断循环的典型示波图

常数  $\tau$ ，使用下列公式计算

$$\%dc = 100e^{-(T_{op}+T_r)/\tau}$$

图 4.11-6 给出的直流分量的百分数和时间关系曲线基于如下条件：

- 1) 标准时间常数为  $\tau_1 = 45\text{ms}$ 。
- 2) 引入特殊工况下的时间常数：①额定电压 40.5kV 及以下时为  $\tau_1 = 120\text{ms}$ ；②额定电压 72.5～363kV 时为  $\tau_2 = 60\text{ms}$ ；③额定电压 550kV 及以上时为  $\tau_3 = 75\text{ms}$ 。



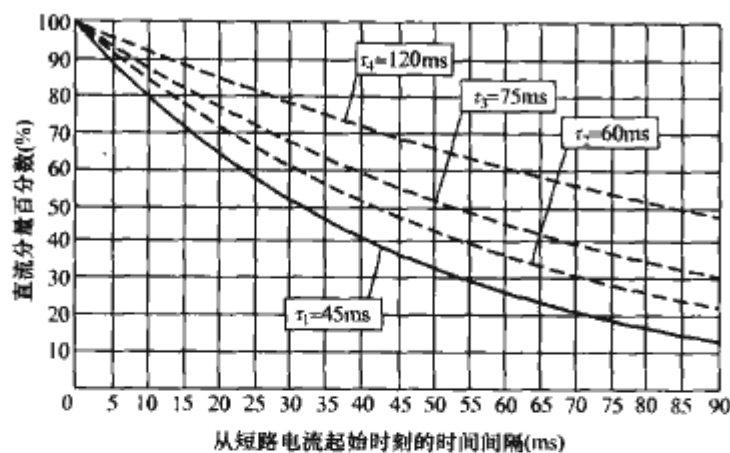


图 4.11-5 对于标准时间常数  $\tau_1$  和特殊工况的时间常数  $\tau_2, \tau_3$  以及  $\tau_4$ , 直流分量的百分数与时间间隔 ( $T_{op} + T_r$ ) 的关系曲线

3)  $T_{op}$  为断路器首先分闸极的最短分闸时间。

4)  $T_r$  为额定频率的一个半波 (如额定频率为 50Hz, 因此  $T_r = 10\text{ms}$ )。

(5) 瞬态恢复电压。瞬态恢复电压的波形与实际回路有关。一般有如下两种情况:

1) 系统电压高于 126kV 且短路电流相对于最大短路电流来说较大时, 瞬态恢复电压包括一个上升速率较高的初始部分及继之而来的上升速率较低的部分。这种波形适用于四参数法确定的三条线段所组成的包络线来表示。

2) 系统电压低于 126kV 或虽高于 126kV, 但短路电流相对于最大短路电流来说较小时, 瞬态恢复电压近似于一种衰减的单频振荡波。这种波形适用于两参数法确定的两条线段所组成的包络线来表示, 两参数法是四参数法的一种特殊情况, 由于断路器电源侧固有电容的影响, 瞬态恢复电压在最初几微秒上升速率较低。为了反映这种情况, 引入时延的概念。实际上瞬态恢复电压是用二参数或四参数加上时延来表示, 二参数或四参数以及时延的规定值参见 GB 1984—2003。

(6) 工频恢复电压。工频恢复电压是在各相电弧均熄灭后, 作用在断路器上的工频线电压的有效值。试验时, 持续作用时间不应小于 0.3s。作三相和单相试验时, 工频恢复电压值分别为:

1) 三相断路器进行三相试验时, 以相电压 (也可以线电压) 的平均值表示, 不得小于规定值的 95%。

2) 三相断路器进行单相试验时, 不得小于最高相电压与首相开断系数 (1.3 或 1.5) 乘积的 95%。

3) 对于单极断路器, 工频恢复电压应等于断路器的额定电压。

(7) 燃弧时间。关于燃弧时间的规定, GB 1984—2003 中有大量篇幅介绍。分类为三相试验、单相试验代替三相试验, 适用的试验方法分为直接试验和合成试验, 因此不同的试验方式、试验方法, 其燃弧时间要求不同。

1) 对 T10、T30、T60、T100s 三相直接试验, 试验程序中已规定了分闸操作脱扣脉冲控制的整定值应依次提前 40 电度, 因此燃弧时间自然产生。

2) 对 T100a 三相直接试验, 按照规定试验程序进行试验, 既满足直流分量要求, 也会满足相应的燃弧时间。

3) 对合成试验, 中性点非固定接地系统 (50Hz), T10、T30、T60、T100s (b)、OP1、OP2 燃弧时间满足:

$$t_{arcmax} \geq t_{arcmin} + (8.33 - 1)\text{ms}$$

T100a 燃弧时间满足:

$$t_{arcmax} \geq t_{arcmin} + \Delta t_1 - (1.7 + 1)\text{ms}$$

$$t_{arcmed} \geq (t_{arcmin} + t_{arcmax})/2$$

4) 对合成试验, 中性点固定接地系统, T10、T30、T60、T100s (b)、OP1、OP2、L90、L75 燃弧时间满足:

$$t_{arcmax} \geq t_{arcmin} + (10 - 1)\text{ms}$$

T100a 燃弧时间满足:  $t_{arcmax} \geq t_{arcmin} + \Delta t_1 - 1\text{ms}$

$$t_{arcmed} \geq (t_{arcmin} + t_{arcmax})/2$$

以上公式中:  $t_{arcmax}$  为第一次有效开断操作中获取的最短燃弧时间;  $t_{arcmin}$  为要求的最长燃弧时间;  $t_{arcmed}$  为中燃弧时间;  $\Delta t_1$  为大半波的持续时间。

(8) 操作顺序。额定操作顺序是指断路器用于快速自动重合闸的和不用快速自动非重合闸的额定操作顺序。有以下两种选择:

1) O—t—CO—t'—CO。除非另有规定, 否则: ①  $t = 180\text{s}$ , 不用快速自动非重合闸的断路器; ②  $t = 0.3\text{s}$ , 用于快速自动非重合闸的断路器; ③  $t' = 180\text{s}$  (取代  $t' = 180\text{s}$  的其他值:  $t' = 15\text{s}$  和  $t' = 60\text{s}$ ), 也可用于快速自动重合闸的断路器。

2) CO—t''—CO: ①其中  $t'' = 15\text{s}$  不用快速自动非重合闸的断路器; ②O 表示一次分闸操作。③CO 表示一次合闸操作之后 (即无任何故意的时延) 进行分闸操作; ④  $t, t', t''$  是连续操作之间的时间间隔。

### 3.1.1.2 试验方式

出线端短路试验包括: 试验方式 T10、T30、T60、T100s、T100s (b)、T100a 和临界电流试验。

(1) 试验方式 T10、T30、T60。由额定操作顺序组成, 在规定的瞬态和工频恢复电压下开断 10%、30%、60% 的额定短路开断电流, 其直流分量小于 20%。

(2) 试验方式 T100s。由额定操作顺序组成, 在规定的瞬态和工频恢复电压下开断 100% 的额定短路开断电流, 其直流分量小于 20%, 规定的额定短路关合电流和规定的外施电压。适用时, 试验方式 T100s 中的关合试验和开断试验可以分开进行, 参见 GB 1984—2003。

(3) 试验方式 T100a。由三个分闸操作组成, 在规定的瞬态和工频恢复电压下开断 100% 的额定短路开断电流, 其直流分量的百分数等于规定的适当值。如果试验回路的直流分量时间常数不同于规定的直流分量时间常数, 试验方式 T100a 应按照 IEC 62271-308 进行。只要开断前的最后电流半波的持续时间在要求值的 90%~110% 之间, 乘积  $It$  在要求值的 81%~121%, 这里  $I$  是最后电流半波要求的峰值,  $t$  是最后电流半波要求的持续时间。

(4) 临界电流试验。是对基本短路试验方式补充的短路试验, 仅适用于具有临界电流的断路器。如果基本短路试验方式 T10、T30、T60 中的一个试验方式的最短燃弧时间超过另一个试验方式的最短燃弧时间一个半波或更长, 则认为具有临界电流。对于三相试验, 应考虑所有三相的燃弧时间。试验要求参见 GB 1984—2003。

### 3.1.2 近区故障开断和关合试验

近区故障试验是对出线端短路试验方式补充的短路试验, 目的是确定断路器在近区故障条件下, 瞬态恢复电压有电源侧和线路侧组合时断路器开断短路电流的能力。

由于近区故障是发生在离断路器较短距离 (通常超过零点几千米) 的架空线上的短路, 此时有较高的初始瞬态恢复电压上升率, 从而使开断条件比基本短路方式更为苛刻。

本项试验仅适用于额定电压为 72.5kV 及以上且额定开断电流超过 12.5kA 以上直接与架空线连接的断路器。

近区故障试验, 一般用链路接在电压回路 (合成试验)



的高压端模拟相应的架空线。其回路如图 4.11-6 所示。

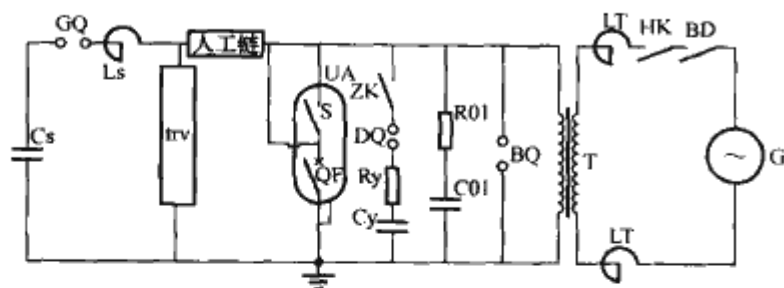


图 4.11-6 近区故障发电机—振荡回路合成  
试验原理接线图 (800kV, 1/2 极 50kA)  
G—短路发电机; T—短路升压变压器;  
S—辅助开关; QF—被试断路器

### 3.1.2.1 近区故障特性

(1) 试验回路由电源侧的电源回路和负载侧短线路组成:

1) 电源回路: ①电压等于相对地电压  $U_r/\sqrt{a}$ ; ②短路电流, 在出线端短路情况下, 等于断路器的额定短路开断电流; ③预期瞬态恢复电压, 在近区故障情况下, GB 1984—2003 给出了不同于出线端短路的数值; ④ITRV 特性, 标准给出了额定电压 126kV 及以上的断路器的数值。

2) 线路特性: ①RRRV 系数 (基于波阻抗  $Z$  为 450Ω)、峰值系数  $k$  和线路时延  $t_{dl}$  均由标准给出, 详见 GB 1984—2003; ②附录还给出了瞬态恢复电压计算方法。

### 3.1.2.2 近区故障试验要求

(1) 试验回路为单相试验的, 由电源回路和线路回路组成。

(2) 试验方式由额定操作顺序组成; 为了便于试验, 合闸操作可以是空载操作。

(3) 试验电流:

- 1) 试验方式 L90: 试验电流  $I_L = (90\% \sim 92\%) I_N$ ;
- 2) 试验方式 L75: 试验电流  $I_L = (71\% \sim 79\%) I_N$ ;
- 3) 试验方式 L60: 试验电流  $I_L = (55\% \sim 65\%) I_N$ 。

仅当试验方式 L75 中最短燃弧时间长于试验方式 L90 中的最短燃弧时间 1/4 周波或更多时, L60 试验方式才是强制性的。

(4) GB 1984—2003 中要求, L90 试验后必须进行作为电压的状态检查。

### 3.1.3 失步开断和关合试验

断路器失步开断的工况, 是在有两个或两个以上电源联网的电力系统中, 由于系统出现某种故障, 引起联网断路器两侧电源失去同步而需将断路器跳开, 以限制故障范围, 此时断路器的开断条件, 即为失步开断。其特点是断路器开断后, 断口两端分别承受与其相连接的系统电压, 极限情况是断路器两端出现极性相反的相电压。

根据失步故障的特点, 交流高压断路器标准对试验条件和试验方法作了如下规定:

- (1) 失步开断电流为额定开断电流的 25%。
- (2) 单相试验时, 外加电压和工频恢复电压应为:

$$1) \text{ 有效接地系统} \quad U = 2.0U_N/\sqrt{3} \quad (\text{kV})$$

2) 非有效接地系统

$$U = 2.5U_N/\sqrt{3} \quad (\text{kV})$$

式中:  $U_N$  为额定电压, kV。

(3) 试验操作方式为:

- 1) OP1: O—O—O, 试验电流为额定失步开断电流

的 30%。

2) OP2: CO—O—O, 试验电流为额定失步开断电流的 100%。

(4) 瞬态恢复电压的规定值见 GB 1984—2003。

试验结果的评定与短路开断和关合能力试验相同。

### 3.1.4 单相和异相接地故障试验

单相故障试验是指: 中性点固定接地系统中的单相故障, 试验应在远离机构的边极上进行。试验电压为额定相电压, 试验电流同 T100s, 为 100% 额定短路开断电流。

异相接地故障试验是指: 中性点非固定接地系统中, 接地故障出现在不同的相, 一个点在断路器的一侧, 另一个点在断路器的另一侧。试验可以在任一极上进行。试验电压为额定线电压, 试验电流为 87% 额定短路开断电流。

试验详细内容参见 GB 1984—2003。

### 3.1.5 容性电流的开断与关合试验

GB 1984—2003 将容性开合试验作了总体规定, 并根据断路器重击穿的性能将其分成两级: ①C1 级, 容性电流开合试验中具有低的重击穿概率; ②C2 级, 容性电流开合试验中具有非常低的重击穿概率。同时还规定了相应的试验回路、试验条件、试验方式和试验次数等。

(1) 线路充电电流的开断与关合试验 (试验方式 1: LC1; 试验方式 2: LC2)。

(2) 电缆充电电流的开断与关合试验 (试验方式 1: CC1; 试验方式 2: CC2)。

(3) 电容器组电流的开断与关合试验 (试验方式 1: BC1; 试验方式 2: BC2)。

72.5kV 及以上电压等级的断路器, 均强制要求做开断和关合线路充电电流试验。40.5kV 及以下电压等级的断路器, 均强制要求做开断和关合电缆充电电流试验。

电容器组开合试验为适用时的强制性型式试验项目。在开断和关合容性电流的过程中, 要求不产生危及系统绝缘的过电压。

开断和关合线路充电电流试验, 既可以在现场进行, 也可以在实验室进行。但现场试验结果只适用于工作在与试验回路一样条件下的断路器。

容性电流开合试验, 按“分”及“合分”操作进行, 试验次数较多。“合”时要使合闸发生在外施电压峰值的 15 电度内 (对三相试验出现在一相上); 对于分闸操作, 可以通过改变触头分离的时刻, 依次大约 6 电度, 来确定最短燃弧时间和最长燃弧时间。GB 1984—2003 中规定了相应的试验顺序。

无论 C1 级还是 C2 级断路器, 其试验方式见表 4.11-5。

表 4.11-5 容性电流开断关合试验方式

试验方式	脱扣器的操作电压	操作和开断用的压力	试验电流为额定容性开断电流的百分比 (%)	操作形式或操作顺序
1 LC1、CC1、BC1	最高电压	C1 级 (额定压力) C2 级 (最低功能压力)	10~40	O
2 LC2、CC2、BC2	最高电压	C1 级、C2 级 额定压力	≥100	CO

C2 级试验前应增加预备试验 T60。

GB 1984—2003 规定了各种电压等级下的容性电流 (线



路充电电流、电缆充电电流、电容器组电流)的开断与关合试验参数,其试验方法试验程序,详细介绍可参见 GB 1984—2003。

### 3.1.6 小电感电流的开合试验

开合小电感电流包括开合空载变压器、并联电抗器和高压电动机等。试验时,要求不产生由于“截流”所引起的危及系统绝缘的操作过电压,可在电网或试验室中进行试验。在实验室中,用等价回路进行模拟试验。具体试验条件和试验方法由用户和制造厂商定,可参见 IEC 61233。

### 3.1.7 负荷电流开断和关合能力试验

负荷电流就是开关设备正常运行时所负载的电流,一般是开关电器的额定电流或过载电流。其回路特点是功率因数为 0.65~0.75。一般的开关电器如断路器、负荷开关、熔断器等都要求具备开断负荷电流的能力。

GB 3804—2004 中规定了负荷开关开断有功负载开断电流的试验回路、条件及参数。要求负载为电阻和电感并联组成,且电源回路要求阻抗占整个回路总阻抗的 12%~18%,TRV 不小于 GB 1984 中 T100s 的规定。

### 3.1.8 母线转换电流开合试验

母线转换电流是隔离开关把负荷从一个母线系统转换到另一个母线系统时,隔离开关必须开断和关合的电流。一般要求额定电压 72.5kV 以上的隔离开关须具备此性能。额定母线转换电流是隔离开关在额定母线转换电压下应能开断和关合的最大电流。其值规定为 80% 的额定电流,最大值不超过 1600A。额定母线转换电压是隔离开关开断和关合额定母线转换电流时的最大工频电压。其值为几百伏(空气绝缘隔离开关)或几十伏(气体绝缘隔离开关)。视隔离开关的额定电压而定。该试验的试验方法可参见 GB 1985—2004。

### 3.1.9 试验结果判断

(1) 短路开断和关合试验过程中开关设备不应存在下述情况:

- 1) 表现出损坏的迹象。
- 2) 表现出极间有害的相互作用。
- 3) 表现出与相邻的试验设备之间的有害的相互作用。
- 4) 表现出可能危及操作者的性能。

(2) 短路开断和关合试验后开关设备应:

1) 其机械部件和绝缘件基本上和试验前的状态相同。外观检查通常足以验证绝缘性能。若有怀疑,按照规定实施状态检查就足以验证其绝缘性能。

2) 进行空载合闸和空载分闸操作,与试验前的相应操作进行比较且无明显的变化。

(3) 容性电流开合试验后断路器应:

1) 在其额定电压下能在直至其额定短路开断和关合电流的任何短路开断和关合电流下满意地操作。

2) 能承载其额定电流而温升不超过标准允许的温升值。对于 C2 级断路器,温升不超过允许值的 10K。

3) 绝缘材料内部不应有击穿、闪络的证据或痕迹,但灭弧装置中暴露于电弧的零件允许有适度的烧损。

4) 如果在容性电流开合试验中出现一次重击穿,且容性电流开合试验时的恢复电压峰值低于规定的绝缘状态检查试验的电压峰值,则应在外观检查之前实施绝缘状态检查试验,外观检查用来验证重击穿出现在弧触头之间。

5) 如果在容性电流开合试验中未发生重击穿,外观检查已经足够。

6) 对具有开断单元终身密封的断路器,无论其在试验过程中发生重击穿与否,只要在其容性电流开合试验时恢复

电压峰值低于规定的绝缘状态检查试验的电压峰值,则应进行状态检查试验。

## 3.2 内部故障试验

由于金属封闭开关设备或 SF<sub>6</sub> 封闭组合电器及预装变本身的特点,或异常的工作条件、误操作等原因,造成外壳内部的故障,可能引燃内部电弧。当引燃内部电弧时,不应伤及人,同时也不应影响开关设备相邻部分的运行。内部故障试验的方法见 GB 3906—2006、GB/T 17467—1998、GB 7674—2008。

## 3.3 短时和峰值耐受电流试验

短路和峰值耐受电流试验是考核产品在闭合状态下,耐受短时故障电流的电动力效应和热效应能力的试验。

### 3.3.1 受试产品

(1) 受试产品应安装在其本身的支架或等效的支架上,并配有本身的操动机构。

(2) 受试产品的触头接触压力应调到规定值的下限(对不可调的结构除外)。

(3) 配人力操动机构产品,以人为缓慢分、合闸各 3 次,机械转动的部分应灵活可靠。

(4) 配动力操动机构的产品,以规定的最低操作电(气、液)压分、合闸各 3 次,机械传动部分应灵活可靠。

(5) 带有电流互感器的断路器,试验时应将电流互感器二次绕组短接并可靠接地。

(6) 对金属封闭开关设备的主回路和接地回路进行试验时,应对性能或短路电流有影响的所有附件都装在金属封闭开关设备内一起进行考核。

(7) 试验前应测量主回路电阻(接地开关除外)。

### 3.3.2 试验方法

(1) 三相或单相短时和峰值耐受电流联合试验时,应在额定短路持续时间内的一次试验中同时获得规定的峰值耐受电流峰值和短时耐受电流有效值。若因试验设备条件限制不能满足要求时,可作如下处理:

1) 如不能在额定的短路持续时间内达到规定的值,则允许相应增加通流时间,但不得大于 5s。

2) 如不能获得规定的峰值耐受电流值时,则允许增大电流有效值,而相应地缩短通流时间。

3) 若短时和峰值耐受电流试验联合进行有困难时,可分开进行,此时短时和峰值耐受电流试验都应满足:①峰值耐受电流试验时,其通流时间不得小于 0.3s,且试验的  $I^2t$  值不应大于规定的  $I^2t$  值;②短时耐受电流试验时,其通流时间可以相应延长,但不得超过 5s。

(2) 三相试验(包括单独进行峰值耐受电流试验)时,三相电流交流分量有效值应尽可能相等,任一相电流有效值与三相电流有效值的平均值之差,不得大于平均值的 10%。短时耐受电流试验时, $I^2t$  值不得低于额定的  $I^2t$  值。峰值耐受电流试验时,峰值耐受电流峰值至少应有一边相不低于规定值。

### 3.3.3 试验判据

产品在承受短时和峰值耐受电流的作用后,应满足:

(1) 不影响产品正常工作的任何机械损伤,如绝缘子破裂,主要零部件明显变形。局部绝缘损伤而引起的绝缘性能降低(如有争议可用相应绝缘性能试验结果判断)。

(2) 不应当自动分闸及各种联锁失灵等。

(3) 未出现触头熔焊或有影响正常工作的烧伤(如有争议,则从额定电流下的温升是否超过规定值来判断);接地



装置触头则允许轻微熔焊,但操作应自如。

(4) 试验后应测量主回路电阻(接地开关除外),如果电阻的增加超过 20%,且目测无法查证的话,进行一次附加的温升试验是合适的。

## 4 温升机械试验

### 4.1 温升试验

温升试验的目的是检验开关设备长期通过额定电流时,各部位温升是否符合规定。是对开关设备的长期载流性能进行考核的一种试验项目。试验要在产品机械寿命试验前或后进行。各部分的温升均不能超过 GB/T 11022—1999 中规定的数值。

#### 4.1.1 开关设备状态

主回路的温升试验应在装有清洁触头的新开关装置上进行。如果适用,在试验前充以用作绝缘的合适的液体或处于最低功能压力的气体。

#### 4.1.2 设备的布置

空气流速不大于 0.5m/s。

考虑温升试验应该在试品最不利的位置上进行。

临时连接线的类型和尺寸应满足相关要求,并记入试验报告中。

热电偶焊接和埋设质量,对试验结果有一定影响,试验前,对每个热电偶的焊接和埋设情况都应进行检查。

#### 4.1.3 试验方法

每相试品两端的连接导线应水平安装,其截面应按规定选取,长度不应小于 2m。为了节省试验时间,在通电的初始阶段,可用大于额定值的电流将试品加热至预期温升的 80% 左右。然后,将电流降至额定值继续试验,直到各部位温升在 3h 内变化不超过 2K 为止。

三相试验时,应采取使三相电流平衡的措施,使三相电流相等。温度测量常用  $\phi 0.2\text{mm} \sim \phi 0.5\text{mm}$  的康铜—铜热电偶。热电偶的温度毫伏常数约为  $4\text{mV}/100^\circ\text{C}$ 。

#### 4.1.4 试验结果判断

(1) 已有温升极限规定的部位温升应不超过规定值。

(2) 如果主触头和弧触头分离但又并联,二者的温升均不能超过规定值。

(3) 线圈的允许温升应取温升极限最低的绝缘材料的值。

(4) 机械耐久试验后的温升要求,对于某些接触面镀银的开关产品,如果寿命试验后,镀银层被磨损掉或者所镶银片脱落,则温升允许值只能按照没有银层或银片的裸露状态考核。

### 4.2 回路电阻的测量

回路电阻的大小,能在一定程度上反映导电回路电接触连接的状态和装配质量。

回路电阻测量采用直流电压降法。测量回路电阻时的电流,不应引起试品的过热,使电阻改变。推荐选用 100A 至被试电器的额定电流之间的任一数值。当采用整流电源测量回路电阻时,至少应采用单相全波整流装置。其电压、电流的测量应选用能反映平均值的仪表。

### 4.3 机械性能试验

高压开关试验的设备运行实践表明:由于机械故障造成的事故,通常占总事故的 80% 左右。因此,提高产品的机

械性能,对安全运行有着非常重要的意义。

产品在进行机械试验前,必须按图纸和有关技术文件进行严格的机械检查。检查项目包括:行程参数、关键零部件的装配或调整尺寸、指示和电气控制的切换位置、控制回路的接线、本体和操动机构的安装和联系等。

#### 4.3.1 机械特性试验

机械特性是指触头在运动过程中行程与时间的关系。它对产品的开断和关合性能以及机械寿命影响都很大。

机械特性常用触头在运动速度和动作时间来表示。根据灭弧结构的需要,不同产品往往具有不同的机械特性。通常最重要的是刚分速度、刚合速度、最大分闸速度、分闸时间、合闸时间、自动重合闸无电流间隔时间、金属短接时间以及开关极间或断口间触头分合的不同期性等。

GB 1984—2003 中对参考的机械行程特性有特别规定,要求记录空载的行程曲线,以表征断路器的机械性能。内容为:①分闸和合闸操作的机械行程特性;②传感器的安装位置应在试验报告中说明;③合闸时间;④分闸时间。

机械特性测量,目前通常用内含微机的机械特性测定仪进行。利用开关主触头的开闭和与特征距离相应的辅助触头的开闭及分合闸线圈的通断作为输入信号是门电路翻转的时间计数器,配以微机来测定有关的时间量,并按键入的特征距离,如行程或刚分(合)后(前)的一段距离,计算出相应的速度值。机械特性测定仪测得的特性曲线如图 4.11-7 所示。

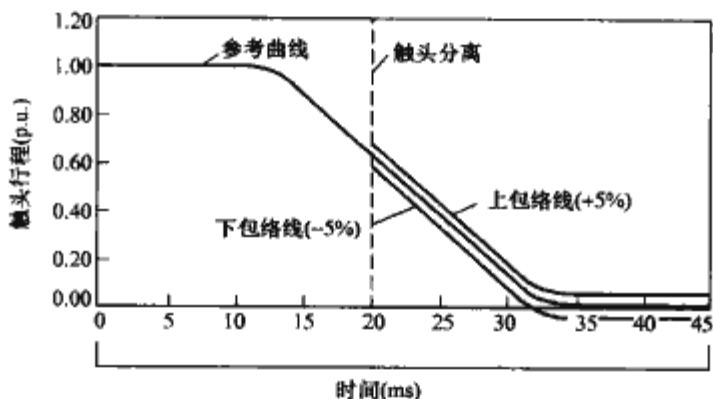


图 4.11-7 具有以参考曲线为中心的规定的包络线 (+5%, -5%) 的参考机械行程特性 (理想曲线)

注:本例中触头分离时刻为  $t=20\text{ms}$ 。

机械试验前后要记录的断路器特性和整定值如下:

- (1) 合闸时间。
- (2) 分闸时间。
- (3) 分合闸同期性(同极各单元及极间)。
- (4) 操动装置的恢复时间。
- (5) 控制回路的损耗。
- (6) 脱扣装置的损耗及脱扣器的电流。
- (7) 分闸或合闸指令的持续时间。
- (8) 密封性。
- (9) 气体压力或密度。
- (10) 主回路电阻。
- (11) 时间—行程特性曲线。
- (12) 制造厂规定的其他重要特性。

#### 4.3.2 机械操作试验

##### 4.3.2.1 周围空气温度下的机械操作试验

机械操作试验的目的,是检查产品在规定的操作能源下,正常工作的能力以及在最高工作气压(或液压)和最低操作电压组合的情况下,能正确可靠地按规定的次数连续进行合闸、分闸和自动重合闸操作。



GB 1984—2003 以机械操作试验的称谓代替机械寿命试验,并分为等级,其他产品标准仍沿用旧习惯,使用机械寿命试验。不同产品的机械寿命试验方法是一致的,且判断结果没有区别。机械寿命是指在不更换开关设备零件及规定的机械特性条件下,验证开关设备能否操作规定的空载操作次数,考核各零部件的耐磨损能力。试验时,试品状态必须与实际工作状态一致,要考虑风力和母线拉力的综合作用。

GB 1984—2003 中规定断路器的机械操作试验应由 2000 次操作循环组成(见表 4.11-6)。机械操作分为 M1 级(2000 次)和特殊使用要求下断路器延长的机械寿命试验的 M2 级(10 000 次)。

表 4.11-6 额定操作顺序的次数

操作顺序	控制电压 和操作压力	操作顺序次数	
		自动重合闸断路器	非自动重合闸断路器
C—t <sub>a</sub> —O—t <sub>a</sub>	最低	500	500
	最高	500	500
	额定	500	500
O—t—CO—t <sub>a</sub> —C—t <sub>a</sub>	额定	250	—
CO—t <sub>a</sub>	额定	—	500

无论试品在试验中或试验后都应达到:能够正常操作、能够承载额定电流、能够关合、开断其额定短路电流及按照其额定绝缘水平承受电压。

(1) 每 2000 次机械操作前后应记录机械特性试验规定的动作特性。

(2) 试验中,按指令动作,无指令不动作。

(3) 试验后,所有部件,包括触头无过度磨损。

(4) 机械部件的任何变形不得对断路器的操作有不利影响,不得妨碍可更换零件的正常装配。

(5) 试验后其分闸位置的绝缘性能不能降低,对于密封的断路器应进行相应的作为状态检查的电压试验。

#### 4.3.2.2 严重冰冻条件下的操作试验

严重冰冻条件下的操作试验,仅适用于具有可动的外部部件的断路器和隔离开关,规定的结冰厚度(mm)等级为 1、10、20mm。通常认为 10mm 覆冰和 20mm 覆冰是严重冰冻条件的典型情况。一般应在装有为适应母线转换电流开合能力(仅对隔离开关)和感应电流开合能力(仅对接地开关)的需要所带的附件隔离开关和接地开关上进行试验。

详细的试验方法参照 GB 1985—2004。

#### 4.3.3 密封试验

对充油气体、液体介质或真空介质的产品,都必须试漏,以检验各密封部位的密封性能。

通常用气泡法检验空气断路器和起动机构各部位的密封性能。SF<sub>6</sub> 高压开关设备的密封试验、试验项目分为常温下和高、低温下的密封试验。试验方法有定性和定量两种,详见 GB/T 11022—1999。

充油开关电器的密封试验一般是在充油后放置 24h,而且在机械性能试验中无渗漏现象。如果条件许可,可以加一定压力进行试验。

真空灭弧室的密封试验采用电磁法进行真空度测量,测量两次真空度(时间间隔为 1~4 周),可计算出真空灭弧室的允许储存期。试验方法详见 GB/T 11022—1999。

#### 4.3.4 防雨试验

考核户外产品的防雨性能,需将试品置于淋雨装置下进行防雨试验。雨量不应小于 3~10mm/min 雨滴与水平面成

45°角,从试品最不利的方向淋雨,要求试品内部的防水部位不应有渗水痕迹。试验方法详见 GB/T 11022—1999。

## 5 电磁兼容(EMC)试验

只对二次系统进行 EMC 试验。在二次系统中,感应的电磁干扰的幅值不超过 1.6V,不会造成损坏或引起误动。这既适用于正常运行,也适用于开合操作,包括开断主回路中引起的故障电流。

二次系统包括:

(1) 控制和辅助回路,包括装在开关设备和控制设备上的或在其邻近的中央控制柜中的回路。

(2) 作为开关设备和控制设备组成部分的监视、诊断等设备。

(3) 作为开关设备和控制设备组成部分的与仪用互感器二次端子相连的回路。

在许多情况下,二次系统可以分成几个主要的分系统,如断路器的中央控制柜或在 GIS 间隔中断路器的成套控制柜。

对于开关设备和控制设备的主回路,在正常运行但不进行开合操作时,辐射电平使用无线电干扰电压试验来验证的。有开合操作引起的辐射是偶然发生的。因此上述辐射的频率和电平是正常电磁环境的一部分。二次系统如果包括电子设备和元件,则规定作如下抗扰性试验:①冲击电压试验;②电气快速瞬态/脉冲群试验;③振荡波抗干扰性试验。

试验电压只应该加在二次系统或被试试品分装的外部接口上。如果没有外部接口,则试验电压应该加在二次系统内部合适的端子上,被试端子由制造厂选择。

### 5.1 冲击电压试验

该试验室耐受试验模拟高能脉冲的效应,冲击电压峰值为 5kV,按照 GB/T 14598.3 进行。

### 5.2 电气快速瞬态/脉冲群试验

该试验模拟在二次回路中开合引起的情况,试验电压为 2kV,按照 IEC 61000-4-4 规定进行。

### 5.3 振荡波抗干扰性试验

该试验模拟在主回路中开合引起的情况,按照 IEC 61000-4-12 规定的试验电压波形和持续时间来进行。

应按下述频率(容差±30%)进行阻尼振荡波试验:①对于 GIS 的二次系统为 100kHz、1MHz、10MHz、50MHz;②其他情况,100kHz、1MHz。

试验应既对共模进行又对差模进行。对于共模试验,电压为 2.5kV;对于差模试验,电压为 1.0kV。

二次系统在以上试验过程中和试验后应不发生永久性的损坏,各项试验后仍是完全可以工作的。在电气快速瞬态/脉冲群试验和振荡波抗扰性试验时,规定某些部分功能的暂时丧失是允许的。

## 6 环境适应性试验

### 6.1 湿热带气候条件试验

湿热带地区使用的高压开关设备及其操动机构的型式试验项目,除包括前述相应的普通型产品型式试验项目外,还应增加下列湿热带气候条件试验:

(1) 湿热试验(检查产品防潮性能)。



- (2) 霉菌试验 (检查产品防霉性能)。
- (3) 淋雨状态下的外部绝缘工频电压试验。
- (4) 防雨试验。

后两项试验的目的与普通型产品的防雨试验及淋雨状态下的外绝缘工频电压试验相同。但由于湿热带地区降雨强度高, 因此, 降雨量取 3~10mm/min。

6.2 高原气候条件试验

我国高海拔地区的海拔和最高气温及最低气温的关系见表 4.11-7, 最低气温不低于-30℃, 户内空气相对湿度不大于 85% [相当 (20±5)℃时]。

表 4.11-7 海拔和最高气温及最低气温的关系

海拔 (m)	1000	2000	3000	4000
最高气温 (℃)	40	35	30	25
最低气温 (mmHg)	656	581	514	454

注 1mmHg≈133.32Pa。

使用在高海拔地区 (1000~4000m) 的高压开关设备, 由于气温降低值足够补偿海拔对温度的影响, 因而在实际使用中, 额定电流值可以保持不变。如试验地点在海拔高度超过 1000m 时, 其温升限度应按从海拔 1000m 为基准, 每升高 100m 增加 0.4℃进行校正。

安装在高海拔地区的高压开关设备的外部绝缘, 在使用地点试验时, 不应低于高压电气设备绝缘试验标准的规定值。如试验地点的海拔低于 1000m 时, 外绝缘的冲击和工频干试验电压应按下式进行校正

$$U = U_T [1 + 0.10(H - 1)] \quad \text{kV}$$

式中:  $U_T$  为按标准规定的试验电压, kV;  $H$  为产品使用地点的海拔, km。

如果沿瓷件表面进行工频湿试验时, 其增加部分应再乘以 0.76。

6.3 严酷气候条件试验

本试验适用于在凝露和污秽方面比正常使用条件更严酷的使用条件下使用的户内高压金属封闭开关设备 (充有绝缘气体的不适用)。

按凝露和污秽联合作用的严酷程度, 将开关设备分成三类: 0 类、1 类和 2 类 (0 类相当于正常使用条件)。对 1 类和 2 类设计的开关设备要进行严酷气候条件下的试验, 试验方法见 GB 3906 的规定。

6.4 高低温试验

高低温试验的目的, 是检验产品在高温和低温下工作的可靠性。要求密封性能稳定, 能正确完成各种规定程序的操作, 运动特性无明显变化, 仍能符合技术条件的规定。详细参见 GB 1984—2003。

常常作为环境适用性各项试验方法的替代办法, 则是由制造厂提供开关设备较为良好的现场运行经验资料来证明已有的某开关设备符合相关要求。

对于高压开关设备安装投运前的调试, 在运行和检修过程中的预防性试验和交接试验, 以及新开发的高压开关设备挂网试运行等, 可按在相关规程进行。

## 参 考 文 献

- [1] 机械工程手册电机工程手册编辑委员会. 电机工程手册: 输变电、配电设备卷(2版)[M]. 北京: 机械工业出版社, 1997.
- [2] H·霍夫特, H·G·施奈德. 电接触. 北京: 机械工业出版社, 1988.
- [3] 程礼椿. 论接触电阻模型与应用问题. 高压电器, 1993, 2: 34-40.
- [4] 张节容, 钱家骊, 王伯翰, 等. 高压电器原理和应用. 北京: 清华大学出版社, 1989.
- [5] 程礼椿. 触头热计算应弄清的基本概念. 高压电器, 1995, 6: 36-40.
- [6] 钱家骊. 高压电器书籍中一些公式的探讨. 高压电器, 1991, 1: 30-26.
- [7] 荣命哲. 电接触理论. 北京: 机械工业出版社, 2004.
- [8] T. Bregel, W. Kraws—Vogt, et al. On the Application of W/Cu Materials in the Fields of Power Engineering and Plasma Technology. IEEE Trans. CHMT, 1991, 14(1): 8-13.
- [9] P. G. Slade. Advances in Material Development For High Power Vacuum Interrupter Contacts. 16th ICEC, Langhborangh, 1992; 1-10.
- [10] B. Gellert, E. Schade and E. Dullni. Measurement of Particles and Vapor Density after High—Current Vacuum Arcs by Laser. Techniques. IEEE Trans. 1987, 15(5): 546-551.
- [11] B. Gellert, E. Schade. Optical Investigation of Droplet Emission in Vacuum Interrupters to Improve Contact Materials. Proc XIVth Int Symp. on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, Sanfe Fe, USA, 1990: 450-454.
- [12] S. Yanabu, T. Tsutsumi, K. Yokokura, et al. Recent Technical Developments in High—Voltage and High—Power Vacuum Circuit Breakers. IEEE Trans. ps, 1989, 17(5): 717-723.
- [13] M. Glinkowski, A. Greenwood, et al. Capacitance Switching with Vacuum Circuit Breakers. IEEE Trans. Power Delivery, 1991, 6(3): 1088-1095.
- [14] I. Ben fallo, A. delorenzi, et al. Life Tests on Vacuum Switches Breaking 50kA Unidirectional Current, IEEE Trans. Power Delivery, 1991, 6(2): 824-832.
- [15] U. Reininghans. Electrode Materials and Their Switching Characteristics in High Vacuum. 11th ICEC, 1982, Berlin: 309-313.
- [16] L. Czarnecki, M. Lindmayer. Experimental and Theoretical Investigations of Current Chopping in Vacuum With Different Contact Materials, 13th ICEC, 1986, Lausanne: 128-134.
- [17] 尚振球. 三相交流电路非同期短路时电动力的计算. 高压电器, 1989, 4: 3-7.
- [18] Hartwig Stammberger. Force calculations for the movable contact of circuit breakers. 19<sup>th</sup> International Conf. on Electrical Contact phenomena [C], Nuremberg, Germany, 1998: 369-374.
- [19] F. Christian. Electrodynamic repulsion between electric contacts with arbitrary current density distribution. IEEE Trans. On Components, Hybrids, and Manufacture Technology[J], 1986, 9(2): 188-189.
- [20] 张冠生. 电器理论基础[M]. 北京: 机械工业出版社, 1996.
- [21] Yoshihiro Kawase, Hiroyuki Mori, Shokichi Ito. 3-D finite element analysis of electrodynamic repulsion forces instationary electric contacts taking into account asymmetric shape. IEEE Trans. On Magnetics [J], 1997, 33(2): 1994-1999.
- [22] 李建基. 高压电器. 北京: 机械工业出版社, 1995.
- [23] 纪敏铎. 高压直流断路器的研制现状. 高压电器, 1990, (1): 26-33.
- [24] 吉嘉琴, 张立超. 高压直流断路器的研制现状. 高压电器, 1989, 6: 54-58.
- [25] 王章启. 关于触头排斥电动力. 高压电器, 1987, 4: 26-27.
- [26] 王其平. 电器电弧理论. 北京: 机械工业出版社, 1991.
- [27] 刘绍峻. 高压电器. 北京: 机械工业出版社, 1989.
- [28] 王季梅. 真空开关理论及其应用. 西安: 西安交通大学出版社, 1986.
- [29] 尚振球, 郭文元. 高压电器. 西安: 西安交通大学出版社, 1992.
- [30] 曹荣江, 顾宽鸿, 盛勇. 三相电路开断过程的波形和矢量解析法. 高压电器, 1992, 2: 3-12.
- [31] 清华大学, 西安交通大学. 高电压绝缘. 北京: 北京电力工业出版社, 1980.
- [32] (苏) A. M·扎列茨基. 高压电器的绝缘. 李纪, 译. 北京: 机械工业出版社, 1965.
- [33] (加) E·库弗尔, (德) W. S·岑格尔. 高电压工程基础. 邱毓昌, 戚庆成, 译. 北京: 机械工业出版社, 1993.
- [34] 冯慈璋. 电磁场. 2版. 北京: 高等教育出版社, 1983.
- [35] 楼家法. 高压开关机构设计. 北京: 机械工业出版社, 1981.
- [36] 顾丕骅. 高压开关传动机构传动比的矢量分析法. 高压电器, 1989, 5: 8-13.
- [37] 沈丰修. 高压开关运动系统等效质量的计算. 高压电器, 1994, 6: 13-18.
- [38] H. Knobloch, 等. 用气流场和电场计算优化高压自能灭弧室. CIGRE, 2004.
- [39] 牟京卫. SF<sub>6</sub>断路器开断过程的数值模拟. 高压电器, 2000, 6.
- [40] L. S. Frost and R. W. Liebermann. Composition and transport properties of SF<sub>6</sub> and their use in a simplified enthalpy flow model. Proc. IEEE, 1971, 59(4): 474-485.
- [41] 张文兵, 荣命哲, 牟京卫. 126kV自膨胀灭弧室空载时的压力特性研究. 高压电器, 1: 2004.
- [42] 张文兵, 高文, 牟京卫. LW36型自膨胀式断路器设计和结构的讨论. 高压电器, 2001, 1: 17-19.
- [43] 黎斌. SF<sub>6</sub>高压电器设计. 北京: 机械工业出版社.
- [44] 王季梅. 真空电弧理论研究及其测试. 西安: 西安交通大学出版社, 1993.



- [45] 苑舜. 真空断路器开断与关合不同负载时的操作过电压. 北京: 中国电力出版社.
- [46] 陈慈萱, 马志瀛. 高压电器[M]. 北京: 水利电力出版社, 1987.
- [47] 马志瀛. 并联电力电容器单台保护用高压熔断器的特殊性能要求. 电工技术杂志 [J]. 1985, (1): 5-10.
- [48] 马志瀛, 董新, 黄宝丰, 等. 并联电力电容器用熔断器的拉力与分断特性. 西安交通大学学报[J]. 1993, (1): 79-84, 90.
- [49] 王季梅. 高压交流熔断器[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 2000.
- [50] 王季梅. 真空熔断器及其产品开发[M]. 北京: 中国电力出版社, 2006.
- [51] Catalogue. An SF<sub>6</sub> Fuse Link with a Full Fault Range Breaking Capability (Patents Applied For). Yorkshire S & E Co. Ltd, 1987.
- [52] 陈堂. 配电系统及其自动化技术. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [53] 游一民. 中压电器设备的现状与发展, 电气时代, 2005, 1.
- [54] 程福雁, 郑军. 关于架空网络中几种供电模式的探讨. 高压电器, 2001, 4.
- [55] 刘健. 配电自动化系统(2版). 北京: 中国水利水电出版社, 2003.
- [56] 张建忠, 程明, 潘苏平. 紧凑型箱式变电站及其智能化的实现. 高压电器, 2004, (5): 349-354.
- [57] 上海超高压输变电公司. 常用中高压断路器及其运行. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [58] 林莘. 现代高压电器技术. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [59] 管日升. 中压断路器弹簧操动机构设计中的特性配合问题. 中国电机工程学报, 1985. 5. 3.
- [60] 张节容, 钱家鹏, 王伯翰, 等. 高压电器原理和应用. 北京: 清华大学出版社, 1989.





## 第5篇 绝缘子和避雷器

主编单位：清华大学 西安西电避雷器有限责任公司 重庆大学

主 编：王黎明 贾东旭 蒋兴良

编写人员：关志成（清华大学）

王黎明（清华大学）

贾东旭（西安西电避雷器有限责任公司）

蒋兴良（重庆大学）

舒立春（重庆大学）

周 军（中国电力科学研究院）

杨济三（清华大学）

滕国利（淄博泰光电力器材厂）

任贵清（大连电瓷有限公司）

张福增（南方电网技术研究中心）

刘平原（广东电网公司电力科学研究院）

杨晓洪（中国电力科学研究院）





# 第1章 绝缘子

## 1 绝缘子的概述

电能的传输主要通过架空输电线路，传输电能的导线处于高电位，杆塔处于地电位。绝缘子作用架空输电线路的重要组成部分，其作用一方面使导线和杆塔在电气上绝缘，另一方面使导线和杆塔在机械上相连。导线自重及导线的风载、覆冰等各种机械力都要通过绝缘子传递给杆塔。因此，绝缘子要同时满足电气性能和机械性能两方面的要求。

变电站的电气设备如变压器、断路器、电压互感器、电流互感器、避雷器、隔离开关等设备都有瓷套、棒形支柱等部件，这些部件同时起着电气绝缘和机械支撑的作用，也统称为绝缘子。

用于架空线路的绝缘子称为线路绝缘子，在电站用于支持母线或隔离开关的绝缘子称为电站支持绝缘子。瓷套类电站绝缘子的作用是作为电压互感器、电流互感器或避雷器等设备的容器及绝缘护套。绝缘子的另一个种类是电缆端头，通过它将电缆和架空线路相连。

根据用途的不同，线路绝缘子又可细分为几种不同的类型。在杆塔上用于悬挂架空导线的线路绝缘子称为悬式绝缘子；在线路的始、末端，线路转弯处以及其他部位，需承受导线张力的绝缘子称为耐张绝缘子。悬式绝缘子和耐张绝缘子都是固定在和塔柱相连的塔臂上，两者的结构和形状可能是一样的，但悬挂方式和作用不同。悬式绝缘子是垂直悬挂或V形悬挂，而耐张绝缘子是水平悬挂，对机械强度要求较高，往往采用多串并联的方式。在城区为了减少线路走廊，架空线路常采用横担绝缘子，横担绝缘子同时起绝缘和横担的作用。

在电气方面绝缘子除了承受长期工作电压的作用外，还要承受暂态的操作和雷电过电压作用，要求绝缘子在承受这些电压作用的过程中，不发生绝缘击穿，不发生沿面闪络，更不能造成损坏；在机械性能方面，要求绝缘子在长期的机械荷载作用下能稳定可靠地工作，同时要求对飓风和地震也有较好的承受能力。绝缘子除了电气性能和机械性能方面的要求外，还要有较好的耐候性能和抗老化能力，要求绝缘子能抵御雨雪冰霜、风吹日晒、酷暑严寒，在各种恶劣气象条件下都能稳定可靠工作，并且应有几十年的使用寿命。

### 1.1 绝缘子的分类（按材料分类）、外形结构和型号

绝缘子的种类繁多，有多种分类的方法。

(1) 按用途和结构分类，可分为线路绝缘子和电站、电器绝缘子。其中线路绝缘子是用在架空电力线路和电气化铁道牵引线路的绝缘子，按其结构分为针式、盘形悬式、线路柱式、长棒形和横担等多种形式；而电站、电器绝缘子是用在电站和电器的绝缘子，按其结构分为针式支柱、套管、棒形支柱和空心绝缘子。

(2) 按绝缘和连接形式的不同，高压绝缘子可分为三类：一是用作导电体和接地体之间的绝缘和固定连接，如隔离开关安装触头的支柱绝缘子，通常我们把此类绝缘子简称为绝缘子（insulator）；二是用作电器内绝缘的容器，如电

流互感器的瓷套等，通常我们称此类绝缘子为瓷套（hollow porcelain）；三是用作导电体穿过接地隔板、电器外壳或墙壁的绝缘部件，如变压器的出线套管等，通常我们称此类绝缘子为套管（bushing）。

(3) 按采用的绝缘材料划分，绝缘子可分为电瓷、玻璃和复合绝缘子三大类。电瓷和玻璃绝缘子由无机材料制作，复合绝缘子又称合成绝缘子，由至少两种有机材料制作，也称为有机绝缘子或非瓷绝缘子。电瓷绝缘子已有100余年的使用历史，玻璃绝缘子的使用历史也有70多年，复合绝缘子的历史较短，20世纪70年代才成功用于电力系统外绝缘。半导体釉绝缘子是一种特殊形式的电瓷绝缘子，它是在普通电瓷绝缘子表面涂一层半导体釉，主要用于污秽地区。

绝缘子的分类反映出不同绝缘子的结构、用途、材料、连接形式以及性能等各个方面的特点，如表5.1-1所示为比较常规的几种绝缘子分类方式。

表 5.1-1 绝缘子的分类方式

分类依据	类 别
电压种类	交流绝缘子：用于交流电压 直流绝缘子：用于直流电压
电压高低	高压绝缘子：额定电压 $U_N > 1\text{kV}$ 低压绝缘子：额定电压 $U_N \leq 1\text{kV}$
主绝缘材料	瓷、玻璃、有机材料
击穿可能性	A型绝缘子(不可击穿)： $\delta/L_d \geq 1/3$ (浇铸树脂)或(其他材料) B型绝缘子(可击穿)： $\delta/L_d < 1/3$ (浇铸树脂)或(其他材料)

注  $L_d$ 为干闪络距离； $\delta$ 为击穿距离。

#### 1.1.1 瓷绝缘子

##### 1.1.1.1 电瓷材料及其特性

电瓷作为一种传统的无机绝缘材料，能耐受不利的大气环境和酸碱污秽等的长期作用而不受侵蚀，具有良好的绝缘性能、耐候性和耐热性，抗老化性好，具有足够的电气和机械强度。因此电瓷被广泛地应用于电力系统中。至今，同玻璃绝缘子、复合绝缘子相比，瓷绝缘子仍然是电力系统中使用最广泛的绝缘子。

电瓷作为陶瓷工业的一种，是将黏土或与黏土类似的无机物质做成可塑性状态，干燥后在足够高的温度下熔融并烧结成玻璃相。瓷的内部是结晶相、少量气孔和不均匀玻璃相构成的复合体。图5.1-1所示为绝缘子用瓷的典型显微镜照

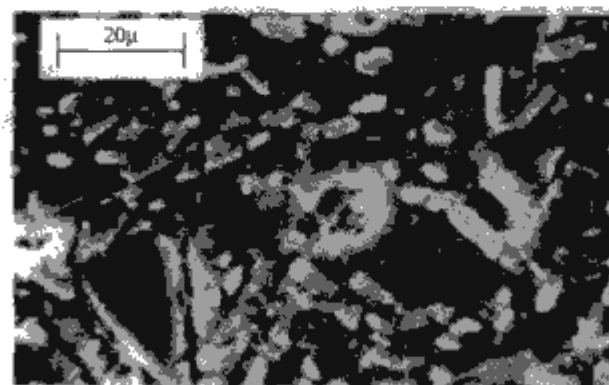


图 5.1-1 绝缘子用瓷的典型显微镜照片  
(侵蚀 10s, 0℃, 40%hf)



片。照片显示了嵌入玻璃相和孔隙中的不均匀的硅酸盐晶体。瓷的理化特性主要由构成其微观结构组织的结晶相及玻璃相的种类与数量来决定。组成瓷绝缘子的颗粒的大小数量级为微米级。颗粒大小决定着瓷的基本性质。颗粒细腻,则相互间的结合力强,形成的瓷介质均匀,机械强度高,性能稳定。但是,颗粒细腻意味着干燥、成形和烧结等制造技术的难度加大。

绝缘子用瓷是由石英、长石和黏土焙烧而成,一般绝缘子用瓷可以分为长石质普通瓷、含氧化铝瓷。

长石质普通瓷以硅石、长石、黏土为原料,其典型的坯料调合比为:硅石 15%~30%,长石 20%~40%,黏土 40%~60%。烧成温度约为 1200℃,烧成后的瓷成分以 10%~20%的石英与 10%~20%的莫来石结晶相存在,剩下的为不均质的玻璃相。在结晶中,石英作为原料而配合的硅石,一部分因溶解而残留下来,莫来石为黏土与长石在高温反应下的生成物。坯料的颗粒成形良好,但机械强度低,试片的上釉弯曲强度为 60~100MPa,由于其价格便宜,制作简单,现在仍广泛地适用于不需要高强度的绝缘子、瓷套中。

含氧化铝瓷是以改善长石质普通瓷的机械强度为目的而开发的高强度瓷。原料中用 10%~40%的氧化铝代替硅石,烧成后的瓷件中以含 10%~40%的氧化铝结晶为特征。氧化铝以外的结晶相为 8%~20%的莫来石与 10%以下的石英。这种瓷的机械强度比长石普通瓷高,其原因是氧化铝结晶所具有的高弹性系数(纵向弹性系数)与固有强度强化了玻璃质基体,同时减少了在长石质普通瓷中所见到的导致强度降低的粗石英颗粒比例。因而含氧化铝量越多,石英越少,强度越高,试片的上釉弯曲强度可达到 120~170MPa。然而,坯料的成本较普通坯料为高,并且比重大。若不改变绝缘子的形状,则会增加制成品的重量。

另外有一种日本特有的方石英瓷,它以含有方石英结晶为特点,其强度较高。方石英瓷是在瓷中含 15%~40%的方石英结晶为特征的高强度瓷。除方石英外的其余结晶为 20%~25%的莫来石与 3%~15%的石英。试片的上釉弯曲强度在 100~140MPa 以上,接近含氧化铝瓷的强度。

方石英结晶是由陶质原料中所含的微细石英在烧成过程中变化生成的。这种瓷具有与含氧化铝相当的强度,成形性也良好,烧成时玻化范围宽,厚壁的绝缘子也具有使其内部玻化致密等特征,但反之也存在热膨胀系数大,在 200℃附近由于方石英所具有的膨胀拐点,对抗异常的热冲击能力要比其他瓷类低一些等缺点。方石英结晶作为成本与性能平衡兼优的绝缘子用瓷,广泛地用于绝缘子和瓷套。特别是实心绝缘子,能使方石英瓷的优点得以最大限度的利用,即使具有最大杆径达 210mm 和厚壁的绝缘子也能致密地玻化,抗外力性能极高。

一般来说,均匀电场中薄瓷片(厚度 1.5mm)有很高的电气强度(工频时为 17~22kV/mm),在雷电冲击电压下的电气强度更高,比工频下高 50%~70%。随着瓷壁厚度的增加,瓷质的不均匀性增加,使瓷的电气强度显著降低。通常瓷件壁厚不超过 30~40mm。通常较厚的瓷壁可用几个薄瓷件胶合而成。

瓷是一种脆性材料,它的抗压强度比抗拉强度大得多。普通上釉电瓷试样的抗压强度达 50kN/cm<sup>2</sup>,抗弯强度不低于 8kN/cm<sup>2</sup>,但抗拉强度却只约 3kN/cm<sup>2</sup>。不上釉的瓷,表面粗糙容易开裂,机械强度要低 10%~20%。瓷件截面积增加,机械强度要降低。电瓷的机械强度与其受力情况以

及结构形状,即附件的结构和组装方法有很大关系。为了使电瓷有较高的机械强度,设计时应尽可能使瓷承受压应力。

### 1.1.1.2 悬式(盘形)瓷绝缘子

悬式(盘形)瓷绝缘子(disk type suspension porcelain insulator)是使用最普遍和最重要的一种线路绝缘子。这种绝缘子由瓷件、铁帽和钢脚,用不低于 500 号硅酸盐水泥、瓷砂或石英砂胶合剂胶装而成。铁帽及钢脚与胶合剂接触表面薄涂一层缓冲层。钢脚顶部有弹性衬垫,瓷件表面一般上白釉。根据需要也可以上棕釉或者蓝灰釉。铁帽、钢脚表面全部热镀锌。球形连接结构的推拉式弹性锁紧销有 W 形和 R 形两种形式,可用钢或铜材制成,弹性及防腐性好,拆装方便。槽形连接有圆柱销和驼背形开口销。悬式瓷绝缘子有普通型、防污型、空气动力型、漩涡型以及直流绝缘子等,图 5.1-2 所示为部分绝缘子的实物图。

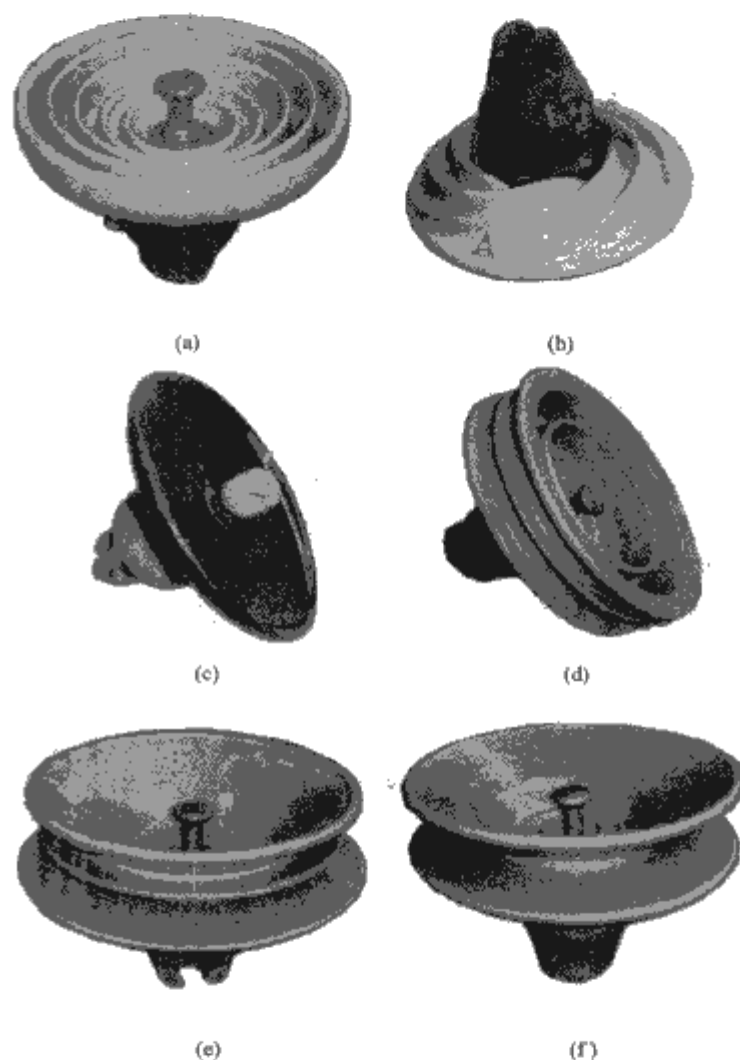


图 5.1-2 不同类型绝缘子实物照片

(a) 钟罩型; (b) 漩涡型; (c) 空气动力型; (d) 长爬电距离(以下简称爬距)防污型; (e) 三伞裙防污型; (f) 双伞防污型

需要说明的是,对于同一等级,同一类型的绝缘子,生产厂家不同,绝缘子的结构也可能有差别,但是它们的结构参数都应该满足相应的标准要求。图 5.1-3 给出了两个不同

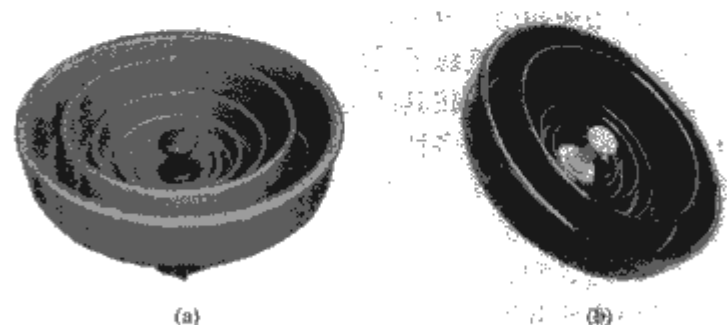


图 5.1-3 同等级的 XZP-300 直流绝缘子外形

(a) 厂家 1; (b) 厂家 2



厂生产的直流悬式瓷绝缘子 XZP-300 的实物照片, 可以看到图 5.1-3 (b) 绝缘子的第二、三条棱的长度差距较图 5.1-3 (a) 相应的棱差距小。两个厂同一型号的绝缘子结构参数是相同的, 相应的结构参数是: 公称直径为 400mm, 结构高度为 195mm, 爬电距离为 635mm。不同厂相同等级绝缘子的具体结构形状不同, 是源自于不同的设计思想。

一般来说, 绝缘子伞形结构的设计反映出其电气性能方面的特点, 因为绝缘子在电气性能方面起作用的就是伞盘。图 5.1-4 所示为普通型悬式瓷绝缘子的伞形结构简图, 其主要的形状结构参数包括结构高度、公称直径、爬电距离 (泄漏距离)、表面积、 $L/H$ 、形状系数、棱下系数、造型系数、片间最短距离、片间爬距/片间距、棱端距之和、上表面倾角和次外棱长等。这些参数也是绝缘子的定型参数。下面对其中部分参数的含义给予解释。

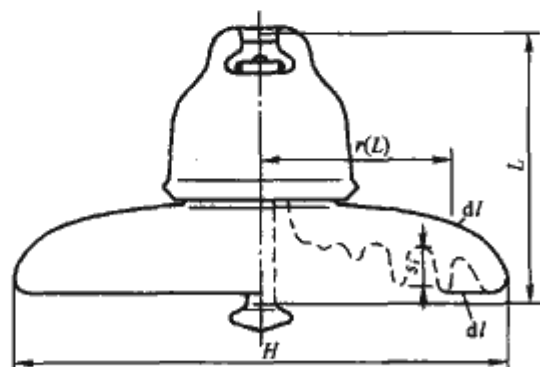


图 5.1-4 普通型悬式瓷绝缘子的伞形结构简图

(1) 形状系数为

$$f = \frac{1}{2\pi} \int_0^{L_c} dl/r(L) \quad (5.1-1)$$

式中:  $dl$  为外绝缘表面爬电距离微段;  $r(L)$  为爬电距离微段到绝缘子回转轴的距离;  $L_c$  为绝缘子总爬电距离。

形状系数  $f$  表示: 在绝缘子表面湿污层电导率相同的情况下, 其值越大的绝缘子表层电阻值越大, 其耐污闪性能也越好。

(2) 棱下系数为

$$k = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n s_i/d_i \quad (5.1-2)$$

式中:  $n$  为棱数,  $d_i$ 、 $s_i$  分别为第  $i$  棱与第  $i-1$  棱的棱端距与槽深。根据经验,  $k=0.7\sim 1.1$  时, 绝缘子的直流耐污闪性能较佳。

(3) 造型系数为

$$F = DL/H^2 \quad (5.1-3)$$

式中:  $L$ 、 $H$ 、 $D$  为绝缘子三要素: 爬距、高度、盘径。

(4) 单位高度爬距  $L/H$ 。普通型绝缘子的单位高度爬电距为 2.0~2.3, 耐污型绝缘子要求不小于 3.0。对直流耐污型绝缘子 IEC 规定为 2.5~3.0。

实际设计和生产中根据不同的需要, 结合上述绝缘子结构定型参数, 确定出不同的伞形结构, 设计出不同的绝缘子, 以满足运行部门的需要。通常普通型绝缘子瓷件伞裙的棱与棱之间留有较大的间隙。棱槽宽, 清洁方便, 钢脚球头一般均伸出在瓷裙外有利于带电作业。双层或者三层伞结构耐污绝缘子爬距大、伞形开放、裙内光滑无棱、积灰速率低、风雨自洁性能好。绝缘子串元件结构高度和

盘径配合适当可以提高串的湿闪络电压, 因此常要求缩小绝缘子头部, 增大盘径和缩短脚。但是过短脚以及盘径过大都不便于带电作业, 在考虑输电线路覆冰和淋雨情况下时, 钢脚过短很容易使绝缘子伞裙桥接, 降低闪络电压。通常机电破坏强度较高的绝缘子, 其钢帽的尺寸较大, 结构高度较高, 因此, 盘径应该相应增大。

实践经验得出: 绝缘子的垂直闪络距离和水平闪络距离的比在 1.1~1.3 之间较为适合。钟罩形耐污悬式瓷绝缘子 (见图 5.1-5) 吸收了欧、美和日本防雾型绝缘子

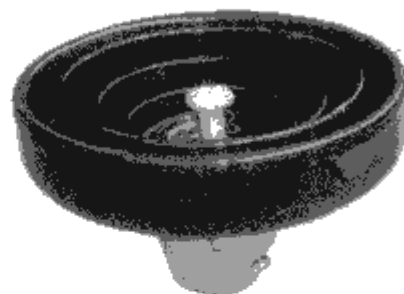


图 5.1-5 钟罩形防污绝缘子

(fog type insulator) 的结构特点, 利用伞内外受潮的不同周期性及伞下高棱的抑制放电作用, 防污性能较好, 人工污秽和自然污秽试验结果表明, 其污闪电压比同级普通绝缘子可提高 20%~50%。同一强度等级的普通型和耐污型绝缘子采用相同的球窝连接尺寸, 以便互换。

盘形绝缘子的附件连接结构有球窝连接和槽形连接两种。球窝连接的扰性大, 可转动, 没有方向性且装卸方便, 有利于带电作业, 通常的连接结构均为此种连接。槽形连接金具结构较简单, 一般仅仅用在 10kV 的线路上。盘形绝缘子绝缘件头部形状有圆锥形和圆柱形两种。圆锥头的设计要考虑铁帽金属材料的线膨胀系数同胶合剂以及绝缘件的膨胀系数之间的关系。要求金属材料的线膨胀系数更大, 以避免过大的热应力。瓷的抗压强度比抗拉和抗剪强度大得多, 所以在设计铁帽、脚和绝缘件之间的配合时应使绝缘件尽可能多承受压应力, 少承受拉或剪切应力。在一定条件下, 盘形悬式瓷绝缘子的机电破坏负荷与绝缘件内孔承力面面积有关。为了提高绝缘子机电强度, 在允许的尺寸范围内应尽可能增大绝缘件承力面面积。绝缘件头部内外表面应是光滑上釉表面, 以提高其机电强度。圆柱形头部应力分布相对较平, 减少了应力集中以获得较均匀的应力分布, 其帽和脚的设计可参照圆锥头绝缘子设计原则, 但脚伸入水泥部位的头部应设计成曲率半径较大的 R 形, 使绝缘子受到拉伸负荷后瓷件侧壁产生压应力, 且均匀分布于内壁中上部。为了提高圆柱头绝缘子的机电强度, 头部砂砾的制备和上砂应符合特殊要求, 上砂用釉的热膨胀系数也应较瓷件的小, 且要有相匹配的高强度瓷砂。表 5.1-2 所示为几种盘形悬式瓷绝缘子的结构参数, 盘形悬式瓷绝缘子的产品型号说明如图 5.1-6 所示。

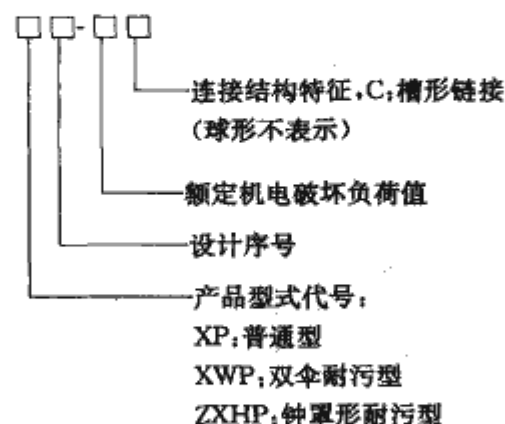


图 5.1-6 盘形悬式瓷绝缘子的产品型号说明

表 5.1-2 盘形悬式瓷绝缘子的结构参数

绝缘子型号	额定机电破坏负荷 (kN)	结构高度 (mm)	公称直径 (mm)	爬电距离 (mm)
XP-70	70	146	255	295
XP1-160	160	146	255	305
XP1-210	210	170	280	335
XP-300	300	195	320	370
XWP2-70	70	146	255	400
XWP-160	160	155	300	450
XHP-160	160	155	280	400

1.1.1.3 棒形悬式瓷绝缘子

图 5.1-7 和图 5.1-8 所示分别为棒形悬式瓷绝缘子的结构简图和实物照片。与悬式瓷绝缘子相比，长棒形绝缘子绝缘件损坏时导线一般容易落地，但棒形悬式瓷绝缘子是一种外装球窝式的不可击穿结构。近年来，为了减少送电线路由绝缘子引起的故障，在电压等级较低的线路上，日本及西方一些国家如德国、美国等从绝缘子的结构和爬距上作了改进，即采用不可击穿结构和深爬裙与中大爬电比距的棒式绝缘子和棒形悬式瓷绝缘子。目前西方和东南亚许多国家 110kV 以下的送电线路基本上不采用悬式瓷绝缘子而采用棒式绝缘子。

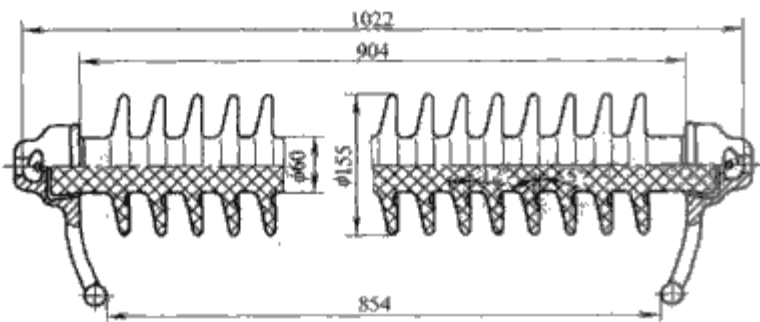


图 5.1-7 棒形悬式瓷绝缘子的结构简图

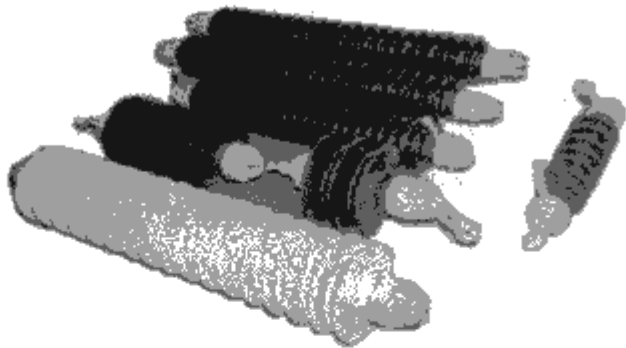


图 5.1-8 棒形悬式瓷绝缘子的实物照片

通常棒形悬式瓷绝缘子一般用铅铋合金固定金具含铅 95%，这种固定剂不膨胀。因此不会发生泥胶膨胀破坏、电热故障等，整支绝缘子只在其两端有金具结构，所以大大减少了金属材料的用量，减轻了绝缘子重量。这种结构还使得绝缘子的机电应力被分离，无内应力。由于长棒形瓷绝缘子的瓷体是用高铝瓷 ( $Al_2O_3$ ) 制成，几乎不含有任何内部应力，因而性能卓越。另外，棒形悬式瓷绝缘子还具有其他的一些特点，如长棒形瓷绝缘子的爬电距离分纵向（伞盘）与横向（芯棒）两部分；具有良好的自洁性能等优点。表 5.1-3 所示为长棒形瓷绝缘子的结构参数，长棒形瓷绝缘子的型号

表示方法如图 5.1-9 所示。

表 5.1-3 长棒形瓷绝缘子的结构参数

型 号	爬电距离 (mm)	机械破坏负荷 (kN)	雷电耐受冲击电压 (kV)	工频湿耐受电压 (kV)
LP60/23/1022	2750	100	550	250
LP85/18-17/1455	4250	210	650	310
LP75/22S/1250	2950	128	—	—
LP60/23S/1270	3640	80	—	—
LP65/16-15/1280	4340	80	—	—

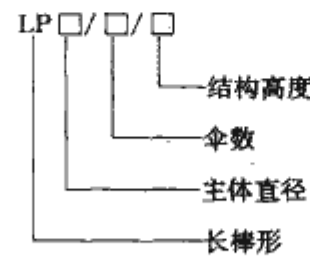


图 5.1-9 长棒形瓷绝缘子的型号表示方法

1.1.1.4 针式瓷绝缘子

针式瓷绝缘子 (pin insulator) 既有架空电力线路和电气化铁道牵引线路用的针式瓷绝缘子，也有电站和电器用的针式瓷绝缘子。它是由带伞的瓷件和伸入瓷件内的铁脚以及瓷件上面的铁帽胶装而成。由于铁脚一直伸到和铁帽差不多的高度，可直接承受弯曲负荷，所以针式瓷绝缘子的抗弯性能较好。针式瓷绝缘子由于其制造简单、成本低、安装方便且能减小杆塔高度（因绝缘子直立安装，接地部分在下）而广泛用于 6~10kV 电力线路上。但此种绝缘子耐雷水平低，往往需要结合木横担。

针式瓷绝缘子用在不同的污秽地区应有不同的结构设计。标准化的针式瓷绝缘子分别有相应于轻污秽、中等污秽和特重污秽地区的 I、II 级和 IV 级三种瓷件外形的绝缘子，如图 5.1-10 所示。瓷件与脚的连接有直接胶装水泥和瓷件内孔先通过水泥胶装以锌螺套，再靠此螺纹与脚连接的两种，后者锌螺套有缓冲作用，也便于更换瓷件。也有采用靠瓷螺纹机械连接的。

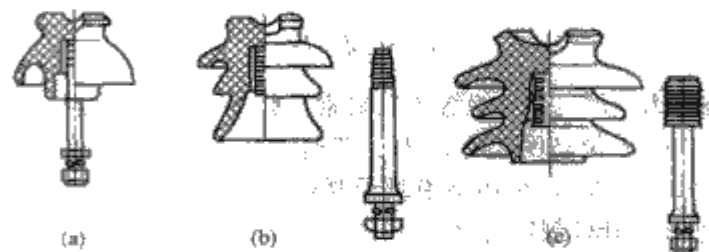


图 5.1-10 三种污秽地区用的针式瓷绝缘子  
(a) 污秽等级 I 地区用；(b) 污秽等级 II 地区用；  
(c) 污秽等级 IV 地区用

相对于盘形悬式瓷绝缘子来说，针式瓷绝缘子的结构参数要多一些。在结构设计和产品说明中通常标注的结构尺寸如图 5.1-11 所示。常见的针式瓷绝缘子的照片见图 5.1-12，针式瓷绝缘子的型号说明见图 5.1-13。



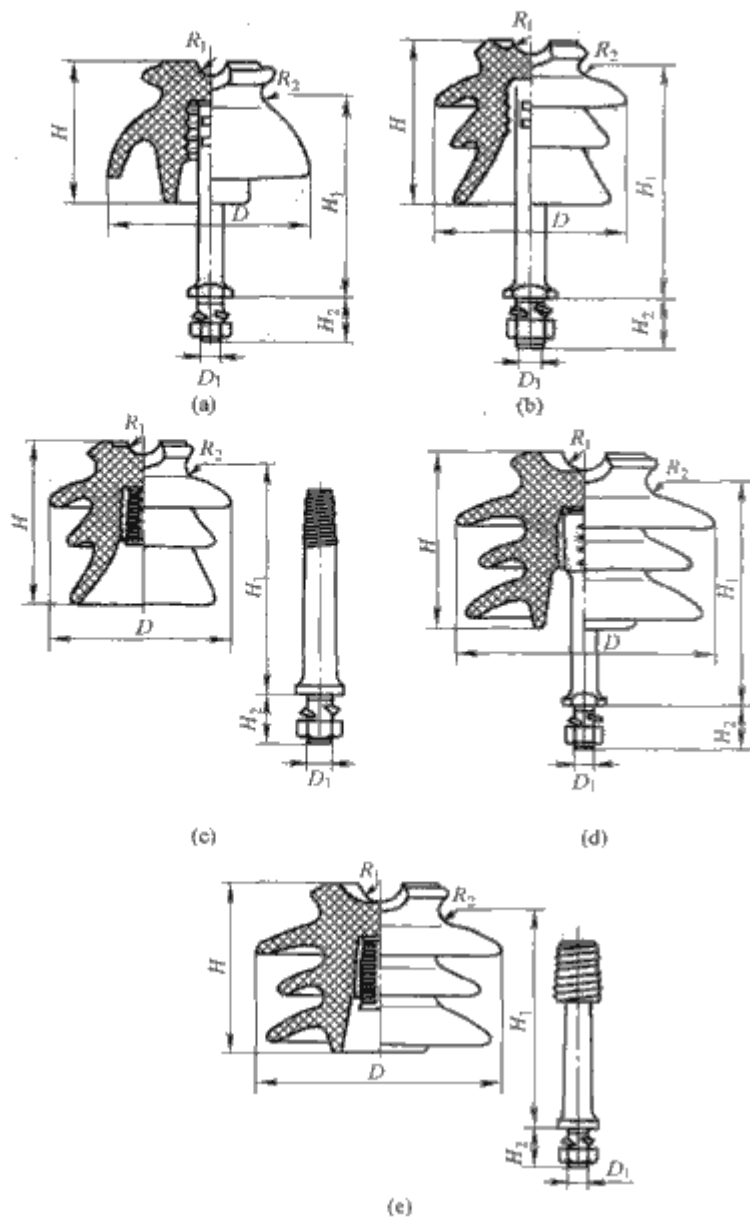


图 5.1-11 针式瓷绝缘子的结构尺寸标注  
(a) 普通型针式瓷绝缘子; (b) 中污型针式瓷绝缘子 (带脚);  
(c) 中污型针式瓷绝缘子 (不带脚); (d) 特重污型针式瓷绝缘子  
(带脚); (e) 特重污型针式瓷绝缘子 (不带脚)

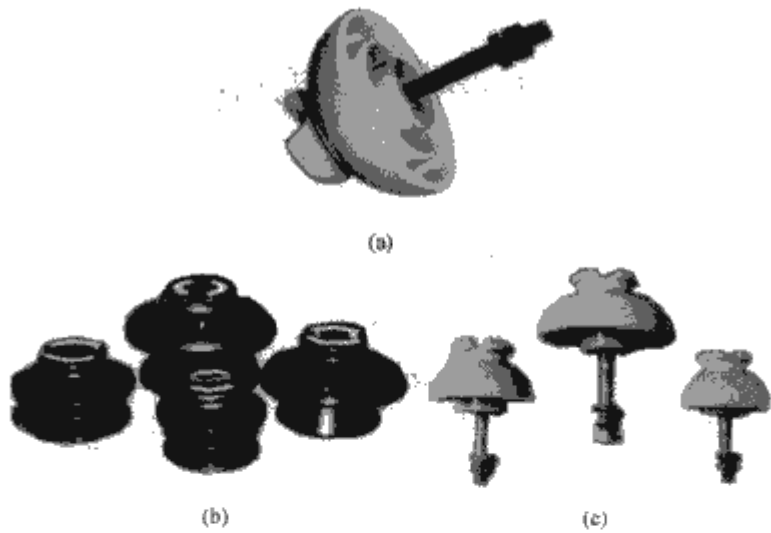


图 5.1-12 针式瓷绝缘子的照片  
(a) 普通针式瓷绝缘子; (b) 美标高压针式瓷绝缘子;  
(c) 高压针式瓷绝缘子

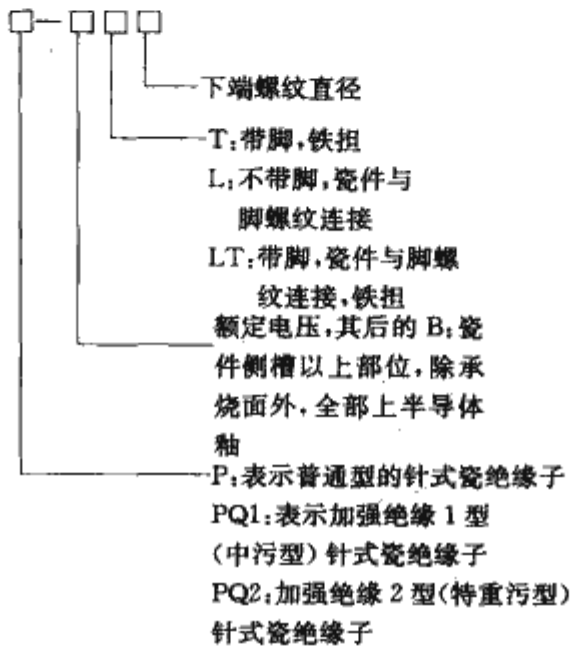


图 5.1-13 针式瓷绝缘子的型号说明

表 5.1-4 所示为几种针式瓷绝缘子的结构及性能参数。

表 5.1-4 针式瓷绝缘子的结构及性能参数

绝缘子 型号	图号	H (mm)	D (mm)	R <sub>1</sub> (mm)	R <sub>2</sub> (mm)	H <sub>1</sub> (mm)	H <sub>2</sub> (mm)	D <sub>1</sub> (mm)	最小公称 爬电距离 (mm)	工频湿 耐受电压 (kV)	弯曲耐 受负荷 (kN)
P10-T	图 5.1-11(a)	105	145	11	9	151	35	16	195	28	1.4
PQ1-10T16	图 5.1-11(b)	133	140	13	9.5	183	40	16	255	40	2.0
PQ1-10LT	图 5.1-11(c)	133	140	13	9.5	183	40	20	255	40	130
PQ2-10T	图 5.1-11(d)	165	228	19	14	209	40	20	450	50	3.0
PQ2-10LT	图 5.1-11(e)	165	228	19	14	209	40	20	450	50	3.0

1.1.1.5 瓷横担

瓷横担 (porcelain cross-arm) 是一种用于电力架空线路的圆锥或圆柱形瓷质绝缘子, 也称为瓷横担绝缘子 (cross-arm insulator)。除具有与普通线路绝缘子相同的固定导线和对地绝缘的功能外, 还可全部或部分代替铁质或木质横担。

瓷横担有金属附件和不带金属附件两种。应用较多的中压及以上电压等级的瓷横担都带有金属附件。附件上有两个孔, 一个孔供安装固定螺栓用, 另一个接近其根部的孔的作用是当瓷横担受不平衡张力时, 该孔上的螺栓受力被剪切而使瓷横担沿固定螺栓旋转, 以缓和两侧的不平衡张力。采用

瓷横担时, 固定或绑扎导线的形式也有两种, 一种是直接绑扎, 另一种是在瓷件头部带有连接金具, 用以悬挂线夹。

中国已生产使用的成型产品的瓷横担的电气、机械性能与相同电压等级的普通线路绝缘子相比较, 其特点是: ①瓷横担的绝缘距离与爬电距离比较大, 50%全波冲击闪络电压和干、湿工频闪络电压较高; ②瓷横担的瓷体比较长, 机械抗弯强度较低, 考虑安全可靠系数后, 允许的最大荷重一般比相同电压等级的普通线路绝缘子小, 故瓷横担不适宜用于导线截面和档距较大的线路。常用的瓷横担有 35kV 瓷横担、10kV 瓷横担和 10kV 瓷拉棒三种, 图 5.1-14 所示为瓷横担的照片, 基本构形如图 5.1-15 所示。

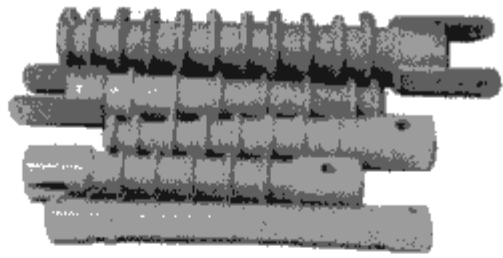


图 5.1-14 瓷横担的实物照片

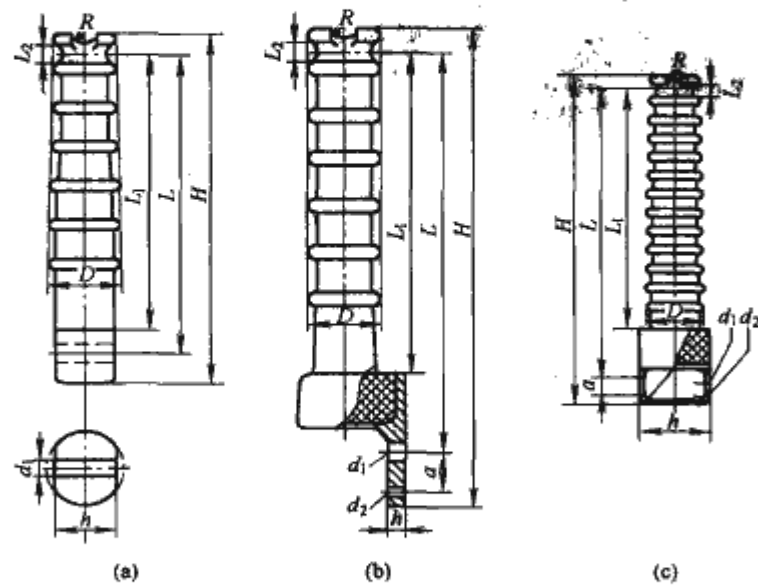


图 5.1-15 瓷横担的基本构形  
(a) 构形 1; (b) 构形 2; (c) 构形 3

常见的瓷横担绝缘子的结构参数如表 5.1-5 所示, 相应的型号说明如图 5.1-16 所示。

表 5.1-5 瓷横担绝缘子主要尺寸 mm									
绝缘子 型号	线槽与 安装孔 中心距 $L$	绝缘 距离 $L_1$	线槽尺寸		安装尺寸		稳定 孔 直径	安装 与稳定 孔中心 距	最小 公称 爬电 距离
			$L_2$	$R$	孔 直径 $d_1$	高度 $H$			
S-10/2.5	390	315	22	11	18	14	6.5	40	320
SI-10/2.5	440	365	22	11	18	14	6.5	40	380
S-10/5.0	400	320	28	14	18	140	11.0	40	360
S-35/5.0	580	490	28	14	22	140	11.0	40	700
S2-35/5.0	620	520	28	14	22	140	11.0	40	1120

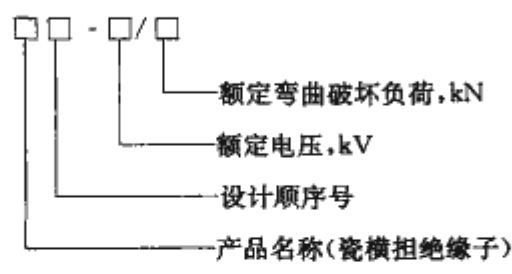


图 5.1-16 瓷横担的型号说明

瓷横担配电线路与用普通绝缘子架设的配电线路相比较, 其主要优点为: ①采用可转动结构, 在线路断线时, 导线张力的不平衡会使瓷横担转动, 从而有效地缓和断线事故的扩大; ②线路的绝缘水平和耐雷水平较高, 事故率低; ③瓷体易受风雨冲洗, 自洁性好, 且不会击穿, 更换及维修量小; ④施工、安装方便, 同等杆高时可提高导线对地距离 0.3~2.2m; ⑤节约钢材、木材等原材料, 并可降低单基杆塔造价 10%~50%。

瓷横担线路架设前, 对导线、瓷横担及支架需进行机械

强度计算。其计算方法与普通绝缘子线路计算相似, 但瓷横担上承受的作用力与普通绝缘子串不尽相同, 特别应注意必须考虑瓷横担本身自重引起的弯矩。所选导线的截面和杆间档距必须满足使瓷横担有足够的安全系数(大于 3)的要求。瓷横担常以水平或垂直方向安装在杆上, 也可以不同角度装设, 其湿闪电压值是随着装置方向与水平的角度增大而相应降低。

瓷横担配电线路根据需要可采用多种杆型装置, 常用的直线杆装置为坦平形、三角形、上字形及下字形, 如图 5.1-17 所示。采用双瓷横担可构成小转角杆装置, 如图 5.1-18 所示。而分段杆装置常用瓷拉棒来构成, 如图 5.1-19 所示。

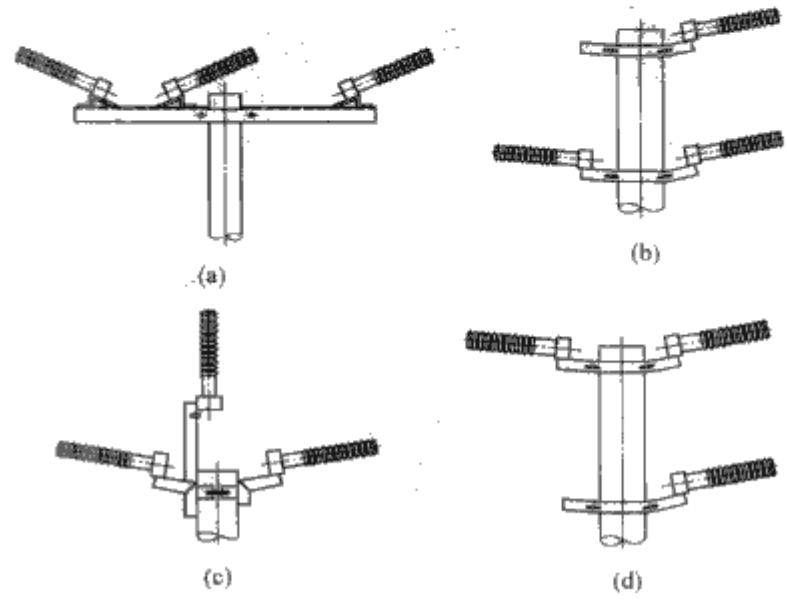


图 5.1-17 瓷横担常用的直线杆装置类型  
(a) 坦平形; (b) 三角形; (c) 上字形; (d) 下字形

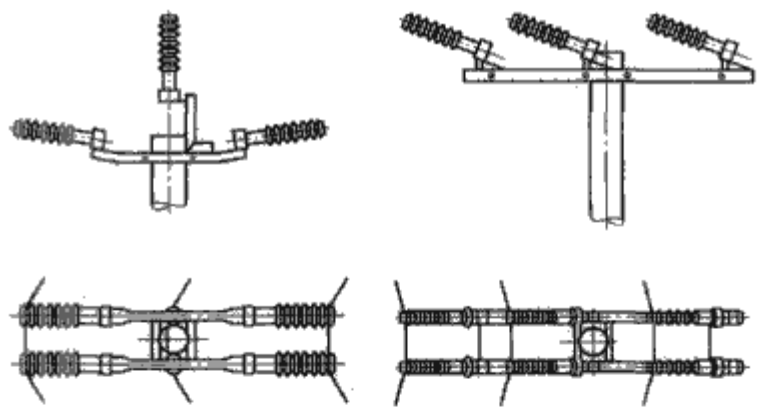


图 5.1-18 小转角杆瓷横担

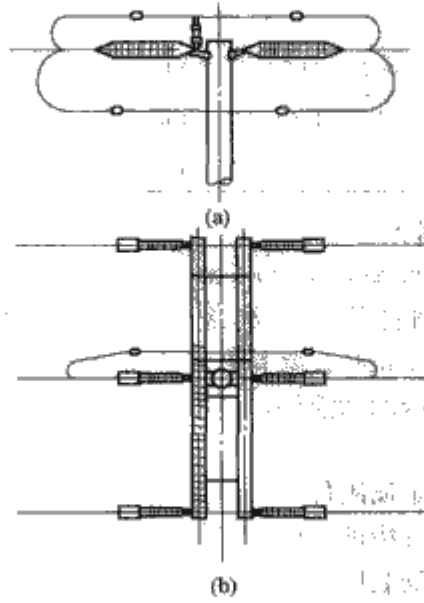


图 5.1-19 分段杆瓷横担  
(a) 三角形; (b) 坦平形



1.1.1.6 支柱瓷绝缘子

一般来说，支柱绝缘子有棒形和针式，主要用于户外。户内支柱绝缘子的结构型式有内胶装、联合胶装和外胶装三种，一般多为后两种。绝缘件表面推荐采用多棱式，以提高闪络电压。户外支柱绝缘子一般有棒形支柱绝缘子、针式支柱绝缘子和叠锥体绝缘子等。

户外棒形支柱绝缘子多为带伞的实心圆瓷柱。伞的作用是使雨天时绝缘子还保持一部分干燥表面和增加电极间沿瓷表面的泄漏距离，以提高湿闪络电压。实心瓷柱沿外部空气的闪络距离和内部击穿路径差不多相等，所以只会出现外部闪络而不会发生瓷介质的内部击穿，是不可击穿的绝缘子。较常用的是棒形支柱绝缘子。

运行中，棒形支柱绝缘子会受到弯曲力矩作用。随着电压等级升高，绝缘子高度增加弯曲力矩也增加。若用增大瓷柱直径的方法来提高机械性能，一方面制造工艺上有较大困难，另一方面瓷件重量也显著增加。因此要用高强度瓷来制

造棒形支柱绝缘子，以提高瓷材料本身的机械强度来满足抗弯性能的要求。棒形支柱绝缘子的胶装一般采用柱体上砂结构，上砂用的砂子应经过严格工艺控制，具有与瓷件优良的结合性能和合理的膨胀系数，能有效地提高产品的机械强度。胶装用水泥为高标号水泥，加上合理的养护工艺，以使得瓷的强度得到充分的发挥。

超高压棒形支柱绝缘子应采用均压环结构，均压环的选择应以如下原则进行：为了保证高度8m以内的支柱绝缘子有最高的电气强度，其顶部装设均压环的直径对绝缘子总高之比应满足 $d/H>0.2$ ，且绝缘子顶部附件下缘至均压环下平面的距离应在0.3~0.4m。

支柱绝缘子的种类很多，一般可分为户内内胶装和联合胶装支柱绝缘子、户内外胶装绝缘子、户外棒形支柱绝缘子和户外针式支柱绝缘子。表5.1-6、表5.1-7分别给出了户内支柱绝缘子和户外棒形支柱绝缘子的结构参数。

表 5.1-6 户内支柱绝缘子的结构参数

型 号	额定电压 (kV)	绝缘子高度 $h$ (mm)	最大公称直径 $D$ (mm)	额定弯曲破坏负荷 (kN)		顶部金属附件		底部金属附件	
				$P_0$	$P_{50}$	直径 (mm)	中心孔 (mm)	直径 (mm)	中心孔 (mm)
ZN6-7.2/2	7.2	95	60	2	1.3	40	M12	55	M12
ZN6-7.2/16	7.2	95	125	16	10.5	95	M16	115	M20
ZN6-12/2	12	130	60	2	1.45	40	M12	55	M12
ZN6-12/16	12	130	125	16	11.6	95	M16	115	M20
ZN6-24/2	24	210	75	2	1.6	40	M12	70	M12
ZN6-24/16	24	210	140	16	13	95	M16	130	M20
ZN6-24/25	24	210	170	25	20	115	M16	150	M24

注  $P_0$ 和 $P_{50}$ 分别表示加在绝缘子顶部和高于顶部50mm处的弯曲负荷， $P_{50}=P_0 \frac{h}{h+50}$  ( $h$ 为绝缘子高度)。

表 5.1-7 户外棒形支柱绝缘子的结构参数

型 号	额定电压 (kV)	额定机械破坏负荷 (kN)		绝缘子高度 $h$ (mm)	最小爬电距离 $L$ (mm)	最大公称直径 $D$ (mm)	上附件安装孔中心圆直径 (mm)	下附件安装孔中心圆直径 (mm)
		弯曲	扭转					
ZS6-12/4	12	4.0	0.6	215	190	180	76	76
ZS6-12/6	12	6.0	0.6	215	190	180	76	76
ZS6-24/8	24	8.0	1.2	305	385	195	76	76
ZS6-24/16	24	16.0	6.0	305	385	230	76	76
ZS6-72.5/4	72.5	4.0	2.0	770	1160	225	127	127
ZS6-126/4	126	4.0	3.0	1220	2015	300	127	178
ZS6-126/12.5	126	12.5	6.0	1220	2015	350	127	254
ZS6-252/16	252	16.0	6.0	2300	4030	450	225	300
ZS6-363/4	363	4.0	3.0	3350	5810	450	127	225
ZS6-550/8	550	8.0	4.0	4400	8800	450	254	300

注 绝缘子顶部金属附件应能耐受的弯矩  $M$  为：额定电压126kV及以下  $M=0.5P_0h$ ；额定电压252kV及以上  $M=0.2P_0h$ 。

图 5.1-20 所示为支柱绝缘子的实物照片，其型号有两种说明方式，分别如图 5.1-21 和图 5.1-22 所示。

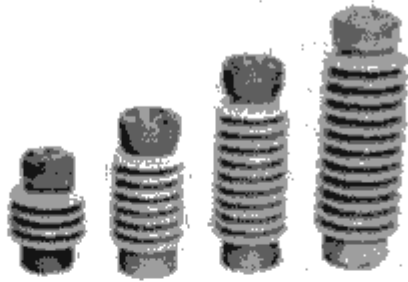


图 5.1-20 棒形支柱瓷绝缘子的实物照片

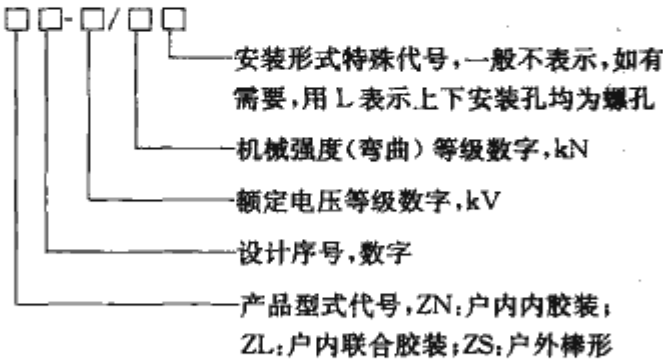


图 5.1-21 支柱绝缘子的型号说明之一

1.1.1.7 套管

套管包括变压器、电抗器套管、穿墙套管、气体套管、油气套管、纯绝缘套管、电容式套管等。

表 5.1-8 高压套管的分类

按绝缘结构特点分类	按主绝缘分类	特 点		主要应用及相关类型
单一绝缘套管	纯瓷套管	以电瓷（或兼以空气）为绝缘		35kV 及以下穿墙套管 10kV 及以下电器用套管
	树脂套管	以树脂（或兼以空气）为绝缘		组合电器用
	合成套套管	以合成橡胶作伞裙的树脂套（或兼以空气）为绝缘		35kV 及以下穿墙套管或组合电器用套管
复合绝缘套管	油绝缘套管	瓷套内以绝缘油或纸筒为绝缘		35kV 及以下电器用套管变压器套管
	气体绝缘套管	瓷套内以 SF <sub>6</sub> 等压缩气体为绝缘		组合电器用
	充胶套管	瓷套内以胶装绝缘混合物为绝缘		35kV 及以下电缆出线套管
电容式套管	油（浸）纸套管	以油浸纸为主绝缘	内部设置若干筒状电极，以均匀电场分布	66kV 及以下穿墙套管或电器用套管
	胶（粘）纸套管	以胶粘纸为主绝缘		
	胶（浸）纸套管	以胶浸纸为主绝缘		
	有机复合套管	以油浸膜为主绝缘		

瓷套管由瓷件、安装法兰及导体装配而成，纯瓷套管以电瓷（或还有空气）为绝缘，结构简单，维护方便。套管具有以下特点：

- (1) 它是电气绝缘结构中唯一的，既有外绝缘又有内绝缘的装置。在外部严酷的环境下同时承受很高的电、热和机械应力，其运行条件比其他绝缘子苛刻。
- (2) 电场复杂，正如前所说，套管是一种典型的插入式结构，其电场垂直分量，沿表面电压分布极不均匀。在中间法兰边缘处电场十分集中，很容易从此处开始电晕及滑闪放电。同时，法兰和导杆间的电场也很强，绝缘介质易被击穿。
- (3) 作为电器设备主要组件的套管，要求其结构紧凑和尺寸小。套管又是有机、无机、气体、液体和固体材料的组

瓷套管（porcelain bushing）是将载流导体引入变压器和断路器等电气设备的金属箱内或母线穿过墙壁时的引线绝缘。某些套管增加一些装置可代替电流或电压互感器。套管是一种典型的绝缘结构，它表面的电压分布很不均匀，在中间法兰边缘处电场十分集中，很容易从此处开始电晕及滑闪放电。同时，法兰和导杆间的电场也很强，绝缘介质易被击穿。为适应工作电压的提高，必须改善法兰及导杆附近的电场。高压套管在电气性能方面通常应满足下述要求：①长期工作电压下不发生有害的局部放电；②1min 工频耐压试验（约为工频干试电压的 90%）时，不发生滑闪放电；③工频干试或冲击试验电压下不击穿。

高压套管一般按结构特点及所用材料分类，如表 5.1-8 所示。

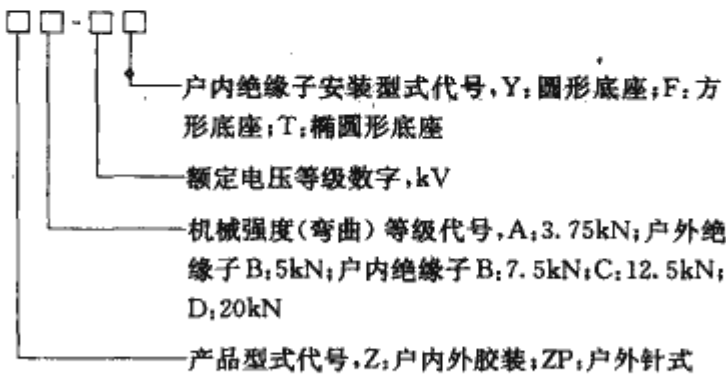


图 5.1-22 支柱绝缘子的型号说明之二

合绝缘结构。在强电场作用下，各种介质特性复杂，局部放电问题突出。套管本身价格不十分昂贵，但对其可靠性和运行维护要求十分严格。

- (4) 其他还有导体发热、介质损耗、热击穿和密封等问题。
- 套管的设计方法应根据不同的套管类型而定。不同的套管考虑的因素不同，设计的要求和依据也不同。下面简单介绍几种套管的设计。
- 纯瓷套管设计主要考虑套管的导体、瓷套的内径和套管滑闪电压的估计等。套管的导体有铜导体或铝导体。导体允许短路电流是设计考虑的重要参数，它与导体材料、截面面积、短路电流延续时间、短路时导体允许温度、导体初始温度等因素有关。瓷套内径的计算是对有空气腔绝缘的套管而



言，其瓷套内径应根据在工作电压下内腔不产生局部放电的原则确定。

油绝缘套管设计的内容主要有导体、瓷套和主绝缘等的设计。油绝缘套管径向绝缘设计的目的是控制各油隙在工频耐受电压下的最大场强。气体绝缘套管由于其内部绝缘为SF<sub>6</sub>气体（或其他压缩气体），能充分发挥SF<sub>6</sub>气体绝缘的作用，而在组合电器和输电管道引出线中得到极为广泛的应用。根据充气设备的压力，可以选择普通或高强度瓷套作为外绝缘，也可以选择用复合绝缘套代替瓷套。瓷套两端胶装有金属法兰供安装用。对高于110kV的套管，为改善接地法兰端的电场分布，在接地部分都设有内屏蔽环。

电容式套管的内绝缘是由层状绝缘材料和薄电极在导杆（或导管）上卷绕而成的同心圆柱形串联电容器（称为电容芯子），借此以均匀径向、轴向电场。电容式套管由电容芯子、瓷套、中间法兰和其他附件组成。电容芯子为套管的主绝缘，瓷套一般作为外绝缘和保护芯子的容器。高压电容式套管的设计内容主要是确定电容芯子的最佳尺寸，包括正确选定许用场强；计算各均压极板的径向及轴向尺寸，尽可能使径向、轴向电场分布得比较均匀；考虑芯子与外瓷套之间的合理配合，使沿瓷套外部的放电电压也较高。图5.1-23所示为油纸电容式变压器套管，常用套管的型号说明如图5.1-24所示，几种套管的结构参数如表5.1-9所示。



图 5.1-23 油纸电容式变压器套管

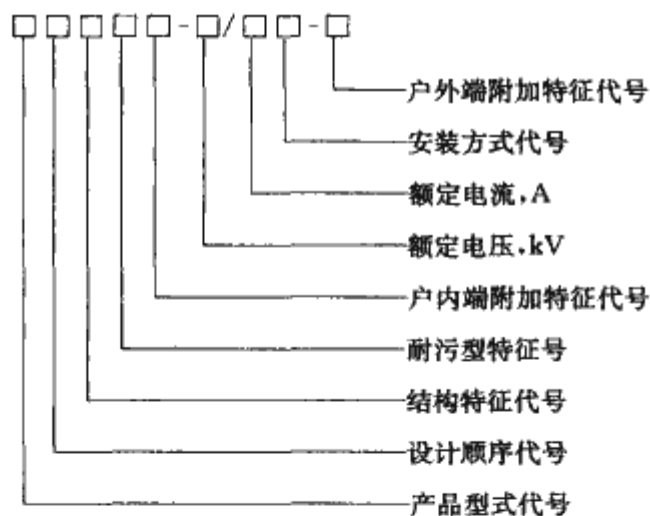


图 5.1-24 常用套管的型号说明

表 5.1-9 电容式变压器套管主要尺寸

产品型号	额定电压 (kV)	额定电流 (kA)	户外侧公称爬距 (mm)	总长 (mm)	引入电缆长 (mm)	户外端瓷套长 (mm)	导管内径 (mm)
BRDW-66/630-3	66	630	1725	1700	1460	700	36
BRDL2W-110/630-3	110	630	3150	2765	2525	1150	36
BRDL1W-220/630-2	220	630	5500	4220	3885	2250	55
BRDL2W-330/630-3	330	630	9075	5780	5276	3060	70
BRDLW-500/630-3	500	630	13750	7915	7520	4860	55

### 1.1.1.8 直流绝缘子

直流绝缘子一般具有比交流耐污型绝缘子更长的爬电距离，其绝缘件具有更高的体电阻率(50℃时不低于1011Ω·m)，

其连接金具应加装防电解腐蚀的牺牲电极(如锌套、锌环)。

直流绝缘子在设计和制作上与交流绝缘子有较大的差别，直流绝缘子主要指用在直流输电中的盘形绝缘子。专用于高压直流电场下，其电气特性和制造质量在很大程度上决定着直流输电线路的经济合理性及可靠程度。国外早期投入运行的直流输电线路由于绝缘子质量不良和电气性能欠佳，出现了绝缘子钢脚腐蚀、老化率高及污闪事故频繁等问题。

直流绝缘子的运行条件和相关要求：绝缘子在直流系统中受到的过电压负荷有暂时过电压、操作过电压和雷电冲击过电压。由于直流线路操作过电压倍数较交流的低，直流线路外绝缘水平主要由工作电压下污秽绝缘所需绝缘子串长度决定。持续直流电压下绝缘子的闪络主要是污秽闪络以及污秽很轻时不均匀淋雨，导致换流站穿墙套管的闪络。在相同的环境条件下，由于直流电压的集尘效应使得直流绝缘子的污秽积聚比交流绝缘子的积污更为严重，因而直流污闪的问题更为突出。此外，由于直流电压没有交流电压的周期性极性转换，绝缘子表面的局部电弧往往持续时间比较长，电弧容易在棱间桥接，因此绝缘子结构形状对它的直流耐压特性的影响比对交流耐压特性的影响更大。一般情况下绝缘子直流污秽耐压比交流时低。图5.1-25所示为典型的直流绝缘子伞裙。

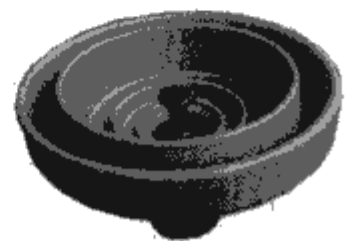


图 5.1-25 直流绝缘子伞裙

直流绝缘子的规格尺寸、性能参数分别见表5.1-10、表5.1-11。

与交流电压作用下的绝缘子不同，直流电压下存在绝缘材料老化和金属附件电解腐蚀的现象。老化是由于直流电压作用下绝缘子的绝缘材料内电场方向固定，材料内的Na<sup>+</sup>、K<sup>+</sup>等离子向阴极迁移（出现离子迁移的问题），导致材料变化，机电性能劣化。另一种可能的原因是热破坏现象，这与绝缘体内流过的直流电流I及其热效应有关。

表 5.1-10 直流绝缘子的规格尺寸

产品等级 (kN)	新产品代号	公称直径 (mm)	结构高度 (mm)	最小泄漏距离 (mm)	连接形式标记
160	12 452	320	170	545	20
210	12 552	320	170	545	20
300	12 652	400	195	635	24

表 5.1-11 直流绝缘子的性能参数

产品代号	12 452	12 552	12 652
机电破坏负荷 (kN)	160	210	300
1h机电负荷 (kN)	120	160	225
打击破坏负荷 (N·cm)	1070	1070	1070
残留机械破坏负荷 (kN)	>0.65	>0.65	>0.65
雷电全波冲击闪络电压 (kV)	150	150	150
直流干闪络电压 (kV)	±170	±170	±180
直流湿闪络电压 (kV)	±70	±70	±75
工频击穿电压 (kV)	130	130	130
无线电干扰对地试验电压 (kV)	10	10	10
1MHz最大无线电干扰电压 (μV)	50	50	50
热机试验 (kN)	≥1.5	≥1.5	≥1.5



### 1.1.2 玻璃绝缘子 (glass insulator)

玻璃绝缘子是在 20 世纪 30 年代中期,由英国采用“钢化”工艺方法制成问世的,至今已有 60 多年的历史,其在全球范围内有着日益广泛的应用。世界上有很多专门生产玻璃绝缘子的著名厂家,如法国的欧洲玻璃绝缘子公司 (Sediver),英国的玻璃绝缘子制造公司 (Pilkinton Brothers),俄罗斯的南乌拉尔等。

从长期的生产和运行的经验中可以看到玻璃绝缘子有如下特性:

(1) 零值自破、便于检测。玻璃绝缘子具有零值自破的特点。这是玻璃绝缘子区别于瓷绝缘子的一个最基本的特点。玻璃绝缘子的自破本来是一个质量的问题,但对运行维护来说却是一个有利的特点。因为具有缺陷的玻璃绝缘子自破后伞盘全部脱落,只要在地面或在直升机上观测即可,无需登杆逐片检测。不像瓷绝缘子那样,需要配备检测仪器的巡线人员定期登杆或登塔逐片检测零值绝缘子,因而减少了工作量,降低了工人的劳动强度,降低了维护费用。

(2) 耐电弧和耐振动性能好。在运行中玻璃绝缘子遭受雷电烧伤的新表面仍是光滑的玻璃体,并有钢化内应力保护层,因此,它仍保持了足够的绝缘性能和机械强度。

(3) 自洁性能好和不易老化。据电力部门普遍反映玻璃绝缘子不易积污和易于清扫,南方线路运行的玻璃绝缘子雨后冲洗得较干净。

对典型地区线路上的玻璃绝缘子定期取样测定运行后的机电性能,从积累的上千个数据分析表明运行 35 年后的玻璃绝缘子的机电性能与出厂时基本一致,未出现老化现象。

(4) 主电容量大,成串电压分布均匀。玻璃的相对介电常数为 7~8,使玻璃绝缘子具有较大的主电容量,从而使绝缘子串的电场分布较瓷绝缘子均匀,有利于降低导线侧和接地侧附近绝缘子所承受的电压,从而达到减少无线电干扰、降低电晕损耗和延长玻璃绝缘子寿命的目的,运行实践证明了一点。

(5) 强度高、尺寸小、重量轻。钢化给予玻璃外层压应力,使其平均抗拉强度比退火玻璃提高 5 倍,比瓷提高 2 倍左右。玻璃件的这种内应力,足以抵御在正常使用条件下玻璃可能遭受的热或机械冲击。玻璃绝缘子能够承受的最大永久性应力仅仅因铁帽和钢脚的强度而受到限制,金属附件的破坏往往先于玻璃件的损坏。试验证明:几乎在所有的拉力试验中,遭到破坏的部位都是在铁帽或钢脚上,而不是在玻璃件上。

由于玻璃的介电常数比瓷的大,在机械强度和击穿电压不变的情况下能取得最小的厚度,因而可相应的缩减绝缘件尺寸。由于玻璃绝缘子比同类瓷绝缘子的尺寸小,壁厚且均匀,因而绝缘子的重量能够降低。

(6) 不可击穿。由于玻璃件是一个致密的整体,几乎是不可击穿的。一般钠钙玻璃的介电强度为 1350~1700kV/cm,平均约 3.8 倍于陶瓷。多次的试验和运行的经验表明玻璃绝缘子不会被雷电所击穿,完全能耐受发生雷电时所引起的过电压冲击。

(7) 热稳定性好。为了保证钢化玻璃的热稳定性,要对玻璃绝缘子做冷热循环试验以及冷热冲击试验,这些试验对有缺陷的玻璃件来说实际是一种破坏性剔选试验。通过这些试验后的玻璃绝缘子的冷热急变性能是可靠的。由于玻璃绝缘子比瓷的热膨胀系数更接近于绝缘子所用的水泥及金属附件的热膨胀系数,所以相互匹配良好,这对绝缘子的正常工作 and 使用寿命来说具有很大的意义。

玻璃绝缘子的主要缺点是产品性能还不够稳定;某些制造厂或某些批次的产品的自爆率较高。在我国南方水田地区,玻璃绝缘子自爆后的玻璃碎片掉到水田中,会扎伤赤脚耕作人员。

#### 1.1.2.1 玻璃材料及其特性

玻璃是一种良好的外绝缘材料,它具有与瓷同样的环境稳定性。其生产工艺简单,较易实现机械化,生产效率高。普通玻璃的冷热性能差,机械强度低。经过退火和钢化处理后,冷热性能有很大改善,机械强度可比普通瓷高 1~2 倍,电气强度也高于瓷。

电气绝缘用玻璃可分为石英玻璃、钠钙玻璃、铅玻璃和无碱玻璃等。石英玻璃的绝缘性能好,热膨胀系数小,化学性能稳定,可用于高频绝缘;钠钙玻璃因含碱成分多作为电气绝缘不太适合,但其加入 BaO 使得介电特性得到改善。铅玻璃是一种含 PbO 的玻璃,加工容易,绝缘性能较好,主要用作真空用玻璃。

电气绝缘用玻璃的主要成分是由  $\text{SiO}_2$ 、 $\text{B}_2\text{O}_3$ 、 $\text{Al}_2\text{O}_3$  等酸性氧化物与  $\text{Na}_2\text{O}$ 、 $\text{K}_2\text{O}$  等碱性氧化物组成,原料为包括这些成分的硅砂、长石、硼砂、碳酸钙,还有其他许多天然原料和工业药品,加以少量辅助材料作为澄清剂和还原剂,将这些原料调和,再加相当数量的碎玻璃,在 1300℃ 以上的高温下加热,至气泡消失为止进行长时间熔融。再将其用自动成型机等制成所需要的形状后进行退火处理。对高强度特性要求的制品,应将成型制品保持在比软化变形温度稍低的温度下,快速向炉外取出,用多个喷嘴吹拂冷空气进行急冷钢化。此处理可使玻璃的表层固定有约 80MPa 的压缩应力,起抗外力的作用,使玻璃实质上得到钢化。电气用绝缘玻璃的特性如下:

(1) 机械性质。玻璃的破坏是由于拉伸应力从表面破裂,与其他显示脆性破坏的物质一样,其强度测定值的分散性一般都较大。讨论玻璃的实用强度是非常困难的。一般玻璃的实用强度,要在其理论强度的 1/100 以下考虑。

(2) 电气性质。玻璃是典型的离子传导性物质,离子依电压流动并导电。通常形成玻璃的离子为一价的氧化物离子,特别是  $\text{Na}^+$  离子。若在玻璃中加入  $\text{Na}_2\text{O}$ ,因  $\text{Na}^+$  离子的移动度大,会产生介质损耗增大和电阻率降低等现象。一般碱成分的引入都会导致这种现象。因此,为了获得介电特性和电阻率均优异的玻璃,要避免引入碱成分。

一般绝缘物的绝缘击穿往往既有基于热的原因,也有基于电子的原因。一般认为玻璃的击穿是由热的原因引起的,即为电压促使玻璃中电流流动而导致焦耳热,电阻率下降引起玻璃局部热击穿。

#### 1.1.2.2 悬式玻璃绝缘子

悬式玻璃绝缘子有多种不同的形状,可用在不同的场合。一般来说,主要有标准型、耐污型、敞开型(空气动力型),以及地线型盘形悬式绝缘子、直流玻璃绝缘子与球形和铁道接触网用棒形悬式绝缘子等。各种型式绝缘子的实物照片和结构如图 5.1-26 所示。

标准型是根据国际标准或者国家标准制作的,有浅而间隔适当的内侧伞棱,有标准的(或大于)泄漏距离,主要用在轻污秽地区。防污型玻璃绝缘子直径比标准型大。有 2 个或者 3 个较深的棱,其外形和较宽的伞间隔能促进自然清洗的效果,人工清洗也很容易。较宽的伞棱间隔能起到阻止在严重污秽时引起的相邻伞棱间的电弧跨越,整个内侧形状也便于带电维护。有的防污型绝缘子绝缘件下面的最外边有一个很深的伞棱,它作为屏障阻止污秽物在靠近脚附近的壳内



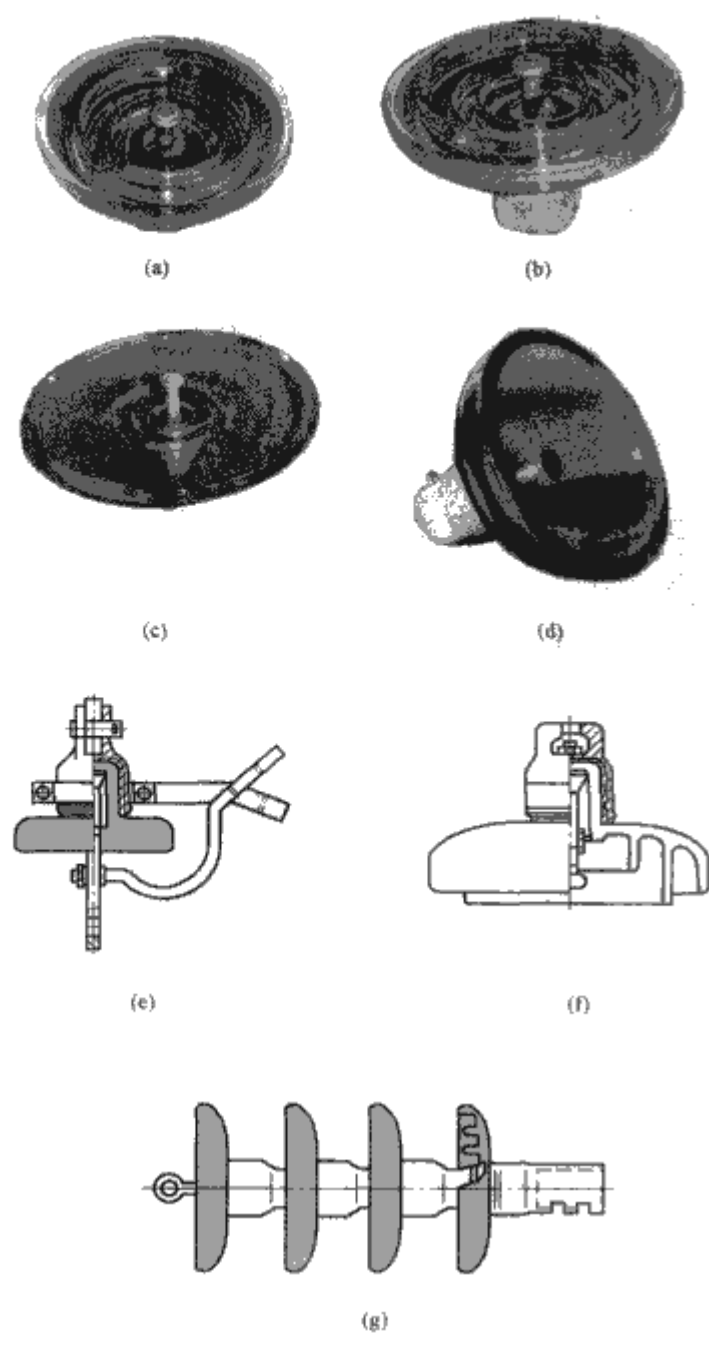


图 5.1-26 常用玻璃绝缘子

- (a) 标准型; (b) 耐污型; (c) 敞开型 (空气动力型);
- (d) 球形; (e) 地线型盘形悬式绝缘子; (f) 直流玻璃绝缘子;
- (g) 铁道接触网用棒形悬式绝缘子

堆积, 这种绝缘设计对沿海地区的盐雾污秽很有效果。敞开型 (空气动力型) 绝缘子的下表面没有伞棱, 可大大降低污秽物的堆积, 在绝缘子表面空气流动畅通无阻, 不用经常清洗, 这种绝缘子适用于沙漠地区。球形同敞开型相似, 也没有下伞棱, 其绝缘伞裙为球窝形。上述几种常见的玻璃绝缘子结构参数如表 5.1-12 所示。图 5.1-27 和图 5.1-28 分别是玻璃绝缘子和电气化铁道接触网用玻璃绝缘子的型号说明。

表 5.1-12 玻璃绝缘子结构参数

绝缘子种类	绝缘子型号	结构高度 (mm)	公称直径 (mm)	爬电距离 (mm)	最小机械破坏负荷 (kN)	连接型式标记
标准悬式盘形	LXP1-70	146	255	320	70	16
	LXP-160	155	280	380	160	20
	LXP3-210	170	280	390	210	20
	LXP3-300	195	320	485	110	24
耐污型盘形悬式	LXHP-70	160	255	400	70	16
	LXHP-160	155	280	450	160	20
	LXHP3-210	170	320	545	210	20
	LXHP-300	195	340	545	300	24
敞开型	LXAP-120	146	390	360	120	—
球形	LXQP-120	140	255	305	120	16
铁道接触网用棒形	LXBN2-25D	610	255	1260	—	—

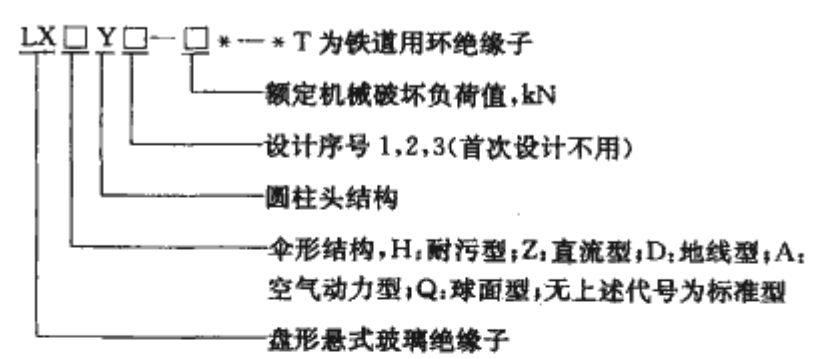


图 5.1-27 普通玻璃绝缘子的型号说明

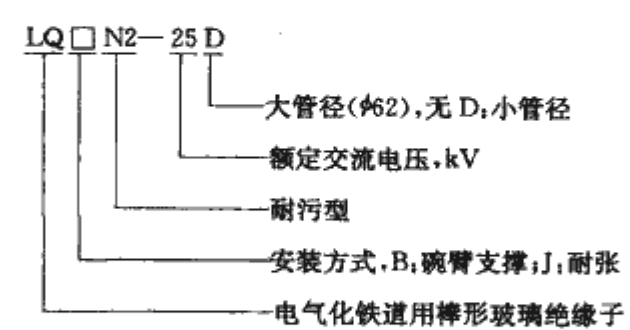


图 5.1-28 电气化铁道接触网用玻璃绝缘子的型号说明

1.1.2.3 针式玻璃绝缘子

高压针式绝缘子、高压盘形和棒形悬式绝缘子均属于线路绝缘子。这几种针式玻璃绝缘子的结构与相应类型的瓷绝缘子结构原则上没有差别。

1.1.3 复合绝缘子

复合绝缘子 (Composite Insulator) 主要结构一般由伞裙护套 (Housings and Sheds)、玻璃钢芯棒 (FRP Core) 和端部金具 (End-fittings) 三部分组成。其中伞裙护套一般由有机合成材料制成, 如乙丙橡胶、高温硫化硅橡胶等; FRP 芯棒一般是用玻璃纤维作增强材料、环氧树脂作基体的玻璃钢复合材料; 端部金具一般是外表面镀有热镀锌层的碳素铸钢或碳素结构钢。一支典型的棒形悬式复合绝缘子的结构示意图如图 5.1-29 所示, 复合绝缘子的这种结构将机械强度与外绝缘性能分开, 芯棒与伞裙护套分别承担机械与电气负荷, 从而综合了伞裙护套材料耐大气、老化性能优越及芯棒材料拉伸机械性能好的优点。作为绝缘子结构的一部分, 金具主要起传递机械应力与连接固定的作用。

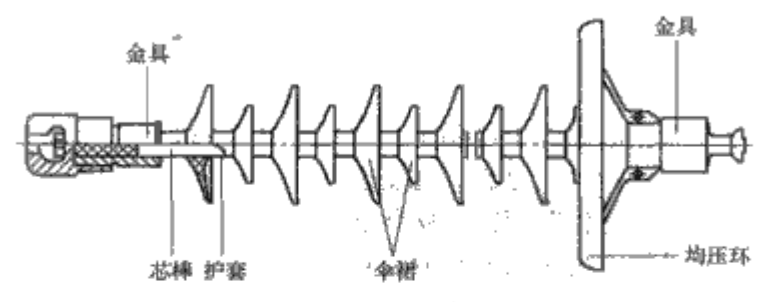


图 5.1-29 复合绝缘子结构

自 19 世纪末出现高压输电线路以来, 瓷绝缘子用于高压外绝缘领域已有 100 多年的历史。随着电压等级的提高, 绝缘子所受机电负荷的加重, 以及大气污染的加剧, 瓷绝缘子在使用中暴露出性能上固有的缺陷。复合绝缘子的使用弥补瓷绝缘子的缺陷与弱点。

我国电力系统用复合绝缘子的研究始于 20 世纪 80 年代初。清华大学、武汉水利电力学院、华东电力试验研究院、西安电瓷研究所等单位经过七五期间的艰苦攻关, 研制出 110~500kV 系列的棒形悬式硅橡胶复合绝缘子, 并通过了 IEC 1109 标准的全部试验项目。

与传统的瓷绝缘子和玻璃绝缘子相比较, 复合绝缘子的



优点归纳起来,包括以下几个方面:

(1) 强度高, 重量轻。复合绝缘子的强度重量比很高, 即比强度很高。其高机械强度源于玻璃钢芯棒优异的机械性能, 目前被大量采用的玻璃钢引拔棒的拉伸强度可达 1000MPa 以上, 而芯棒密度仅为  $2\text{g}/\text{cm}^3$  左右, 因此其比强度很高, 约为优质碳素钢的 5~10 倍。同时作为伞裙材料的硅橡胶密度一般也不到  $2\text{g}/\text{cm}^3$ , 因此复合绝缘子整体的重量很轻。相比之下, 钢化玻璃及瓷的抗拉强度仅为 90MPa 和 40MPa。在相同电压等级下, 复合绝缘子的重量仅为瓷绝缘子的  $1/7\sim 1/10$ 。

(2) 湿闪污闪电压高。有机复合材料低能表面的憎水性是复合绝缘子优异耐湿污性能的主要原因。在大雾、小雨、露、融雪、融冰等恶劣气象条件下,复合绝缘子表面形成分离的水珠而不是连续的水膜,污层电导很低,因此泄漏电流也很小,不易发生强烈的局部电弧,局部电弧发生后也难以进一步发展导致外绝缘闪络。运行一段时间复合绝缘子表面积污后,憎水性可迁移到污层表面的特性为硅橡胶材料所独有,在相同污秽度下,其污闪电压可达到相同泄漏距离瓷绝缘子的两倍以上。

普通棒形悬式复合绝缘子的等效直径远小于普通瓷悬式绝缘子及支柱绝缘子，这也是其耐污性能优异的重要原因。在不利的条件下，憎水性可能因电气、环境等应力的影响而下降或丧失，但其等效直径不会变粗，所以污闪电压仍将保持较高的水平。

(3) 运行维护简便。有机外绝缘优异的耐污闪性能提高了电力系统运行的可靠性,在污秽地区无需像瓷及玻璃绝缘子一样定期清扫,也不存在普通悬式瓷绝缘子零值检测问题,大大降低了污秽地区绝缘子的运行维护费用。

(4) 不易破碎, 防止意外事故。复合绝缘子耐冲击能力强, 大大减少了安装、运输过程中造成的意外破损, 并能有效防止枪击等人为因素的破坏。据文献报道, 在美国、拉美等地区复合绝缘子能够明显降低人为破坏率, 是它们被选用的重要原因。

#### 1.1.3.1 复合绝缘子的分类

目前世界上已开发和生产的复合绝缘子包括：线路柱式复合绝缘子、长棒形复合绝缘子、支柱复合绝缘子、空心复合绝缘子、相间合成间隔棒和电气化铁道用复合绝缘子等。

线路柱式和支柱复合绝缘子的结构类似于长棒形复合绝缘子。

复合空心绝缘子可用于油浸电容式套管、SF<sub>6</sub>套管、断路器、互感器、电容器、电缆端头、分压器、避雷器以及其他电器中。与瓷套相比，复合空心绝缘子除了具有尺寸公差小、重量轻、机械强度高的优点外，还消除了破裂的危险。在充气电力设备中，即使绝缘子破裂对周围也不会有威胁。

界面和连接结构是复合绝缘子运行中常发生故障的部位,设计上应考虑界面间的紧密连接,不允许出现气隙。气隙是湿气和局部放电的汇集点,易引起烧痕、蚀损,并使芯体暴露在潮湿条件下造成绝缘子损坏。几种复合绝缘子的实物照片如图 5.1-30 所示。

复合绝缘子的设计和制造涉及高电压、机械、化工等多方面相关知识。一般来说复合绝缘子的设计按绝缘子的机电性能要求给出,要分别对各个部件进行设计、选材、计算。设计计算的结果应该与试验测定相结合。复合绝缘子的设计包括:绝缘距离和绝缘水平的确定、爬电距离的确定、芯棒设计(直径的确定、材料选择等)、伞裙材料和结构选择、金具接头结构设计,220kV 以上的绝缘子还需要设计均压

环。在设计和制造中要进行伞裙护套材料选择、芯棒材料选择和黏结材料。这些设计需要综合考虑复合绝缘子在运行环境中所承受的电气和机械负荷,以及环境因素对绝缘子性能的影响。

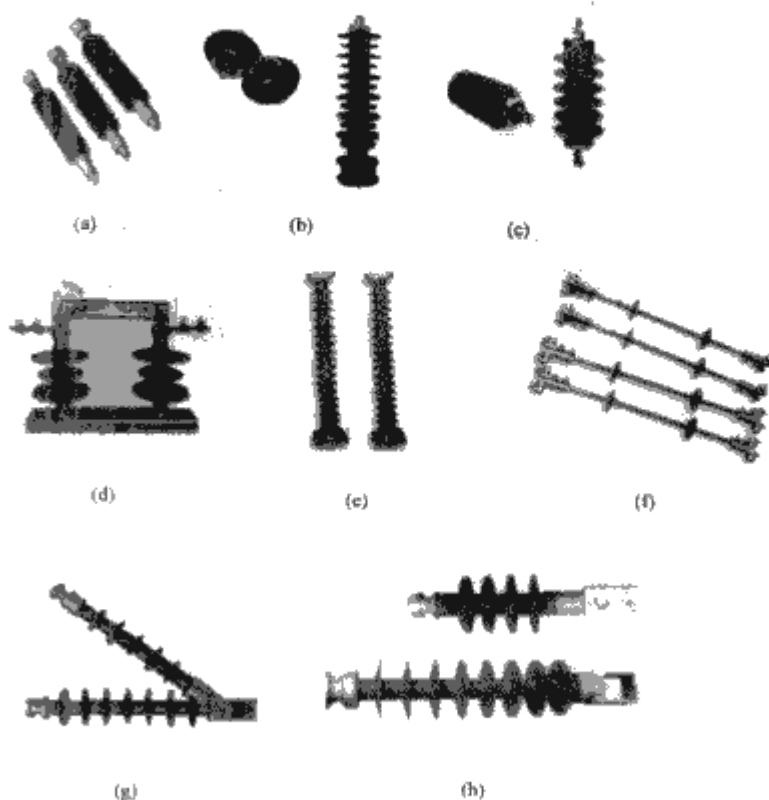


图 5.1-30 几种常见复合绝缘子的实物照片

(a) 棒形悬式绝缘子; (b) 复合外套无间隙金属氧化物避雷器;  
(c) 合成外套氧化锌避雷器; (d) 户外交流高压合成隔离开关;  
(e) 支柱绝缘子; (f) 合成相间间隔棒;  
(g) 电气化铁道用合成绝缘子; (h) 绝缘横担

### 1.1.3.2 悬式复合绝缘子

线路用悬式复合绝缘子（以下简称复合绝缘子）多为棒形，属于不可击穿型结构。它适用于高压输电线路，尤其用于污秽地区，能有效防止污闪事故，是目前广泛使用的瓷绝缘子替代产品。棒形悬式复合绝缘子也具有前述复合绝缘子的普遍优点。目前，线路用复合绝缘子是使用数量最多，增加最快的一类复合绝缘子。目前，国内线路复合绝缘子使用较多的电压等级在 110kV、220kV 和 500kV。悬式复合绝缘子的结构参数如表 5.1-13 所示，型号说明如图 5.1-31 所示。

**表 5.1-13 高压线路用棒形悬式复合绝缘子  
主要尺寸与机电参数**

[illegible]



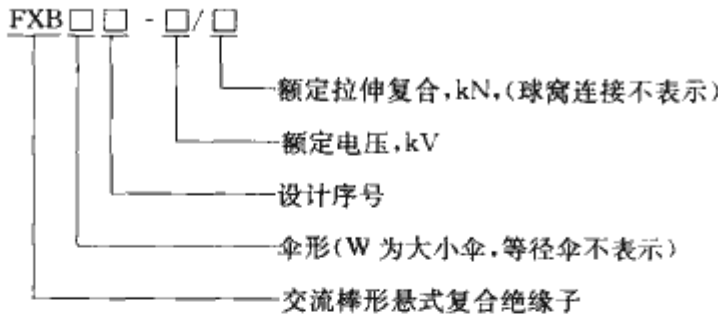


图 5.1-31 悬式复合绝缘子的型号说明

1.1.3.3 支柱复合绝缘子

支柱复合绝缘子主要用在发电厂、变电站设备中支撑固定母线，或作为隔离开关的绝缘支柱。以硅橡胶伞裙加玻璃钢筒制成的支柱复合绝缘子在国外已有较成熟的运行经验，但玻璃钢筒本身的刚度不高，产品弯曲负荷也不可能高，因而主要用于 115kV 及以下电压等级。

使用支柱复合绝缘子的高压电站大多数环境条件较恶劣，污染严重、湿度高。因此要求研制的支柱复合绝缘子要有良好的电气性能，足够的爬电距离和相应的最小电弧距离。在此前提下，通过计算对比以及试验研究，确定绝缘子的伞形结构。

对于既定伞形结构的生产制造，目前国内厂家多采用整体模压护套，然后穿伞。压注时要严格控制温度、时间和硫化压力等条件，保证护套的硫化质量。穿伞时严格控制环境温度和停放时间，确保伞和护套的黏结牢固。完善的工艺、严格的操作和合理的工艺控制，是保证包附芯棒护套的质量，护套和伞的黏结强度的必要条件。一般来说应当保证护套与芯棒的黏结强度，伞与护套的黏结强度均匀且大于伞套材料的撕裂强度。

支柱复合绝缘子所用的芯棒要求具有很高的机械强度和良好的电性能。棒形支柱复合绝缘子所受的弯曲负荷最终将施加到绝缘子的芯棒上，所以选用芯棒必须能满足产品额定弯曲机械负荷；对芯棒截面直径的选择是采用多次重复试验，用可靠的试验数据进行验证后加以选取的。

在外力的作用下，复合绝缘子上端金属附件与芯棒间仅有挤压的作用力，两者之间不应有位移。而绝缘子下端金属附件和芯棒之间既存在挤压力，也存在拉伸力，因此下端附件与芯棒之间可能出现位移，其连接强度要求比上端要求高。下端端部结构连接在设计和制造时应该更为重视。支柱复合绝缘子的结构参数和特性值如表 5.1-14 所示，图 5.1-32 所示为其型号说明。

表 5.1-14 支柱复合绝缘子的结构参数和特性值

绝缘子型号	额定电压 (kV)	系统标称 电压 (kV)	机械负荷			总高 (mm)	绝缘 距离 (mm)	伞径 (D/d) (mm)	爬电 距离 (mm)	1min 工频耐 受电压 (kV)		雷电冲击 耐受电压 (kV)
			弯曲 (kN)	扭矩 (kN·m)	拉伸 (kN)					干	湿	
FZSNW2-40.5/4T	40.5	35	4		4	380	280	165/128	875	100	—	185
FZSW-11.5/4T	12	10	4	—	—	210	110	128	200	42	30	75
FZSW2-40.5/4F	40.5	35	4	1.0	—	400	300	165/128	875	100	80	185
FZSW3-40.5/6F	40.5	35	6	1.0		420	320	165/128	950	100	80	185
FZSW3-126/4L	126	110	4	1.5		1220	1050	190/155	3150	265	185	450
FZSW3-126/8F	126	110	8	2.0		1220	1050	190/155	3150	265	185	450

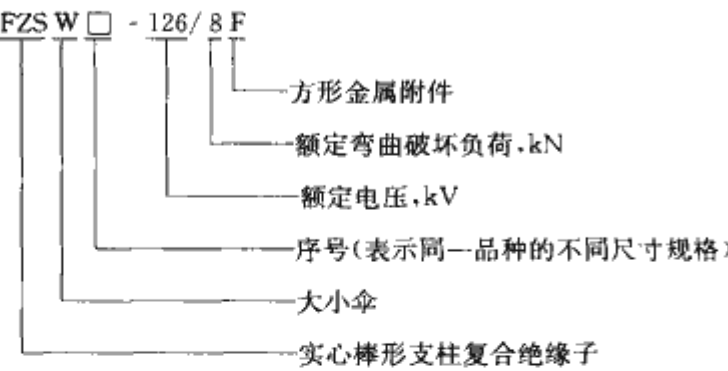


图 5.1-32 支柱复合绝缘子型号说明

1.1.3.4 直流复合绝缘子

高压直流复合绝缘子的应用始于 20 世纪 70 年代末，高压直流复合绝缘子在污秽环境下表现出令人满意的运行性能，检测取下的复合绝缘子发现其表面覆盖了一层重污秽，但仍有很好的憎水性且无烧蚀痕迹。我国在 1995 年成功研制出直流复合绝缘子并挂网运行，目前葛南、天广、龙政、三广线和贵广线上使用的复合绝缘子已达 1.1 万支。新建线路（包括交、直流 500kV 线路）已开始大批量使用高温硫化硅橡胶复合绝缘子。复合绝缘子的各主要生产厂家已先后完成了芯棒与护套界面的连续挤压及整体注塑技术的改进，端部金具与芯棒之间采用压接式连接工艺，±500kV 交、直

流复合绝缘子相继使用了耐应力腐蚀芯棒。我国运行中的复合绝缘子在多次区域性和大面积污闪事故中表现出的优异耐污性能，表明复合绝缘子用于 ±500kV 直流输电线路是可行的。

为了模拟复合绝缘子最危险的运行状态（例如憎水性暂时消失或污秽突然覆盖时），中国电力科学研究院对复合绝缘子在极端条件下（即复合绝缘子憎水性丧失时）的污秽闪络特性进行了试验研究，试验结果如图 5.1-33 所示，在两种盐密下，复合绝缘子单位长度的污闪电压较 210kN 的钟罩形瓷绝缘子和玻璃绝缘子高很多，可见复合绝缘子即使在憎水性完全丧失的条件下，耐污闪性能仍然比同等污秽度下瓷和玻璃绝缘子的耐污闪性能好。检测表明，在污秽地区运行了较长时间的直流复合绝缘子仍然具有较好的憎水性，因

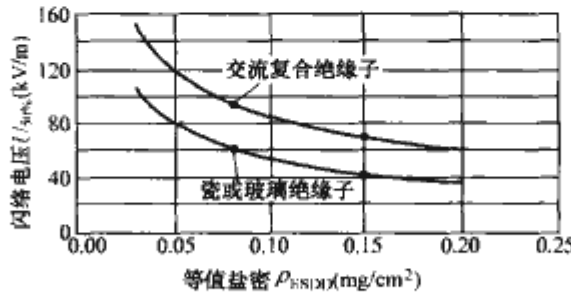


图 5.1-33 无憎水性的复合绝缘子人工污秽试验结果



此实际的复合绝缘子污闪电压要远远高于同等污秽条件下的瓷或玻璃绝缘子的污闪电压,若在特高压直流输电线路采用复合绝缘子将可大幅度提高线路的耐污秽能力。

### 1.1.3.5 复合绝缘套管

这里所说的复合绝缘套管是指前面提到的复合空心绝缘子,如前所述包括用有机绝缘材料制造的油浸电容式套管、SF<sub>6</sub>套管、断路器护套、互感器护套、电容器护套、电缆端头、分压器、避雷器以及其他电器的套管。目前空心复合绝缘子主要是用于油浸电容式套管、避雷器等。

用于特高压设备的套管和套筒属于特大型瓷件,制造难度大。参照研制复合绝缘支柱的经验对套管类瓷件采用组合绝缘的办法能降低制造难度,而且穿墙套管不均匀淋雨时的闪络问题,采用组合绝缘的方式后会得到较好解决。

对用于 TA、TV 及开关的套管类瓷件,组合绝缘是一种方案,用硅橡胶伞裙加玻璃钢筒的复合绝缘套筒也是一种方案,后者还可以解决防爆问题。国外在 20 世纪 80 年代就有了复合绝缘套筒的 SF<sub>6</sub> 开关在试运行。

此种复合空心绝缘子与瓷套相比,除了具有尺寸公差小、重量轻、机械强度高的优点外,还消除了破裂的危险。在充气电力设备中,即使绝缘子破裂对周围也不会有威胁。表 5.1-15 所示为避雷器常用的复合空心绝缘子的外绝缘结构参数。

表 5.1-15 电站用立柱式避雷器外绝缘结构参数

型 号	爬电距离 $L$ (mm)	大伞伸出 $P_1$ (mm)	小伞伸出 $P_2$ (mm)	$P_1-P_2$ ( $\geq 15$ mm, mm)	伞间距 $S$ (mm)	$S/P$ ( $\geq 0.8$ )	伞间最小距离 $C$ ( $\geq 30$ mm, mm)	伞倾角 $\alpha$ (上、下 $\geq 5^\circ/2^\circ$ )
YH5WZ-51/134	1190	38.5	—	—	60	1.56	56	$11^\circ/3^\circ$
YH10WZ-90/235	3430	68	48.5	19.5	108	1.59	103	$11^\circ/3^\circ$
YH10WZ-100/260	3430	68	48.5	19.5	108	1.59	103	$11^\circ/3^\circ$
YH10WZ-200/520	6350	64.5	45	19.5	108	1.67	103	$11^\circ/3^\circ$

## 1.2 绝缘子的使用要求及其技术条件

户外绝缘子在使用中要受多种因素的作用,如电场强度、机械应力、大气条件、使用环境等,这些因素是同时起作用的。上述这些因素对绝缘子的作用情况以及作用的严酷程度是和绝缘子的种类、结构形状以及所处环境有很大的关系。例如,线路悬式和耐张绝缘子要承受由导线和绝缘子自重决定的以及由导线张力所决定的拉应力,大风、覆冰以及温度变化将使绝缘子所受的拉应力增加。电站支持绝缘子要承受压应力作用,也可能承受弯矩和扭矩的作用,分析电站支持绝缘子的受力,除了应考虑所支撑的母线、设备的作用力外,还应考虑事故状态下电流产生的电动力对绝缘子的作用。悬臂结构的横担绝缘子要承受由导线施加的弯矩作用。此外,绝缘子还可能承受多种暂态载荷,例如在输电线路的架设过程中线路绝缘子还可能承受扭弯载荷;在导线的振动或摇摆过程中,绝缘子会承受一个振动载荷;自然界因素如飓风、地震、导线覆冰脱落,或者人为因素如车撞上杆塔、枪击绝缘子等都会使绝缘子承受一个冲击载荷。

在电方面绝缘子除了要承受稳态工频运行电压的作用外,还要承受由雷电或操作引起的暂态过电压的作用。在决定绝缘子的串长或绝缘子串的干弧距离时要同时考虑上述三种电压的作用。比较两种暂态过电压对决定干弧距离的作用在 330kV 以下主要考虑雷电过电压的作用,330kV 以上则

主要考虑操作过电压的作用。在绝缘子闪络时,数以千安计的事故电流以电弧的形式沿绝缘子表面流过,因此,绝缘子要能耐受大电弧的烧蚀直到线路保护动作。

图 5.1-34 给出了 14 片悬垂串绝缘子在暂态过电压作用下闪络电压和电压持续时间之间关系的试验结果,从图 5.1-34 中可以看出冲击电压的波形以及潮湿、脏污条件对闪络电压的影响,绝缘子在潮湿脏污条件下的闪络是一个热电离过程,完成闪络需一定的时间,雷电冲击电压的持续时间很短,潮湿或脏污条件对雷电冲击闪络电压影响很小,操作冲击电压的持续时间较长,湿闪电压明显低于干闪电压,在潮湿脏污的条件下,闪络电压会进一步降低。在工频运行电压下,潮湿和脏污条件对闪络电压的影响更为显著,绝缘子运行环境下的湿、污特征是决定户外绝缘水平的关键因素,在污秽地区确定绝缘子串长的决定性因素是运行电压下的耐污闪能力。

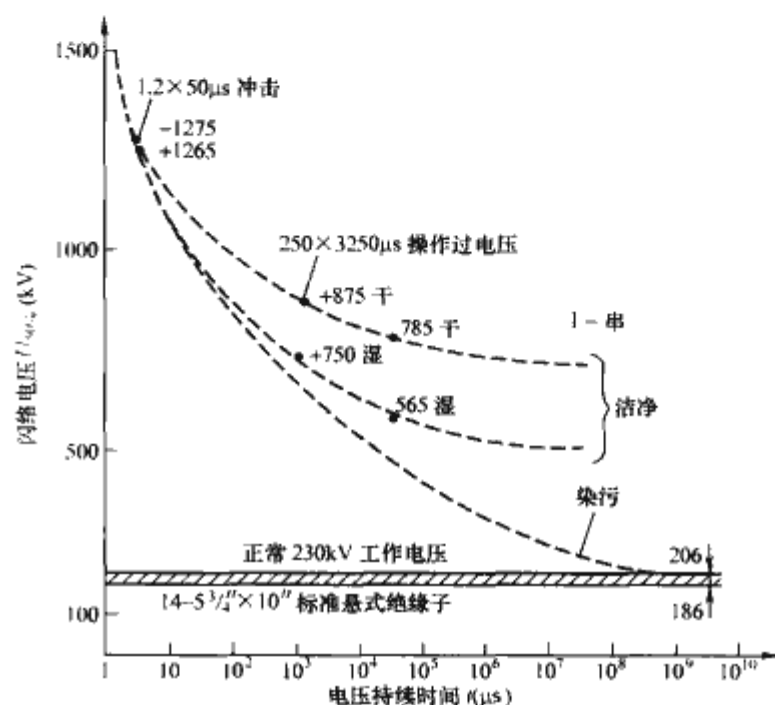


图 5.1-34 14 片悬垂串绝缘子在暂态过电压作用下  
闪络电压和电压持续时间之间关系

为了提高绝缘子的耐污闪能力,100 余年来人们在绝缘子的形状设计上进行着不懈的努力,决定绝缘子几何形状的各参数都对绝缘子的耐污闪能力有影响,各参数中泄漏距离的影响是最大的,评价绝缘子的耐污闪能力通常用泄漏距离或爬电比距来表征,爬电比距是泄漏距离和运行电压(通常是指线电压)的比值。用这两个参数来表征绝缘子的耐污闪能力,虽然简单粗糙,但不失为是一种实用的方法。为了增大绝缘子的泄漏距离,对悬式绝缘子而言,除了采用增加片数的措施外,还可将普通型绝缘子更换为大爬距或防污型绝缘子。大爬距绝缘子往往采用增大盘径的方式,防污型绝缘子或是在绝缘子的下表面用深槽密棱的方式或是采用双层伞或三层伞的方式。对结构高度确定的支柱绝缘子,为增加泄漏距离只能采用增大伞径、缩小伞间距或在伞下表面加棱槽等措施。采用上述措施不是随意的,在尺寸配合上有制约条件,只有在盘径和片间距离,绝缘高度和泄漏距离的合适比例范围内,增加泄漏距离是有效果的,否则会适得其反。绝缘子的几何形状也有和使用环境的适应性问题。防污型绝缘子有两大类型:①形状复杂的钟罩型结构;②形状简单的空气动力型结构。钟罩型适合于污秽能迅速积聚的沿海地区,空气动力型适合于粉尘较严重的内陆地区。

不同地区的环境条件是千差万别的,不同的气象条件对



绝缘子的运行性能有不同的影响。例如,温度影响几乎所有材料的绝缘性能,因为随着温度的升高,材料的电导率增加。阳光中的紫外线可使有机绝缘材料降解,表面出现龟裂、粉化等现象。雨、露、雾、融雪、融冰等多种气象条件都能使绝缘子表面受潮湿润,比起干燥状态,潮湿状态下绝缘子的表面电阻将大大降低,如果绝缘子的表面已脏污,表面电阻的降低更为急剧,在较严重的潮湿脏污状态下,绝缘子可能无法耐受运行电压的作用,从而发生污闪事故。海拔也会影响绝缘子的绝缘特性,海拔越高,空气的密度越小,绝缘子的闪络电压也就越低。上述这些因素按不同的组合可同时作用在绝缘子上,设计或选择绝缘子时必须考虑上述各种因素的作用,使绝缘子在恶劣的环境及气象条件下能安全可靠的工作。

### 1.3 绝缘子的标准化

标准是对社会实践中重复性的事物和概念所作的统一规定;标准化是通过制、修订和实施标准,达到统一,以获得最佳秩序和社会效益的过程。标准是人类社会文明的产物和标志;标准化使人类社会活动运行在一个有序、高效的平台上。

#### 1.3.1 绝缘子的国家和行业标准

##### 1.3.1.1 国家标准

GB/T 772—2005 高压绝缘子瓷件 技术条件

GB/T 1001.1—2003 标称电压高于1000V的架空线路绝缘子 第1部分:交流系统用瓷或玻璃绝缘子元件定义、试验方法和判定准则

GB/T 1000.2—1988 高压线路针式瓷绝缘子 尺寸与特性

GB/T 2900.8—1995 电工术语 绝缘子

GB/T 4056—2008 绝缘子串元件的球窝连接尺寸

GB/T 4109—2008 交流电压高于1000V的绝缘套管

GB/T 5582—1993 高压电力设备外绝缘污秽等级

GB/T 8287.1—2008 标称电压高于1000V系统用户内和户外支柱绝缘子 第1部分:瓷和玻璃绝缘子的试验

GB/T 8287.2—2008 标称电压高于1000V系统用户内和户外支柱绝缘子 第2部分:尺寸与特性

GB/T 11030—2008 交流电气化铁路接触网用棒形瓷绝缘子特性

GB/T 12944.1—1991 高压穿墙瓷套管 技术条件

GB/T 12944.2—1991 高压穿墙瓷套管 尺寸与特性

GB/T 19519—2004 标称电压高于1000V的交流架空线路用复合绝缘子——定义、试验方法及验收准则

GB/T 4585—2004 交流系统用高压绝缘子的人工污秽试验

GB/T 16927.1—1997 高电压试验技术 第一部分:一般试验要求

GB/T 16927.2—1997 高电压试验技术 第二部分:测量系统

GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合

GB/T 4109—2008 交流电压高于1000V的绝缘套管

GB/T 16935.1—2008 低压系统内设备的绝缘配合 第1部分:原理、要求和试验

GB/T 16434—1996 高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准

GB/T 311.2—2002 绝缘配合 第2部分:高压输变电设备的绝缘配合使用导则

GB/T 311.3—2007 绝缘配合 第3部分:高压直流换流站绝缘配合程序

GB/T 7253—2005 标称电压高于1000V的架空线路绝缘子 交流系统用瓷或玻璃 绝缘子件 盘形悬式绝缘子件的特性

GB/T 775.1—2006 绝缘子试验方法 第1部分:一般试验方法

GB/T 775.2—2003 绝缘子试验方法 第2部分:电气试验方法

GB/T 775.3—2006 绝缘子试验方法 第3部分:机械试验方法

GB/T 18052—2000 套管、油管和管线管螺纹的测量和检验方法

GB/T 19443—2004 标称电压高于1000V的架空线路用绝缘子—直流系统用瓷或玻璃绝缘子元件—定义、试验方法和接收准则

GB/T 19519—2004 标称电压高于1000V的交流架空线路用复合绝缘子—定义、试验方法及验收准则

GB/T 4585—2004 交流系统用高压绝缘子的人工污秽试验

##### 1.3.1.2 电力行业标准

DL/T 729—2000 户内绝缘子运行条件 电气部分

DL/T 487—2000 330kV及500kV交流架空送电线路绝缘子串的分布电压

DL 784—2001 带电更换330kV线路耐张单片绝缘子技术规程

DL/T 812—2002 标称电压高于1000V架空线路绝缘子串工频电弧试验方法

DL/T 811—2002 进口110kV~500kV棒式支柱绝缘子技术规范

DL/T 810—2002 ±500kV直流棒形悬式复合绝缘子技术条件

DL/T 865—2004 126kV~550kV电容式瓷套管技术规范

DL/T 864—2004 标称电压高于1000V交流架空线路用复合绝缘子使用导则

DL/T 859—2004 高压交流系统用复合绝缘子人工污秽试验

DL/T 557—2005 高压线路绝缘子空气中冲击击穿试验—定义、试验方法和判据

DL/T 626—2005 劣化盘形悬式绝缘子检测规程

##### 1.3.1.3 机械工业部标准

JB/T 1542—1999 110kV及220kV户外少油断路器用瓷套

JB/T 3384—1999 高压绝缘子 抽样方案

JB/T 3567—1999 高压绝缘子 无线电干扰试验方法

JB/T 3568—1999 盘形悬式绝缘子串元件的热机械性能试验方法

JB/T 5889—1991 绝缘子用有色金属铸件 技术条件

JB/T 5890—1991 绝缘子用玻璃材料性能及测试方法

JB/T 5891—1993 绝缘子用黑色金属铸件 技术条件

JB/T 5893.5—1991 电瓷用原料 物理性能试验方法

JB/T 5893.6—1991 电瓷用原料 钾长石化学分析方法

JB/T 5895—1991 污秽地区绝缘子 使用导则

JB/T 5896—1991 常用绝缘子 术语



JB/T 6746.1—1993 电除尘器用瓷绝缘子 瓷套  
 JB/T 6746.2—1993 电除尘器用瓷绝缘子 瓷转轴  
 JB/T 6746.3—1993 电除尘器用瓷绝缘子 棒形支柱  
 JB/T 6746.4—1993 电除尘器用瓷绝缘子 穿墙套管  
 JB/T 6747—1993 直流系统用高压绝缘子人工污秽试验方法 固体层法  
 JB/T 7844—1995 气压瓷套 通用技术条件  
 JB/T 8176—1999 电力和通信线路针式绝缘子钢脚  
 JB/T 8177—1999 绝缘子金属附件热镀锌层 通用技术条件  
 JB/T 8178—1999 悬式绝缘子铁帽 技术条件  
 JB/T 8181—1999 绝缘子串元件球窝联接用锁紧销  
 JB/T 8460—1996 高压线路用棒形悬式复合绝缘子尺寸与特性  
 JB/T 8737—1998 高压线路用复合绝缘子使用导则  
 JB/T 9673—1999 绝缘子 产品包装  
 JB/T 9674—1999 超声波探测瓷件内部缺陷  
 JB/T 9677—1999 盘形悬式绝缘子钢脚  
 JB/T 9678—1999 盘形悬式玻璃绝缘子 玻璃件外观质量  
 JB/T 9679—2008 电瓷用真空练泥机  
 JB/T 9680—1999 高压架空线路绝缘地线用盘形悬式瓷绝缘子  
 JB/T 9683—1999 绝缘子 产品型号编制方法  
 JB/T 10305—2001 3.6kV~40.5kV 高压设备用户内有机材料支柱绝缘子技术条件  
 JB/T 7616—1994 高压线路绝缘子陡波冲击耐受试验  
 JB/T 4307—2004 绝缘子胶装用水泥胶合剂  
 JB/T 10583—2006 低压绝缘子瓷件 技术条件  
 JB/T 10584—2006 架空通信线路针式瓷绝缘子  
 JB/T 10585.1—2006 低压电力线路绝缘子 第 1 部分: 低压架空电力线路绝缘子  
 JB/T 10585.2—2006 低压电力线路绝缘子 第 2 部分: 架空电力线路用拉紧绝缘子  
 JB/T 10585.3—2006 低压电力线路绝缘子 第 3 部分: 低压布线用绝缘子  
 JB/T 10585.4—2006 低压电力线路绝缘子 第 4 部分: 电车线路用绝缘子  
 JB/T 10586—2006 高压线路蝶式绝缘子

### 1.3.2 绝缘子常用的国际标准

IEC 60438; 1973 高压直流绝缘子的试验和尺寸  
 IEC 61245; 1993 用于直流系统高压绝缘子人工污染试验  
 IEC 60050—471; 1984 国际电工词汇 第 471 部分: 绝缘子  
 IEC 60120; 1984 绝缘子串元件的球与窝连接尺寸  
 IEC 60168; 2001 标称电压 1000V 以上系统中户内、户外用的陶瓷或玻璃支柱绝缘子的试验  
 IEC 60233; 1988 电气设备用空心绝缘子的试验  
 IEC 60273; 1990 标称电压高于 1000V 以上系统户内、户外支柱绝缘子的特性  
 IEC 60305; 1995 标称电压 1000V 以上架空线用绝缘子, 交流设备用陶瓷或玻璃绝缘子、盘形和针形悬式绝缘子串元件的特性  
 IEC 60372; 2003 绝缘子串元件球窝连接用锁紧销-尺寸和试验

IEC 60383.1; 1993 用于交流系统陶瓷式玻璃绝缘子元件—定义、试验方法和验收规则  
 IEC 60383.2; 1993 用于交流系统绝缘子串和绝缘子组—定义、试验方法和验收规则  
 IEC 60433; 1998 1000V 以上额定电压的架空电线用绝缘子—交流电系统用瓷绝缘子—长棒形绝缘子元件的特性  
 IEC 60437; 1997 高电压绝缘子无线电干扰试验  
 IEC/TR 60438; 1973 高压直流绝缘子的试验和尺寸  
 IEC 60471; 1980 绝缘子串元件槽形和扁脚连接的尺寸  
 IEC 60507; 1999 交流系统高压绝缘子人为污染试验  
 IEC/TR 60575; 1977 绝缘子串元件的热—机械性能试验和机械性能试验  
 IEC 60591; 1978 公称电压高于 1000V 的架空线路用陶瓷材料或玻璃绝缘子采用统计控制方法进行机械和机电试验时的取样规则和验收准则  
 IEC 60660; 1999 标称电压 1000V 以上至 300kV (不含) 的系统用有机材料户内支柱绝缘子的试验  
 IEC 60720; 1981 线路支柱绝缘子的特性  
 IEC/TR 60797; 1984 架空线路用玻璃或陶瓷材料绝缘子串元件在电介质受到机械损伤后的剩余强度  
 IEC 61109; 1995 标准电压大于 1000V 的直流架空线用复合绝缘子定义、试验方法和验收标准  
 IEC 61264; 1998 高压开关控制装置用陶瓷增压空芯绝缘子  
 IEC 61325; 1995 标称电压高于 1000V 以上高架线的绝缘—直流装置陶瓷或玻璃绝缘件定义、试验方法和验收规则  
 IEC 61466—1; 1997 标称电压 1000V 以上的架空线路用复合绝缘子串单元 第 1 部分: 标准强度等级和端配件  
 IEC 61466—2; 2002 额定电压 1000V 以上的架空线路用复合绝缘子串单元 第 2 部分: 尺寸和电气特性  
 IEC 61952; 2002 架空电线用绝缘子—额定电压为 1000V 的交流电流用复合线柱绝缘子  
 IEC 62155; 2003 额定电压为 1000V 以上的电气设备用空心增压和未增压陶瓷和玻璃绝缘子  
 IEC 62217 用于标称电压高于 1000V 的户内和户外聚合物绝缘子——一般定义、试验方法和接收准则  
 IEC 61462; 1998 复合绝缘子—户外和户内电气设备用空心绝缘子定义、试验方法、接受准则和设计推荐  
 IEC/TR 62073; 2003 绝缘子表面润湿度的测量指南  
 IEC/TR 60815; 2004 关于污染条件的绝缘子选择导则  
 IEC 61245; 1993 用于直流系统高压绝缘子人工污染试验  
 IEC/TR 61467; 1997 高于 1000V 架空线用绝缘子交流电弧试验  
 IEC 61211; 2004 标称电压高于 1000V 以上的架空线用陶瓷或玻璃绝缘子空气中脉冲冲击穿试验  
 IEC 60137; 2003 交流电压高于 1000V 的绝缘套管  
 IEC 62199; 2004 直流装置套管  
 IEC/TR 61464; 2003 绝缘套管—油作为主绝缘 (普通纸) 浸渍介质的套管中溶解气体分析 (DGA) 的说明指南  
 IEC/TR 61463; 2000 套管抗地震能力

## 2 绝缘子的设计和制造

绝缘子在线路运行时, 主要会受到电气负荷、机械负



荷、热负荷以及其他环境因素的长期综合作用。为了使绝缘子在复杂的环境下可靠的运行,在绝缘子的设计过程中应该考虑各种负荷因素的影响。一般设计过程是一个反复的选型和定型的过程,需要做大量的试验,设计绝缘子也应符合相应的国家标准或者行业标准。

## 2.1 电瓷绝缘子

瓷绝缘子的设计方法和思路已经比较成熟,设计绝缘子时首先要详细拟定包含下列资料的技术任务书:绝缘子型式(针式、盘形悬式或棒形悬式等)、正常状态和故障状态的机械负荷的计算、装置的额定电压、大气状况和气候条件、悬式绝缘子的泄漏比距等。绝缘子的使用环境不同,所需耐受的各种负荷作用就不同。因此在设计绝缘子时应该首先知道所设计的绝缘子的使用环境,绝缘子将主要耐受的负荷性质,并以此作为绝缘子设计的基本依据。绝缘子的设计考虑的因素不同,设计的结果也就不同。

### 2.1.1 电瓷绝缘子设计

电瓷绝缘子设计的首要任务就是确定主要尺寸:结构高度、悬式绝缘子串长度、最大直径、泄漏距离、最高电压部位的介质厚度。在高压绝缘子研制初期的电气计算是根据绘制绝缘子设计草图的图解电场进行的。这种方法较为繁琐,目前已不再使用。通过大量的绝缘子制造理论和实践的经验积累,我国已深入研究和掌握了各种绝缘子某些参数之间的相互关系和经验公式,为绝缘子的设计和制造提供了依据。当然这些参数的确定也应该符合相应的标准。

### 2.1.2 绝缘子结构的确定

绝缘子的结构形状对它的直流耐污闪电压特性有很大影响。在同样的污秽条件下,由于直流电压的集尘效应使得直流绝缘子的污秽积聚比交流绝缘子的积污更严重,因而直流污闪的问题更突出。此外,由于直流电压没有交流电压的极性转换,绝缘子表面的局部放电往往持续时间比较长,电弧容易在棱间桥接。因此直流绝缘子污秽耐受电压不仅取决于爬电距离而且也取决于伞形,其结构形状对它的直流耐压特性有很大影响。通常绝缘子直流污秽耐压比交流时低。在设计这种直流绝缘子的过程中要充分考虑这些因素的影响。

试验表明,同样盐密下,绝缘子单位串长的直流污耐压值因结构形状不同可相差30%~40%以上,其结构的合理性及选型对绝缘子的直流耐污性能影响非常重要。目前使用的评价绝缘子电气性能的结构参数很多,而衡量绝缘子直流电气性能的标准和最终指标是绝缘子单位串长的直流污耐压值。它综合考虑了造型、局部电弧特性、有效爬距和串中尺寸的相互配合等因素。同时在直流绝缘子结构设计时一般还应考虑如下参数:单位高度爬距 $L/H$ ( $L$ 为爬电距离,mm; $H$ 为瓷件高度,mm),这是评定直流绝缘子结构是否优良的重要参数,试验研究表明同样的结构高度下增大爬距对提高直流电压下的耐污性能是有作用的。IEC规定直流耐污型绝缘子的 $L/H$ 为2.5~3.0;造型系数 $F$ 为( $F=DL/HF$ ),它综合反映了绝缘子盘径、爬距、高度三要素。 $F$ 值大,其污闪电压较高。棱下系数为 $k(k=\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^n s_i/d_i)$ ,参见图5.1-35。

根据经验, $k=0.7\sim 1.1$ 时,绝缘子直流耐污性能较佳,并有 $k=0.9$ 为最佳值。在大连电瓷厂的设计中 $k$ 值均在较佳的范围内(0.84~1.06),图5.1-35是棱下系数 $k$ 和耐受电压值的关系。形状系数 $f=\frac{1}{2\pi}\int_0^t d_i/r(i)$ ,形状系

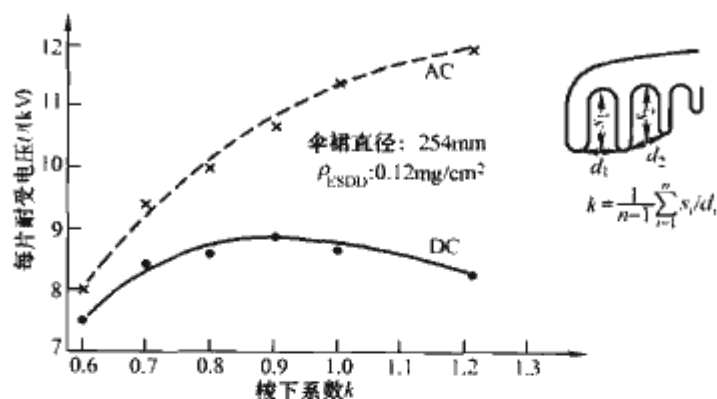


图 5.1-35 棱下系数 $k$ 和耐受电压值的关系

数表示在绝缘子表面湿污层电导率相同的情况下,其值越大的绝缘子表面污层电阻值越大,其耐污性能也越好。在设计选型时还应注意,在增加爬电距离的同时,增大棱端空气间隙距离总和,这对提高绝缘子耐污闪电压是有利的。在盘径不变的情况下,适当延长次外棱长,对增大棱间距和爬距是有益的。特别是长棱形的内钟罩结构,能阻挡雾和毛毛雨的侵入,使绝缘子上下表面不同期受潮,进而不容易发生污闪。另外根据观察和比较大量的污闪现象,发现次外棱能有效地抑制闪前电流电弧的飘离和阻碍放电的发展,使绝缘子耐污闪电压提高。

试验研究表明绝缘子串的尺寸应当相互配合,雾中绝缘子串相邻两片上、下表面最短空气间隙的抗电强度高于其间沿绝缘子表面的抗电强度时,一般不易发生片间短路,此时适当增大其间的爬电距离对提高绝缘子耐污闪电压是有利的。

直流绝缘子选型的优劣常以耐污闪电压的高低为主要判据。直流悬式绝缘子的选型研究和人工污秽选型试验均采用了模拟带电绝缘子自然受潮的雾中耐压法。绝缘子染污采用固体污层法。污秽度以等值附盐密度表示。试验采用逐级加恒定电压法。通过试验测量污耐受电压,筛选耐污性能优异的结构造型作为绝缘子造型。选型主要改变是外棱及次外棱长、爬距、棱间距、下表面伞棱直径、表面倾角等。

通过分析绝缘子污闪过程可见,绝缘子几何形状和尺寸对污闪电压的影响是以外电场为媒介的。绝缘子外电场分布的合理与否是外绝缘设计优劣的主要判据。对绝缘子表面外轮廓线上电场的计算和分析表明,在绝缘子的表面存在着多个局部场强极值点,这些点之间可能因局部电场过强而出现气体击穿。利用计算机计算分析出试品的对应局部场强极值大小可确定选型优劣的顺序。

通过大量的设计和人工污秽选型试验,得出下面一些结论以指导绝缘子结构设计:

(1) 应选用耐污和自洁性能好的造型结构。大倾角上表面有利于提高自洁能力;长棱形成的内钟罩结构有利于阻挡雾、毛毛雨的侵入,使上下表面污层不同期受潮,且能有效抑制电弧的飘离和放电的发展,使绝缘子耐污闪电压提高。

(2) 伞下棱采用长短交替布置,在增大爬距的同时,增大棱间距是提高其耐污性能的有效途径。

(3) 直流绝缘子单位高度爬电距离取3.2,耐污性能较优,XZP1-160型绝缘子的造型系数 $F=6.03$ ,棱下系数 $k=1.02$ (图5.1-35所示为棱下系数和耐受电压的关系),形状系数 $f=1.06$ 均在直流绝缘子结构参数的最佳范围。

(4) 必须注意控制爬距与片间最短距离比,以改善绝缘子串的耐污性能。此值取3.5较适宜。

(5) 确保各道工序工艺参数的要求,并完善工艺制度是



保证瓷件质量,提高产品机电性能的关键。

(6) XZP1-160 型直流绝缘子较 XP-16 型在  $0.03\text{mg}/\text{cm}^2$  及  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  盐密下,单位高度污耐压值分别提高 50% 及 47%,每片绝缘子污耐压值分别提高 64% 及 62%。

### 2.1.3 直流绝缘子的离子迁移老化问题及其防护

直流绝缘子在直流电压作用下还有一些特殊的性能需要在设计过程中考虑,如瓷件材料的抗老化性能问题、钢脚腐蚀问题。考虑这些问题是保证直流绝缘子可靠运行的重要因素。

直流绝缘子瓷质配方及抗老化性能研究在国内外都有较多的成果。目前对于瓷绝缘子材质在直流电压下的老化成因:有人认为,瓷质中的碱金属离子,特别是  $\text{Na}^+$  离子在迁移过程中由于获得电子而形成体积比离子体积大两倍的原子,局部膨胀应力致使绝缘子破裂(主要出现在绝缘子头部);另外一种观点认为,离子迁移造成了瓷件内部电阻率不同的导电层,导致不均匀的电场分布,长时间作用后而出现击穿。

理论和实践证明,合理地运用“中和效应”与“压抑效应”是一条即可提高瓷质电阻率,延缓离子迁移防止老化,又不提高烧成温度的有效途径。所谓“中和效应”就是当玻璃相中碱金属离子总浓度不变时,含两种碱金属离子的玻璃电阻率比只含一种碱金属离子的玻璃电阻率要大,当两种碱金属离子浓度比例适当的情况下,电阻率甚至可升高 4~5 个数量级。而“压抑效应”就是含碱金属的玻璃相中加入一种或多种碱土金属氧化物,能使电阻率提高,相应的二价阳离子体积越大,这种效应越强。试验中通过运用“中和效应”和“压抑效应”使得瓷质电阻率得到提高。

根据上述原则,结合直流绝缘子的瓷质材料特点确定了瓷质配方设计原则如下:利用“中和效应”与“压抑效应”选用合适的熔剂和矿化剂原料,提高钾钠比,以降低  $\text{Na}_2\text{O}$  含量,在满足工艺和瓷质机械性能的条件下,设计使瓷质电阻率增至最高以提高其抗老化性能。根据设计原则采用煅烧氧化铝—长石—黏土—矿化剂这一新的配方系统三轮配方试验及验证,研制出一种在直流电压下具有优良抗老化性能,满足直流绝缘子设计要求的瓷质配方。通过正交设计试验选择不同的黏土、长石及矿化剂,通过小样试验测定瓷质电阻率等重要指标,确定配方所用原料;利用回归方程和非线性规划理论,采用变量轮换法找出原料配比与性能指标之间的明确关系。

对直流绝缘子抗老化性能的研究还应进行离子迁移老化试验,研究所设计的瓷件材料在直流电压和较高温度长期作用下的电气性能的下降,其下降的程度和快慢取决于通过瓷件的电量、极性方向和电压。由人工加速老化试验可得出瓷材料的体电阻—温度关系

$$\ln R(t) = A + KT \text{ 或者 } R(t) = e^{\left[-1/333 + 1/(273+t)\right]} \quad (5.1-4)$$

式中:  $T$  为绝对温度,  $T = 273 + t$ ;  $K$  为体电阻温度系数;  $A$  为常数;  $R(t)$  为  $t^\circ\text{C}$  时体电阻。

通过对破损绝缘子的调查,直流电压下绝缘子内部离子迁移率过大,使短期内通过瓷件的电量太多,是绝缘子老化损坏的重要原因。相应于连续运行 50 年流过绝缘子电量的计算值是根据实测的绝缘子体电阻—温度关系曲线由积分公式计算出来

$$Q = \int_0^t \frac{U}{R(t)} dt \quad (5.1-5)$$

式中:  $U$  为绝缘子运行电压。

通过 50 年电量计算,以及加速老化试验可以得到绝缘

子能够承受的最大不均匀分布电压下的使用年限及温度范围。

直流悬式绝缘子的设计还应考虑热破坏试验,其目的是在考验绝缘子在高温、高电场强度下的性能。一般需要在较长时间保持较高温度直到有 1~2 片绝缘子损坏为止,以此求出绝缘子最高耐受温度。

指导直流悬式绝缘子防老化设计可遵循以下原则:

(1) 瓷材料中碱金属离子的含量及钾钠比决定了瓷质的体积电阻率,适合于直流电压下工作的瓷质体积电阻率在  $50^\circ\text{C}$  及  $100^\circ\text{C}$  条件下,分别不低于  $10^{13}\Omega\cdot\text{cm}$  及  $10^{12}\Omega\cdot\text{cm}$  较合适。

(2) 为使直流瓷质具有优良的电气性能,瓷体的  $\text{Na}_2\text{O}$  含量应控制在 0.1%。

(3) 合理地使用“中和效应”与“压抑效应”改变瓷体中玻璃相的结构和化学组成,是增加直流瓷质体积电阻率,延缓离子迁移,提高抗老化性能的有效途径。

(4) 在直流高电压及较高温度下进行的长时间离子迁移试验和热破坏试验是检验直流绝缘子材质抗老化性能的有效方法。

直流绝缘子的设计中要考虑的另一个重要问题是绝缘子的钢脚腐蚀问题。钢脚腐蚀包括电解腐蚀、锈蚀和微电池腐蚀等,其中最主要的是电解腐蚀,它是由直流电压作用下沿绝缘子表面的泄漏电流引起的。当泄漏电流流经钢脚时,正极性的钢脚由于金属的电离逐渐溶解,产生电解腐蚀。电解腐蚀一般发生在水泥表面处或在其附近。盘形绝缘子由于钢脚处电流密度大,所以其腐蚀程度比帽下缘的腐蚀程度严重。电解腐蚀使钢脚截面逐渐减小,从而构成对机械强度的严重威胁。

观察结果显示,直流电压下的钢脚腐蚀一般发生于正极性情况下,而在负极性时钢脚基本无腐蚀现象。原因为施加负极性电压时,绝缘子的铁帽成为正极。由于铁帽和钢脚在直径及电流密度上有较大的差别,因而铁帽的腐蚀远不如钢脚那样明显。通过对钢脚腐蚀机理的分析,可采取防止钢脚被腐蚀的防护措施有:抑制泄漏电流的产生、使用耐腐蚀材料、安装非金属防护套和使用牺牲电极。金具腐蚀原理如图 5.1-36 所示。图 5.1-37 是模拟钢脚腐蚀的结果对照。

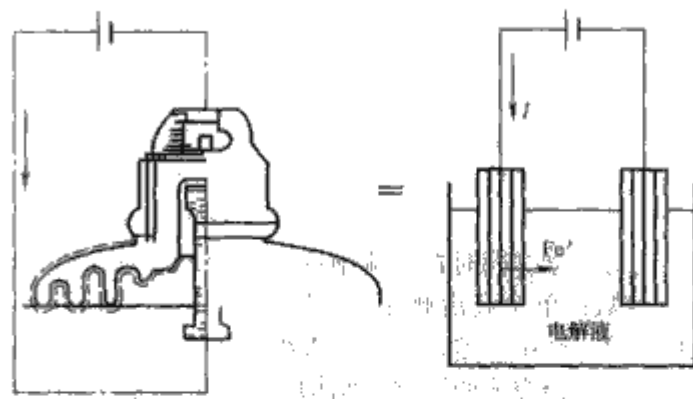


图 5.1-36 金具腐蚀原理图

为了防止电解腐蚀造成的危害,高压直流用钢化玻璃绝缘子采用浇注锌套的办法来制造一个牺牲电极,即在钢脚处配置一定厚度的锌套。在生产时绝缘子钢脚与水泥交界处设置抗电解腐蚀的阳极保护锌套。按照标准要求,在 210kN 拉伸负荷作用下,锌套与钢脚本体之间结合处不得有任何缝隙,达到这个要求须做到以下两点:①钢脚在 210kN 拉伸负荷下,不能明显延伸。为此通常采用钢脚热处理的办法,提高其屈服极限。②锌套必须与钢脚牢固结合。为此,要求严格控制锌液温度 ( $500^\circ\text{C}$  左右)、模具温度 ( $200\sim 250^\circ\text{C}$ )



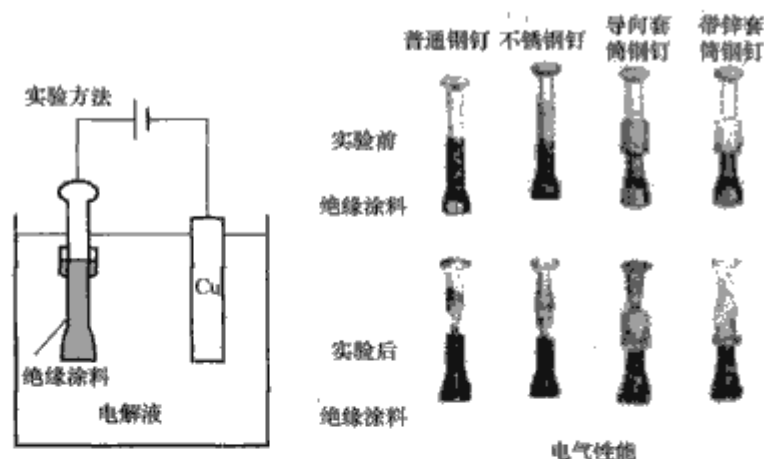


图 5.1-37 模拟钢脚腐蚀的结果对照

和钢脚温度 (270~320℃), 图 5.1-38 所示为锌套的具体工艺流程。

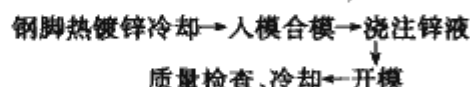


图 5.1-38 锌套工艺流程图

#### 2.1.4 悬式瓷绝缘子、电站支柱瓷绝缘子、瓷套套管制造工艺

绝缘子在运行线路上承受多种负荷的作用, 其质量对于输电线路的安全运行具有决定性的影响, 电力系统的运行部门对绝缘子的性能和质量提出了很高的要求。因此绝缘子除了要求科学的设计外, 还要求在绝缘子的生产制造工艺上进行严格的控制, 确保高质量的完成每一步生产。绝缘子的制造工艺比较复杂, 分工较细。为了确保绝缘子在运行线路上的安全可靠, 绝缘子的生产过程管理非常严格, 从材料的配置、成形、烧制, 到烧成组装检验每一步都有严格的指标限制。生产的产品在每一步检验中不合格率不能超过标准。生产成型的产品还要进行试验检验, 每一步检验都合格的产品才能出厂销售。

各个生产厂的绝缘子设计和生产过程都有区别, 不同绝缘子的生产过程也有区别, 所以我们不能一一了解所有绝缘子厂的各种类型绝缘子的生产过程。但是各种绝缘子的生产又都有共同之处。所以这里以某绝缘子生产厂的绝缘子生产流水线为例, 简单介绍一下悬式绝缘子的生产过程。悬式绝缘子的生产流程见图 5.1-39。

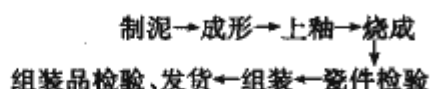


图 5.1-39 悬式绝缘子的生产流程图

制泥的过程是利用原材料 (长石、陶石和黏土) 经过粗粉碎、球磨、过筛、除铁和压滤等工艺, 制得制造绝缘件用的泥浆。在这个过程中, 原料经微球磨机微粉碎后应加水调配成泥浆, 将被除去异物、铁粉等杂质的泥浆, 经压滤机脱水后变成圆盘形的泥饼, 用自动机械取出; 成形过程中是采用真空练泥机均匀搅拌细练的泥柱, 在被切断成规定的大小后, 投入到模具中, 经旋转的金属模积压成形。这个过程包括练泥、成形、修坯和干燥等过程; 上釉之前应经过生坯检查, 釉一般有白色、灰色和棕色, 上釉是使绝缘子不仅保持美观, 而且增加产品电气强度、机械强度和防止污损; 烧成是在一个高温的抽屉窑或隧道窑里进行, 采用自动控制分装窑、烧成和出窑三个过程; 瓷件检验包括外观检查、水压试验和压缩试验; 组装是用水泥将瓷件和金具 (钢脚、钢帽) 进行连接组装, 这是为充分发挥绝缘子的机械强度和电气强

度而进行的非常重要的最后生产工序, 包括组装养护 (硬化)、拉伸试验、外观检查、火花试验; 生产过程最后的一道工序是组装品检查、包装发货, 将合格产品销售到使用地点。

为了生产出质量可靠的绝缘子, 绝缘子设计生产线采用以下程序生产:

(1) 原材料。对原材料的质量严格把关; 原材料的最理想调配; 对构成物性质的调整和管理; 结晶的微细化和均匀分布; 高强度的低收缩率水泥。

(2) 设计。瓷件、钢脚、钢帽的强度协调设计; 缓和应力集中的最理想设计 (上砂瓷件的头部形状设计, 钢脚、钢帽的形状设计); 避免电场集中的瓷件头部形状设计; 小型化, 轻量设计。

(3) 生产技术。自动化设备的流水线生产; 隧道连续烧成工艺实现了产品质量的稳定化; 对瓷件、砂子、釉药的热膨胀管理; 不损伤坯料的成型工艺; 高精度组装工艺可避免应力集中; 严格的各段工艺管理带来了产品质量的统一化。

(4) 质量管理。贯穿所有部门的综合管理系统; 重视质量, 成本, 交货期的方针; 严格的进货检验和产地管理; 独自开发的“全品加水压试验”; 安全预防活动。

#### 2.1.5 干法等径压工艺

以上介绍的瓷绝缘子生产工艺是传统的湿法生产工艺, 近年来发展起的等径压干法成型工艺主要用于高强度棒形支持绝缘子, 为当前国际上先进的电瓷制造工艺。目前世界上采用干法等径压成型工艺生产的只有少数几个国家, 我国西瓷、抚瓷等已采用了这种生产工艺。干法等径压成型具有瓷质结构均匀致密、无杂质、抗弯强度高、可成型复杂伞形、尺寸精确、生产周期短等优点, 主要生产高强度、高电压等级的棒形支柱绝缘子产品。

等径压技术的基本原理是应用 17 世纪巴斯卡提出的定律: 在静止的液体或气体上施加一压力, 它便会以相等压强向各个方向传播, 施于某一面上的压力是与其表面积成正比。利用这一原理, 将待压实的粉料装进一只具有弹性的软模内, 再放到液体或气体介质中去, 对这种流体介质施加一定压力, 则此压强便均等地作用于模型的各个面上, 在压力作用下, 粉料在各个方面都受到了挤压, 从而被压成与模型相像的压实物, 但其尺寸要比模型小些, 减少的程度则视材料的可压缩性和施加的压强情况而定。

等径压技术的特点是: 加工方式采用立式上进刀加工, 毛坯旋转, 完成内孔车削加工。产品精度由机械设备精度保证, 内外形同时完成, 制品精度高。

CNC (Computer Numerical Control, 计算机数控) 控制系统采用先进的交流伺服 CNC 数控系统, 系统定位精度高, 响应速度快, 控制精确。

(1) 采用机组生产, 单机布局合理, 工件周转少, 加工周期短, 生产率高, 生产线的可靠性高。

(2) 设备具有专用除尘功能, 用负压排尘, 粉尘基本不泄漏, 达到环保要求。

### 2.2 玻璃绝缘子

#### 2.2.1 玻璃绝缘子的设计

玻璃绝缘子的设计也要详细拟定包括绝缘子形式 (针式、盘形悬式或棒形悬式等), 正常状态和故障状态的机械负荷计算, 装置的额定电压, 大气状况和气候条件, 悬式绝缘子的泄漏比距等要求的技术任务书。一般新式绝缘子结构设计的程序如下: 在预先计算和拟定新结构以后, 制成试样并加以试验。根据试验结果对被试绝缘子的结构作出修改,



再将这些绝缘子安装在气候不同的地区并投入试运行。按照在专门实验室得到完整研究结果和新结构的运行资料以后,将这种新结构及其技术文件交有关部门审批以便将绝缘子投入批量生产。在拟定新型玻璃绝缘子结构时,还必须考虑玻璃生产特点。例如,所采用的绝缘子形状制造工艺性、钢化可能性,生产过程简单及其经济性。

设计玻璃绝缘子时确定主要尺寸(结构高度、悬式绝缘子的串长度、最大直径、泄漏距离、最高电压部位的介质厚度等)的方法与瓷绝缘子相同。

各种玻璃绝缘子的设计方法和过程不同,其电气计算原则也各异。我们以户外的针式和针式一支柱玻璃绝缘子为例说明其电气设计计算的过程。

单元件的针式一支柱绝缘子可用于6kV和10kV的电压等级。对于更高电压等级,这种形式的绝缘子必须像线路针式绝缘子一样用两个或三个元件制成。由于针式一支柱绝缘子是供户外装置使用的,所以它们的电气计算应该主要以湿放电特性、大气过电压和对工业污秽的稳定性为出发点。在泄漏距离以及其他参数的计算上我们可参照已有的经验公式,或者图线、图表。通常针式支柱玻璃绝缘子的上部伞裙最大直径应满足关系式 $D/H=1.2\sim 1.3$ 。伞裙的伸出长度与伞裙距离之比取 $0.5\sim 0.7$ 。为了提高绝缘子的湿放电电压,上伞裙直径要比下伞裙的大些。从下伞裙的边缘至钢脚的距离,对6~10kV绝缘子应不小于40mm,而对于20~35kV绝缘子应不小于 $2U_N(+10\text{mm})$ 。其中 $U_N$ 为额定电压值。泄漏距离与干放电距离之比,对单元件的玻璃绝缘子应取 $1.75\sim 1.9$ ,而对两个或多个元件的玻璃绝缘子应取 $2.0\sim 2.2$ 。

针式绝缘子的直径和内孔深度依钢脚的固定方法而定。例如,当线路针式绝缘子的钢脚用转接螺纹衬套固定时,主体内径则取决于钢脚直径、水泥胶合剂的两个间隙和衬套的厚度。当针式支柱绝缘子用胶合剂固定时,规定铁脚与主体之间的间隙为4~5mm。

主体的壁厚依额定电压而定。通常6~10kV针式绝缘子的壁厚为10~15mm,孔深应不小于钢脚直径的两倍。对于两个或者多个元件的绝缘子,其壁厚可用下列方式确定:

针式绝缘子的击穿电压应不小于1.3倍的干闪络电压。根据绝缘子玻璃件的击穿场强值就可计算出玻璃件的厚度。如果玻璃件过厚,将会带来制造上的困难,所以可以用多个壁厚的绝缘元件代替。当确定主体壁厚时,也应当考虑到多个元件针式绝缘子的各个元件之间电压分布的不均匀性,因为双元件针式绝缘子的上部元件承受约60%的全部电压,而下部元件承受全部电压的40%。针式玻璃绝缘子钢脚直径可按照弯曲变形的公式进行计算。

设计绝缘子时还要考虑下列几点:

- (1) 顶槽半径按导线半径选定。
- (2) 侧槽的位置应在钢脚以下,在此情况下,介质主要受压力作用,极限抗压强度比极限抗拉强度或极限抗弯强度高得多。
- (3) 对于相邻元件头部之间用胶合剂装填者,其间隙应规定为2~3mm。
- (4) 从一个面过渡到另一个面时,应避免锐角,圆角半径应不小于3mm。

根据上面一些分析我们可以得到针式玻璃绝缘子的基本结构形状。

### 2.2.2 制造工艺

用来制造玻璃绝缘子的原料可以分为两类:主要原料

和辅助原料。主要原料包括:石英砂、纯碱、碳酸钾、白云石、氧化铝——这是向玻璃中引入基本成分和氧化物的原料。辅助原料包括:硫酸钠、氟硅酸钠、长石——这是向配料成分中引入能改善玻璃液工艺性能的原料。石英砂是制造玻璃的主要原料,其中的主要组分 $\text{SiO}_2$ 是玻璃的主要成分。

在玻璃的制造中还要注意的一点是玻璃液成分中的必需组分就是回炉碎玻璃,其加入量为配合料总质量的25%~35%。同时,使新配合料与碎玻璃保持固定的比例是很重要的,而最重要的是采用与基础玻璃相同成分的碎玻璃。原料和回炉碎玻璃在适当的工艺加工后,按规定的配方混合并制成配合料,以便于加入玻璃熔窑内。配合料应具有均匀的成分,原料的颗粒大小、含水量、固定的化学成分、混合方法及持续时间对配合料均匀性有影响。另外,含水量也是配合料的一个重要指标。在一定的范围内,水分对配合料的质量有着良好的作用,因为潮湿的石英颗粒能使配合料成分中的其他组分均匀湿润。

配料通过称量严格的配置,并经过粉碎、球磨和熔解等工艺,制得玻璃液体。玻璃的熔制过程包括五个阶段:

(1) 硅酸盐的形成。包括配合料组分的化学反应,同时完成水化物的水解,碳酸盐、硫酸盐和硝酸盐的分解,形成硅酸盐。通常这些反应在 $800\sim 900^\circ\text{C}$ 温度下发生,并有气体逸出。

(2) 玻璃形成。在温度继续提高到 $1150\sim 1200^\circ\text{C}$ 时完成,这时获得透明的玻璃液,但在此阶段终了时还未完成均化和排气过程。

(3) 排气。玻璃液逸出可见气泡是在 $1400\sim 1600^\circ\text{C}$ 温度下完成的,在玻璃熔制工艺规程中,这是玻璃澄清阶段。澄清速度主要与气泡直径、玻璃液黏度和玻璃熔化时所发生的对流有关。

(4) 均化。实际上是与澄清同时进行,包括消除结瘤并渐渐成为均制的玻璃液。在某些情况下,均化时可以降低温度。玻璃液的排气和均化是玻璃整个熔化过程的最重要阶段。玻璃液的最终性能,绝缘子玻璃件成形的适合性,都与玻璃液排气和均化的顺利完成情况有关。

(5) 冷却。为提高玻璃液黏度而使其稍许降温(至 $200\sim 300^\circ\text{C}$ )的熔化过程完成阶段,也就是说为玻璃成形创造了正常条件。当冷却时,很重要的是不能破坏规定的降温速度,因为这样可能会使玻璃液的液相和气相之间在上述阶段所造成的平衡发生破坏。通常平衡状态的破坏,伴随有玻璃液二次缺陷——气泡和灰泡的形成。过分迅速的降温可能导致玻璃液加工的不均匀性,而玻璃液在成形温度下长时间保持恒温则会发生结晶。通常,冷却过程是逐渐均匀降温的。

供绝缘子玻璃件最后成形用玻璃的熔制,基本上是在连续操作的火焰窑内进行的。原则上,这些熔窑与熔制日用品的玻璃所采用的熔窑并没有什么不同。

从熔窑将玻璃液供给玻璃件成形用的压模内,也就是使玻璃具有最终的外形和尺寸,可用三种方法来实现。当绝缘子在试制和小批量生产时,采用手工实现。当玻璃绝缘子大量生产时,料滴的供给借助于两种形式的机械供料机(滴料式和真空式)。

制造玻璃绝缘子用的压模按其结构来说与制造其他压制玻璃件所采用的压模原则上毫无区别。因为大多数形式的玻璃绝缘子内孔的形状不能用成形玻璃件的上模进行自由成形,所以为了形成悬式绝缘子圆锥形内孔或针式绝缘子的螺



纹采用了特殊结构的上模。

针式绝缘子内孔的螺纹用两种方法成形。第一种方法是圆柱形孔用直的上模成形,接着在玻璃液还未硬化时用丝锥攻螺纹。这种方法要求非常认真地遵守加工和成形的规定。因为黏度稍许提高,公差就大,造成不能将钢脚螺纹旋入到绝缘体的圆柱形孔内。第二种方法是在绝缘体成形时将上模一丝锥压入到热的玻璃液内,然后提高玻璃黏度再从制好的绝缘体内旋出,便留下了清晰的不塌陷的螺纹。悬式绝缘子头内孔的成形,是用带圆柱形头的上模压出圆柱形孔再用搪孔法来实现。

经过压制的玻璃绝缘子的玻璃件,在成形过程结束后应进行热处理:退火或者钢化。退火对于消除制品在压制时由于不均匀的和迅速的冷却在玻璃中形成的内应力是必要的。退火玻璃制品组分获得了有序的排列,因此使这种成分的玻璃具有最好的电气性能,但是其机械性能和热稳定性都不高,仅能生产那些机械强度要求不高的绝缘子,多为低压绝缘子。由于高压绝缘子有更高的机械强度要求,因此这些绝缘子必须加以钢化。钢化使玻璃内造成均匀分布的应力,大大提高玻璃制品的机械强度和热稳定性。

钢化玻璃绝缘子的质量取决于许多因素,从准确地计算玻璃配方开始,到符合标准的原料制取,设备和工具的状况,玻璃熔制和成形制度的遵守情况以及成形后玻璃件的热处理等,都能通过所有工序采用检验绝缘件性能稳定与否的控制系统来实现。在制造过程中可能对玻璃绝缘子产生影响的成分或者物质主要有:气态夹杂物、结瘤、外来杂质以及开裂。这些影响造成的缺陷在玻璃绝缘子的制造过程中必须严格控制 and 防止,以保证玻璃绝缘子的质量,提高玻璃绝缘子在电力系统中运行的可靠性。

### 2.2.3 胶装水泥

玻璃绝缘子的胶装是绝缘子制造工艺的最后过程。同瓷绝缘子的胶装相似,玻璃绝缘子的胶装一般也采用标号不低于500的水泥—砂浆来实现。纯水泥浆具有龟裂的倾向,收缩也大,可向水泥中加入惰性的添加剂如石英砂,或者加入瓷粉来消除这些缺陷。在法国和意大利等国家,玻璃绝缘子的胶装也采用波特兰水泥或者强度高、凝固时间短的矾土水泥(高铝水泥)。铝土型水泥其主要的化合物是铝酸一钙 $[\text{Ca}(\text{Al}_2\text{O}_4)]$ ,在固化的过程中,此种化合物中只有氧化铝 $(\text{Al}_2\text{O}_3)$ 释放出来,它不与钢化玻璃绝缘子的金属部件发生化学反应,而且铝土水泥不存在易受膨胀影响的化合物,因此不存在“水泥增长”的问题。在胶装时应当注意水泥—砂成分应均匀、无气孔和空气夹层,玻璃件与附件之间的整个间隙应填满,使其紧密结合在一起。胶装用水泥和砂的制备过程如图5.1-40所示。

石英砂应经筛眼为4~6mm的筛子过筛,并通过干燥筒后再次过筛。为避免成球和结块,水泥应通过400孔/ $\text{cm}^2$ 振动筛。先将准备好的材料储存于供料斗内,经计量器加入到圆筒混合机内,随后在供料斗内制备干水泥—砂混合料。干水泥—砂混合料是由75%质量的水泥和25%的石英砂组成的。为了得到均匀的混合料,将材料放在滚筒内混合,其持续时间必须不少于7~10min。由水泥—砂混合料和水组成的水泥—砂浆成分是在桨叶式搅拌机中制备,混合搅拌应不小于5min,至获得含水量为17%~18%(以干混合料质量计)的均匀水泥—砂浆为止。值得注意的是,在水泥—砂浆成分中,当其制备和使用时应混入以前凝固或硬化了的水泥颗粒。

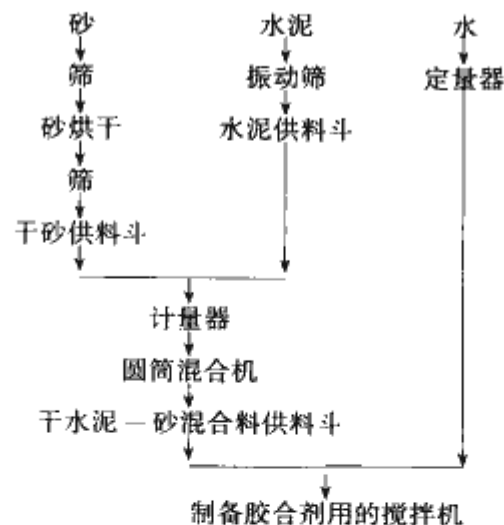


图 5.1-40 制备水泥—砂混合料和混合剂的流程图

## 2.3 复合绝缘子

由两种及两种以上有机材料合成的绝缘子称为复合绝缘子,在电网中对导线起绝缘支撑作用。目前应用最广泛的复合绝缘子主要是甲基乙烯基硅橡胶复合绝缘子,与瓷、玻璃绝缘子相比具有如下特点:

- (1) 体积小、质量轻。安装运输方便,减轻了铁塔的荷载,明显的降低了工程造价。
- (2) 具有良好的憎水性及憎水迁移性。有效地提高了污闪电压,改善了外绝缘性能,基本可以免清扫,这是瓷、玻璃绝缘子所不具备的特性。
- (3) 内绝缘性能好。耐枪击、免检零值,降低了维护费用。
- (4) 机械强度高。复合绝缘子所用芯棒为玻璃纤维环氧树脂引拔棒,其机械强度为优质45号碳素钢的2倍左右。
- (5) 还具有电晕小、电磁干扰小等特点。

复合绝缘子在我国虽然只有不到20年的运行时间,但是随着国家电网的迅速发展,复合绝缘子的市场也迅速扩大。复合绝缘子的生产厂由最初的五六家,发展到现在的百余家。截至目前,复合绝缘子的使用数量已远远超过300万支。据国家电网公司统计,2001~2005年挂网运行的交、直流500kV复合绝缘子近22万余支。同时,复合绝缘子的生产工艺也在不断发展,逐渐趋于成熟稳定。

### 2.3.1 复合绝缘子的设计

复合绝缘子的设计要从线路运行的环境开始考虑,这与瓷、玻璃绝缘子的设计有些相似。首先要分析产品运行地区的污秽等级、海拔、地理位置、线路荷载及地区的温差变化和风、雨、雪、霜等天气的变化规律。力求复合绝缘子从伞形布局、外绝缘特性和机械强度尽可能的适应运行环境的要求。

复合绝缘子的设计总的来说可分为两大部分:绝缘强度的设计和机械强度的设计。

#### 2.3.1.1 复合绝缘子绝缘强度的设计

绝缘强度的设计又分为外绝缘强度的设计和内绝缘强度的设计。从目前国内外复合绝缘子所用材料来看,外绝缘材料主要采用以硅橡胶为主的混炼胶;内绝缘材料主要采用经过环氧树脂增强的玻璃纤维引拔棒。这两种材料的绝缘强度都大于20kV/mm,因此在设计过程中基本不做详细计算。

而外绝缘强度主要从以下几个方面考虑设计:①结构高度;②绝缘距离;③爬电比距;④爬电距离;⑤伞形及排列。



(1) 结构高度和绝缘距离主要由线路的电压等级和线路设计的连接尺寸来确定。在结构高度一定的情况下,两者之间的关系既影响到复合绝缘子的电气性能,又影响到其机械性能。

因此,在满足线路设计要求的情况下结构高度越大,复合绝缘子安全裕度就越大。两者关系见图 5.1-41,其中  $H$  为结构高度; $h$  为绝缘距离。

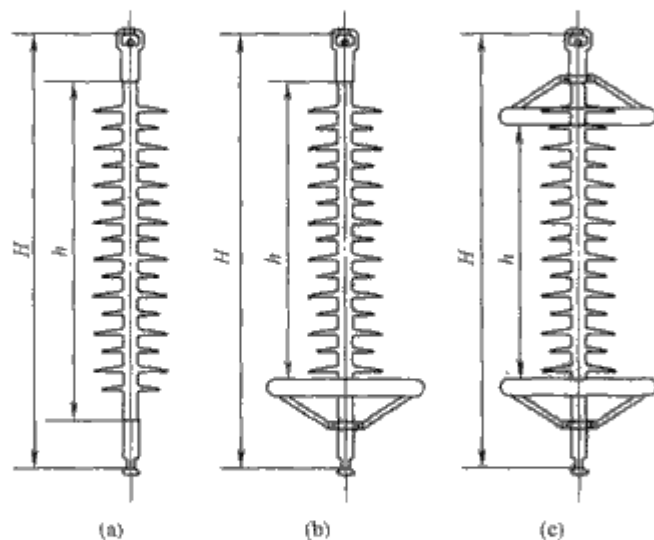


图 5.1-41 三种复合绝缘子结构  
高度和绝缘距离的关系

绝缘子的爬电比距(又称泄漏比距)即单位电压(单位为 kV)下绝缘子表面的爬电距离,其单位为 mm/kV 或 cm/kV。复合绝缘子爬电比距的选择,国内外均有两种意见:①考虑表面憎水性材质的劣化,取 1:1;②综合当前各国运行经验,爬电比距可适当减小,如复合绝缘子可取瓷绝缘子的 3/4 或 4/5。行业标准 JB/T 8460—1996 要求:0~I 级污秽地区,爬电比距为 20mm/kV;III~IV 级污秽地区,爬电比距为 25mm/kV。实际上,这一规定,对于清洁区和一般污秽地区,高于 GB/T 16434—1996 的要求;对于重污秽区,就是瓷绝缘子的 3/4。

架空线路绝缘的耐雷水平很重要的一方面取决于绝缘子的雷电冲击闪络电压,由于一般情况下绝缘子正极性雷电冲击闪络电压低于负极性,因此绝缘子的闪络电压按正极性雷电冲击闪络电压计算,经验计算公式如下

$$U_{150+} = 6.3L_d - 37.5 \quad (5.1-3)$$

式中:  $U_{150+}$  为 50% 正极性雷电冲击闪络电压, kV;  $L_d$  为干闪距离, cm,  $L_d = 100 \sim 420$  cm。

爬电距离的计算式为

$$L_c = N_1 V_1 + N_2 V_2 + H \quad (5.1-4)$$

式中:  $N_1$  为大伞数量;  $V_1$  为大伞净增爬距;  $N_2$  为小伞数量;  $V_2$  为小伞净增爬距;  $H$  为两金具间最短直线距离, mm。

(2) 复合绝缘子的伞形及排列方式对复合绝缘子的耐污性能有着很大的影响。2005~2006 年清华大学深圳研究生院对此进行了深入的研究,并取得了重大成果。研究结果表明复合绝缘子的耐污性能与其爬电距离不成正比,其爬电系数有最佳值。这对将来超高压和特高压复合绝缘子产品的设计,提供了研究方向。在 JB/T 8737—1998 中对伞形、伞间距、伞伸出及爬电系数给出了指导意见。

### 2.3.1.2 复合绝缘子机械强度设计

复合绝缘子机械强度的可靠性主要取决于:芯棒的质量和横截面的尺寸;端部金具的材料特性;端部金具和芯棒连接界面的强度;端部的密封质量。下面以百万伏级复合绝缘子为例介绍机械强度设计。

复合绝缘子的机械强度与瓷、玻璃绝缘子不同。由于承

担机械负荷的芯棒具有蠕变的特性,其拉伸强度会随时间的增长而下降。为此,在首次选用芯棒时要进行芯棒负荷—时间试验,试验标准规定曲线的斜率不大于 8%,曲线见图 5.1-42。试验方法是假定复合绝缘子的机械强度与负荷( $F$ )施加时间( $t$ )的对数函数关系曲线为一条负斜率的直线(时间单位: min; 时间对数 1 等于 10min),首先测出 3 个试品 1min 破坏平均值  $M_{av}$ ,然后取同样 3 个试品在  $0.6M_{av}$  负荷进行 96h 试验,试验中试品没破坏,则该试验通过。

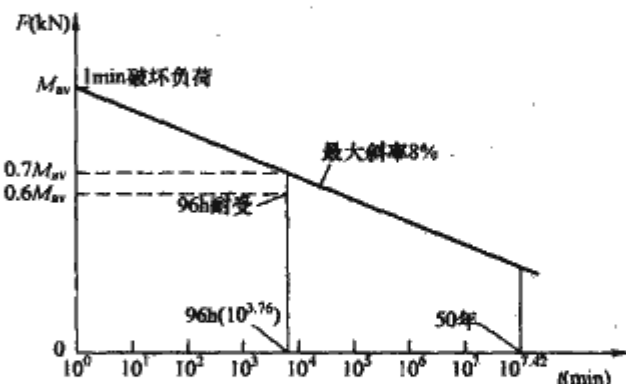


图 5.1-42 复合绝缘子的  
强度—时间曲线斜率的检验

由于复合绝缘子在受到酸的腐蚀下会发生脆断,因此在选用芯棒时还要进行耐应力腐蚀试验。试验是在 1N 浓度的硝酸中,67% 额定机械负荷下进行 96h 试验,试品没有断裂,则该试验通过。

针对百万伏级复合绝缘子要求机械强度较高,安全裕度相对较大,故选用优质玻璃纤维引拔棒,拉伸负荷破坏应力大于 1000MPa,安全系数取 1.5,则拉伸许用应力  $[\sigma] = 1000/1.5 = 667$  MPa。

产品的额定机械强度定  $F = 530$  kN, 由

$$F/A = F/(\pi d^2/4) \leq [\sigma]$$

得

$$\begin{aligned} d &= \sqrt{4F/\pi[\sigma]} \\ &= [\sqrt{4 \times 530\,000/(\pi \times 667)}] \text{ mm} \\ &= 31.81 \text{ mm} \end{aligned}$$

取  $d = 38$  mm, 芯棒的许用负荷为

$$F_{xy} = \pi \times 19^2 \times [\sigma] = 756 \text{ kN} > 530 \text{ kN}$$

芯棒的最小破坏负荷为

$$F_{ph} = (\pi \times 19^2 \times 1000) \text{ kN} = 1134 \text{ kN}$$

### 2.3.2 复合绝缘子的生产工艺

#### 2.3.2.1 复合绝缘子的生产工艺的发展过程

生产的复合绝缘子按其工艺的重大改进可分为以下三代:

第一代产品:真空灌胶工艺+端部内楔式结构(1991~1996 年)见图 5.1-43。

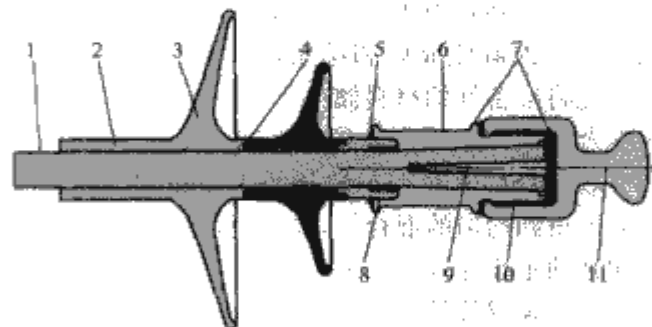


图 5.1-43 真空灌胶工艺+端部内楔式结构  
1—芯棒; 2—灌胶层; 3—伞裙; 4—伞连接面; 5—外密封;  
6—锥腔; 7—密封胶; 8—护套密封; 9—楔片;  
10—环氧密封; 11—球头



第二代产品：挤包穿伞工艺+端部内楔式结构（1996～2000年）见图 5.1-44。

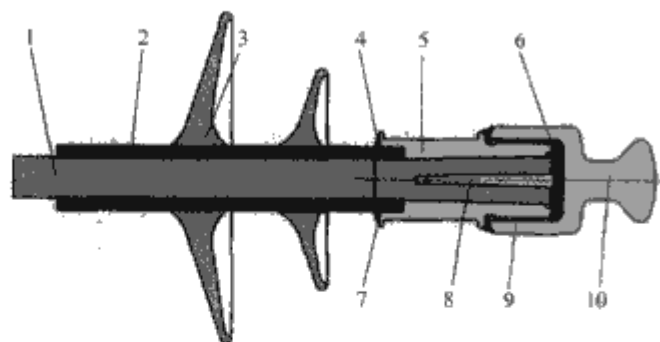


图 5.1-44 挤包穿伞工艺+端部内楔式结构  
1—芯棒；2—护套；3—伞裙；4—外密封；5—锥腔；6—密封胶；7—护套密封；8—楔片；9—环氧密封；10—球头

第三代产品：挤包穿伞工艺+端部压接式结构（2000年至今）见图 5.1-45。

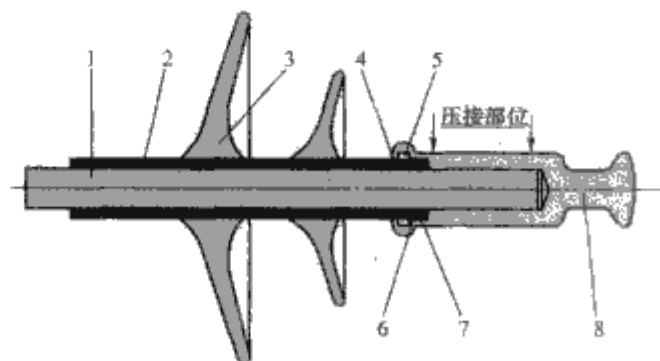


图 5.1-45 挤包穿伞工艺+端部压接式结构  
1—芯棒；2—护套；3—伞裙；4—端部扣压密封；5—高温硫化O形圈密封；6—迷宫密封；7—护套扣压密封；8—球头

第一代产品是将伞裙先粘成伞串，然后将伞串套到芯棒上，进行真空灌胶。该种产品伞裙与芯棒的界面质量较差，影响到内绝缘质量。另外因为当时采用的非耐酸芯棒，极易出现脆断现象。第二代产品采用了挤包穿伞工艺，显著提高了芯棒与护套的界面质量。但是，与第一代产品一样，端部连接采用内楔式结构，都存在受到较大的载荷时端部会出现滑移的现象，造成外密封破坏，导致出现脆断事故。因此，在上述工艺的基础上不断研究，发展成为挤包穿伞压接工艺，采用四重内密封结构，克服了上述两种工艺存在的缺陷。目前，与挤包穿伞压接工艺并行的复合绝缘子生产工艺还有整体注射成型工艺，这两种生产工艺是目前世界上最典型的复合绝缘子生产工艺，代表了复合绝缘子现阶段的最高生产工艺水平。

### 2.3.2.2 复合绝缘子典型生产工艺过程

挤包穿伞工艺流程见图 5.1-46。

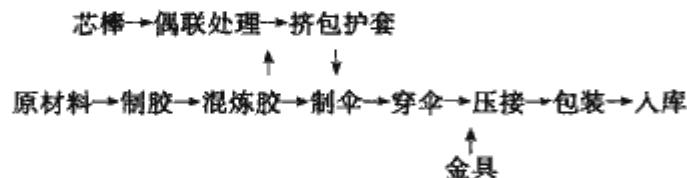


图 5.1-46 挤包穿伞工艺流程图  
整体注射工艺流程见图 5.1-47。

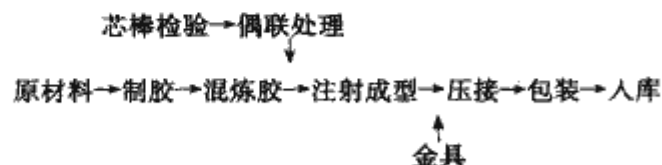


图 5.1-47 整体注射工艺流程图

### 2.3.3 复合绝缘子的生产过程

#### 2.3.3.1 制胶过程

将八甲基环四氧硅烷（简称 D4）的环在高温及催化剂的作用下打开，变成长链式结构，并加入其他配料，形成长链式结构的甲基乙烯基硅橡胶。在制胶过程中，严格控制各反应釜的温度、压力和真空度，保证甲基乙烯基硅橡胶的分子量、乙烯基含量及挥发分含量。

#### 2.3.3.2 炼胶过程

复合绝缘子生产的基础工序，首先将配好的甲基乙烯基硅橡胶及其他原料炼白胶。然后，制成的白胶按一定的工艺顺序混合多种填料，经过密炼、混炼及开炼后，成为制造伞裙和护套的原材料，它的质量直接影响复合绝缘子伞套的机电性能。因而成为生产的关键工序。所以要求配比准确合理，混合均匀细腻，无杂质。

#### 2.3.3.3 挤包穿伞与注射过程

(1) 挤包穿伞工艺分制伞、挤包和穿伞三个工序。

1) 制伞工序。将混炼胶进行返炼，达到细腻均匀，制成伞裙毛坯。然后将毛坯放入已达到规定温度的伞模中，合模升压至规定压力。待硫化时间到后，开模取出硫化好的伞裙。伞裙在绝缘子产品中主要起增加爬电距离，提高产品外绝缘的电气性能，减小闪络几率的作用。伞裙的硫化过程从微观讲，是硅橡胶由螺旋状长链式结构的硅橡胶混炼胶向立体网状稳定结构硅橡胶转化的过程。在这个化学变化过程中影响最大的三要素是温度、压力和硫化时间。硫化后的伞裙逐个检验，进行精选。

2) 挤包工序。

a. 芯棒处理。首先将芯棒表面进行清洗，去除表面的油渍及污秽；然后将表面均匀涂覆一层偶联剂，并进行烘干处理。偶联剂处理需要有适宜的温度、湿度和偶联剂浓度。

b. 挤包。将处理好的芯棒一端放入挤包机头，开动挤包机将硅橡胶均匀连续地包覆在芯棒表面上。同时，检查护套的同心度和外观质量。

c. 护套硫化。完成挤包护套的芯棒进入硫化罐，在高温高压的蒸气中护套硫化，完成偶联剂的催化交联反应后降温降压，在热状态下开罐，立即观察表面状态以判断界面有无存在细微缺陷。护套与芯棒之间的界面是绝缘子内绝缘的重要组成部分，一旦界面上有间隙，间隙内密度低的气体将易受电场力作用，产生游离的带电粒子，最终造成界面击穿。因此严格控制护套硫化过程对复合绝缘子的安全运行起着重要的作用。

d. 检验。专业人员观察护套硫化程度和完整性，两端环切检查护套的同心度，有无黏结不良和黏结强度。此时完成了挤包护套工序，工件等待穿伞。

3) 穿伞工序。

a. 将进入工序的有护套芯棒、伞群清洁处理，芯棒固定在穿伞机的进退装置上，并分段在圆周上涂敷少许黏结胶使护套表面润滑。将伞腔内壁已均匀涂过黏结胶的伞裙置入穿伞机胎具内固定，进退装置以每秒约 5cm 的速度将芯棒穿入各个伞腔，到位后退装置停止。打开固定机构，进退装置退回原位。取下已穿好的伞串，按图纸将伞裙定位，观察伞裙端口有无缺胶并去掉过多的积胶，待黏结胶硫化。

b. 检验。硫化后由专业人员对伞串、伞群逐个仔细检查，重点是检查伞与护套的黏结（包括端口）有无缺胶和黏结强度。

c. 陡波冲击电压耐受试验。对完成穿伞工序并经质检合格伞串定时定量抽检，检验伞套界面的黏结质量。



(2) 注射成型工艺。

1) 将涂覆偶联剂处理过的芯棒预热后置入模具中, 调整端距和同心度, 合模, 启动硅胶注射活塞, 将预热软化的硅橡胶在非常高压作用下快速进入模具内填满模腔与界面紧密接触, 在高温高压下硅橡胶完成硫化, 同时芯棒表面的偶联剂进行化学反应, 形成化学键, 实现界面黏结。调整芯棒同心是用接触面积较小的顶针实现的。

2) 对于 110kV 及以下电压等级的绝缘子, 用注射成型工艺一个工序就可完成一支绝缘串的生产。如果生产 220kV 及以上电压等级的绝缘串则需要分成多段注射。段与段之间的接口或在护套上, 或在伞裙上 (多在伞裙上)。虽然每段的成型如上所述是相同的, 但是处于模具内的芯棒与模具外的芯棒所受的力、温度不一样。同时, 模具两端密封处及顶针处芯棒在高温下易受损, 且分段注射时操作人要经常接触芯棒, 表面的偶联剂就会不均匀, 影响到界面质量。

3) 成型后的各绝缘串由专检人员进行严格检查。伞套是否完整, 有无偏心和大面积缺胶以及硫化程度。如果缺陷超过了标准要求, 则不能进入下一工序。

(3) 两种生产工艺特点对比。

1) 生产效率。注射成型工艺生产工序少, 易实现机械化和一定程度的自动化, 手工操作相对较少。挤包护套穿伞工艺生产工序多, 可实现一定程度的机械化, 实现自动化较难。

2) 生产过程。挤包护套穿伞工艺生产绝缘串的全过程均在静态下进行对工件 (芯棒) 无机械损伤; 注射成型工艺在伞套成型时芯棒要受注射胶强力冲击和模具的挤压, 易造成损伤。

3) 质量控制。挤包护套穿伞工艺生产绝缘串在静态下进行, 易控制质量, 外观上可做到支支精品、件件皆优无任何缺陷, 可将芯棒和护套间界面残留缺陷和隐患的几率降到最低。注射成型工艺生产绝缘伞串在动态下进行, 较难控制质量, 伞套易偏心, 芯棒及芯棒和护套间界面残留缺陷和隐患的几率相对较高, 产品外观只能按标准检验, 存在的两条对称轴向贯穿的合模缝易吸水 and 积污。

2.3.3.4 端部密封及压接工艺

压接工序是通过压接机将金具与伞串连接到一起, 并将端部进行密封。是绝缘子承担线路机械负荷的重要环节, 对于电网的安全运行起着至关重要的作用。复合绝缘子的端部压接和密封是在制造过程中同步完成的。端部压接所用的金具是选用 45 号圆钢经切削加工而成的。其优质的钢材保证了材质各点硬度一致, 握着力均匀。压接时对其压缩量要设计合理, 工艺控制要精确, 采用声发射法逐支观察压接波形, 以确保每支都不过压、不欠压, 从而使其机械强度达到最大化, 并且同步密封良好。山东泰光电气有限公司在清华大学的支持下, 设计了四重内密封结构, 在端部金具内腔中, 加工了四道细密封槽和一道放置 O 形密封圈的密封槽, 压接后形成了具有永久弹性高温硅橡胶的四重内密封结构。详见图 5.1-48、图 5.1-49。



图 5.1-48 压接后的剖面

第一道密封: 精确设计高温胶护套的变形量, 压接时靠该护套的变形压力使之与端部金具内腔接触的所有表面形成

密封。第二道密封: 在端部金具内腔中加工有 4 道细密封槽, 在压接时将护套上的高温硅橡胶压入其中, 形成迷宫式密封。第三道密封: 在压接端部金具内腔中加工一道密封宽槽。并放置一个高温硫化硅橡胶 O 形密封圈, 此圈具有高弹性并与内腔密封槽过盈配合, 压接时使 O 形密封圈产生适当的弹性变形进行密封。第四道密封: 在端部金具凸起内端处最后扣压一下, 使护套与 O 形密封圈再产生形变, 形成更紧的密封。这种四重内密封结构可以长期有效地阻止水气和杂质的侵入, 确保芯棒不受到腐蚀。这种密封形式经过气体压力试验和抽真空试验及产品运行情况证明, 该结构是科学的、合理的。尤其是在直流复合绝缘子使用中, 必须采用这种内密封结构。因为高温胶外密封会让牺牲电极失去作用, 同时, 高场强会加速密封老化。



图 5.1-49 内密封槽和 O 形密封圈

另外, 端部密封还有一种高温外密封结构。该种密封结构大多是配合注射工艺进行的。先将芯棒两端压接好端部金具, 处理偶联剂并进行预热处理, 然后进行注射成型。在注射过程中将金具端部包覆一层高温硫化硅橡胶, 形成密封。由于压接工序在先, 高温下芯棒会软化, 所以端部压接强度会下降, 且分散性加大。经过大量试验证明, 压接强度能够下降 20% 左右。由于外密封不能屏蔽电场强度, 因此在电晕腐蚀的情况下, 高温外密封会加速老化。两种密封结构优缺点对比见表 5.1-16。

表 5.1-16 内密封与外密封结构优缺点对比

序号	内 密 封	外 密 封
1	靠过盈量弹性变形密封	靠包覆黏结密封
2	内密封机构 (O 形圈、护套、护套、密封胶) 免受大气有害侵蚀, 免受紫外线、红外线的照射	外密封受大气有害物侵蚀, 受紫外线、红外线的照射
3	免受电晕的烧蚀	受电晕的烧蚀, 沿界面发展很快

2.3.3.5 包装工序

压接后的产品要进行出厂例行试验, 主要包括拉力试验、工频耐压试验和外观检查。经检查合格的产品, 进行清洗, 然后包装入库。

复合绝缘子的生产与瓷、玻璃绝缘子比较, 相对要简单。同时, 在电网建设中成本低, 运行维护费用也低。尤其是在特高压电网建设中优势特别明显。目前我国复合绝缘子的制造工艺已经达到国际领先水平, 所生产的复合绝缘子具有优异的耐污性和良好的技术经济性。无论是从国内还是国外市场来看, 复合绝缘子都有着美好的市场前景。这样既吸引了越来越多的厂家进行生产, 也吸引了越来越多的人才投入到复合绝缘子生产工艺的研究中。复合绝缘子生产工艺的发展必将日臻完善, 质量也必将越来越好。

3 绝缘子试验

绝缘子必须耐受在运行中遇到的各种机械负荷、温度变化和电气应力。绝缘子试验就是为验证这些性能而进行的试验。

现在, 绝缘子试验已达到很高的水平, 这是为适应对绝缘子性能要求不断的提高, 而使试验不断发展演变的结果。下面列举其具体例子。



(1) 最近, 绝缘子的绝缘性能是根据湿耐受电压、污秽耐受电压及雷电冲击耐受电压进行评价的。而对超高压用绝缘子, 则重视操作冲击耐受电压特性。

(2) 重视由电晕引起的无线电干扰特性, 并进行了无线电干扰电压试验 (RIV 试验)。

(3) 随着系统短路容量的增大, 重视了绝缘子的耐弧试验。

(4) 绝缘子机械强度性能, 以往只用短时间试验来评价, 但最近重视了长时间的疲劳性能, 为此利用温度—负荷变化而进行了强制疲劳试验和交变负荷疲劳试验等。

(5) 在诸如破坏负荷试验的质量检验方面, 则用统计方法推断其全面质量水平, 因此, 用统计抽样方式来判断是否符合所要求的质量水平。

(6) 重视生产过程中的质量管理, 制订许多标准来规定质量管理试验。

随着高电压技术的发展, 输配电线路中应用的绝缘子的种类也十分繁多。对于所有的绝缘子, 其通用的试验类别包括一般试验、电气试验以及机械试验三个部分, 对于这三个部分, 有相应的标准来加以规范, 下面给出的三个标准, 即 GB/T 775.2—2003, GB/T 775.1—2006, GB/T 775.3—2006, 就是分别针对上述的三个方面制订的试验标准。

### 3.1 试验的种类

绝缘子试验的种类, 按试验的性质分类, 有设计试验、质量符合试验、逐只试验及质量管理试验。

设计试验是验证由绝缘子形状、尺寸等设计所确定的各种特性的试验。该试验通常在确定设计时只进行一次。属于设计试验的有工频湿耐受电压试验、雷电冲击耐受电压试验、无线电干扰试验等由外绝缘所决定的绝缘性能试验。在商务上, 设计试验作为型式试验进行。

质量符合试验是验证实际所生产的绝缘子的质量是否符合设计要求的试验, 对于受生产影响的各种特性, 则要对每批产品进行抽样试验。属于质量符合试验的, 有结构试验 (结构和尺寸)、温度循环试验、机械符合试验 (机电、拉伸、弯曲、扭转、冲击、内压等)、油中击穿电压试验、孔隙性试验、镀锌试验等。这类试验在贸易上作为验收检验的抽查检验。

逐只试验是以全部制品为对象进行的试验, 目的在于剔除有制造缺陷的制品, 保证成品各种特性达到一定水平以上。逐只试验, 有外观检查、工频电压试验、高频电压试

验、拉伸负荷试验、弯曲负荷试验等。该试验在贸易上作为验收的逐只检验而进行。

质量管理试验是指在生产过程中为了质量管理由生产单位自己进行的试验。质量管理试验, 有温度循环试验、内压负荷试验、弯曲负荷试验、打击试验、超声波探伤试验、X射线探伤试验等。这类试验一半不规定为交货试验。

另外, 如按试验方法分类, 绝缘子试验大致可分为结构检查、外观检查、电气试验、机械试验、温度循环试验、材料试验、非破坏试验。

### 3.2 结构与外观检查

#### 3.2.1 结构检查

结构检查的目的是检查绝缘子结构、尺寸、各部分连接状态等, 是按照标准或者生产单位与使用部门协议而确认的图纸来进行的。

如果对尺寸公差无特殊规定, 图纸标注尺寸一般采用 GB/T 775.1—2006 中所规定的尺寸公差。

在尺寸公差方面, IEC 383: 1983《额定电压高于 1000V 的架空线路用瓷或玻璃绝缘子的试验》中规定的允许公差: 尺寸在 300mm 以下时, 为  $\pm(0.04d + 1.5\text{mm})$ ; 尺寸在 300mm 以上时, 为  $\pm(0.025d + 6\text{mm})$  (式中,  $d$  为产品长度, 以 mm 表示)。在我国 GB/T 772—2005 中规定的瓷件尺寸公差与 IEC 中的规定相一致。而在日本, JISC3804—1982《瓷套的试验方法及检查方法》中所规定的尺寸公差水平与 IEC 相比更加严格。

#### 3.2.2 外观质量检查

根据 IEC 出版物 383 (1976), 允许的缺陷限度是总面积和单只缺陷面积不超过式 (5.1-5) 和式 (5.1-6) 的规定

$$1 + \frac{DF}{2000} \quad (5.1-5)$$

$$0.5 + \frac{DF}{2000} \quad (5.1-6)$$

式中:  $D$  为绝缘子最大直径, cm;  $F$  为绝缘子爬电距离, cm。

对于瓷件的外观质量, GB/T 772—2005 中有相关规定。瓷件首先需要在根据图样规定的部位均匀地上一层瓷釉, 力求釉面光滑、色调均匀, 减少瓷件表面缺陷, 使之不影响瓷件的安装和连接, 根据国家标准, 表 5.1-17 规定了允许存在的缺陷尺寸结构。除结构性缺陷外, 在烧结过程中需避免生烧、过火和氧化起泡等现象。

表 5.1-17 瓷件外观质量

瓷件分类		单个缺陷					外表面缺陷总面积 (mm <sup>2</sup> )
类别	HD (cm <sup>2</sup> )	斑点、杂质、 烧缺、气泡等直径 (mm)	粘釉或缺损面积 (mm <sup>2</sup> )	缺 釉		深度或高度 (mm)	
				内表面 (mm <sup>2</sup> )	外表面 (mm <sup>2</sup> )		
1	≤50	3	20.0	80.0	40.0	1	100.0
2	>50~400	3.5	25.0	100.0	50.0	1	150.0 (100.0)
3	>400~1000	4	35.0	140.0	70.0	2	200.0 (140.0)
4	>1000~3000	5	40.0	160.0	80.0	2	400.0
5	>3000~7500	6	50.0	200.0	100.0	2	600.0
6	>7500~15 000	9	70.0	280.0	140.0	2	1200
7	>15 000	12	100.0	400.0	200.0	2	$100 + \frac{HD}{1000}$

- 注 1. 表中  $H$  为瓷件高度或长度, cm;  $D$  为瓷件最大外径, cm。  
2. 内表面 (内孔及胶装部位, 但不包括悬式头部胶装部位) 缺陷总面积不作规定。  
3. 括弧内数值适用于线路针式和悬式绝缘子的瓷件。



当耐污型产品的爬电距离与瓷件高度之比  $L/H > 2.2$  时,其允许的缺陷总面积,应不大于表 5.1-17 中各该类外表面缺陷总面积的 0.7 倍,瓷件主体部分外表面单个缺釉面积应不超过表 5.1-17 外表面缺釉面积的 0.7 倍。釉面缺陷不能过分集中,釉面针孔在任一  $500\text{mm}^2$  面积范围内应不超过 20 个。缺陷的堆聚(例如堆砂)应算作单个缺陷。堆釉、折痕的高度或深度应不超过表 5.1-17 的规定,刀痕和波纹的深度应不超过 0.5mm,以上缺陷不计算面积。瓷件焙烧支承面不上釉部位不算作缺釉,但其不上釉高度应不超过表 5.1-18 的规定,超过部分按缺釉计算其面积。磨削部位表面不算作缺釉。

表 5.1-18 瓷件焙烧支承面不上釉高度

瓷件分类	类 别		
	1	2~4	5~7
不上釉高度(不大于, mm)	3	5	10

线路绝缘子瓷件不允许有裂纹,但线路棒式绝缘子瓷件允许在距离主体(包括电极)部位 1cm 以外的伞棱表面上有裂纹。电器和配电装置用瓷件一般不允许有开裂,但作为主绝缘用的及承受较大冲击机械负荷的瓷件,允许在距离主体(包括电极)部位 1cm 以外的伞棱表面上有裂纹,其他瓷件允许在距离电极部位 1cm 以外的表面上有裂纹。

### 3.2.3 一般性试验

对于完整的绝缘子,在 GB 775.1—2006 中规定应进行外观与尺寸检查、形状和位置偏差检查以及孔隙性试验等。

#### 3.2.3.1 外观与尺寸检查

外观检查以目测观察的方法进行,必要时使用量具,如绝缘件表面有细小的气泡或者颜色不均而不能判断绝缘体是否良好时,应选出具有上述缺陷的代表性产品进行剖面检查或作孔隙性试验,如剖面检查发现瓷质不致密(有大量气孔)或有渗透现象时,则认为具有这种缺陷的产品不符合标准。

尺寸检查时应采用游标卡尺、直尺等标准量具或特制量具进行测量。量具的精确度一般应不低于 0.5mm。对于尺寸偏差要求比较精确的产品,应采用精度相适应的量具。检查爬电距离时,应采用不会伸长的胶布带(或金属丝),在试品两电极间,沿绝缘件表面(包括瓷件表面的半导体釉层部分,但不包括导电性胶合剂,如水泥胶合剂)量得的最短距离。由多个绝缘件组成的产品,则为其各个绝缘件最短距离的总和。

#### 3.2.3.2 形状和位置偏差检查

形状和位置偏差检查,包括端面平行度检查、平面度检查、孔中心圆轴线间最大偏移检查、轴直线度检查、伞缘变形度检查、圆度检查、位置度(安装孔中心位移)检查等。

#### 3.2.3.3 孔隙性试验

将试块置于盛有试验溶液(每 100g 工业用乙醇中,加入 1g 品红配置而成),施加压力不低于  $20 \times 10^6 \text{ Pa}$ ,持续时间与压力的乘积不小于  $180 \times 10^6 \text{ h} \cdot \text{Pa}$ 。然后观察其新断面有无渗透现象。

## 3.3 电气试验

### 3.3.1 电气试验的目的与种类

绝缘子的电气试验是为验证这些绝缘强度而进行的试验。依据试验对象的电压种类,可分为工频交流电压试验、雷电冲击电压试验及操作冲击电压试验。这些试验在 GB 775.2—2003 中已作规定。根据运行环境又可分为干、

湿耐受电压试验。湿试验包括工频湿耐受电压试验以及操作冲击湿试验。除此之外,绝缘子的电气试验还有介质损耗角正切与静电电容量测试、局部放电试验和耐弧试验等。

### 3.3.2 工频交流电压试验

工频交流电压试验的目的在于验证电力系统中使用的绝缘子,在交流电压下的绝缘强度与长期使用中的安全可靠。在工频交流电压试验中,有干耐受电压和湿耐受电压试验、干闪络电压和湿闪络电压试验、油中击穿电压试验、壁厚耐压试验与工频电压试验(逐只试验)等。

工频湿试验包括工频湿耐受电压试验和工频湿闪络电压试验两个方面。

#### 3.3.2.1 工频干试验电压程序

(1) 工频干耐受电压试验程序。按照表 5.1-19 选取试验电压等,试验时,先施加约 75% 的试验电压,然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至规定的耐受电压,保持 1min,不应发生闪络或绝缘体击穿。然后迅速退掉电压,但不应突然截断电源。

(2) 工频干闪络电压试验程序。如表 5.1-19 所示,试验时,先施加约 75% 的试验电压,然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至闪络,闪络电压以 5 个连续测定的闪络电压值的算术平均值计算。该 5 次的各个电压值与平均值之差不应超过平均值的 5%。

表 5.1-19 GB 及 IEC 绝缘子试验标准的  
工频交流电压试验方法

项 目	内 容
耐受电压 试验	试验电压 将额定耐受电压值按标准大气状态校正后的值折算
	试验时间 1min
	电压 施加方法 先以适当速度升高到试验电压的 75% 左右,之后以每秒 2% 的速度升高到规定的试验电压
	判断 以试验中不发生闪络或绝缘击穿为合格
闪络电压 试验	电压 施加方法 以适当速度升高到预定闪络电压值的 75% 左右,之后以每秒 2% 的速度升高到闪络为止
	闪络 电压值 闪络电压值是取连续测定 5 次以上的闪络电压值的平均值。施加电压的间隔时间应在不受前一次施加电压及受外部大气条件影响范围内足够长

#### 3.3.2.2 逐只电气试验

(1) 工频火花电压试验。试验时对试品施加的电压,应能使试品表面产生频繁的火花放电。施加电压时间为连续 5min。如果试验过程中有试品被击穿或其他不正常现象而使试验中断时,则应在剔除被击穿的试品或消除不正常现象后,重新进行连续 5min 试验。试验时被击穿或异常发热的试品应作为废品。

(2) 工频耐受电压试验。这个试验是针对电器瓷套或因结构上的原因不能在试品表面产生火花放电的绝缘子。试验时先施加约 75% 的规定试验电压,然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至规定的耐受电压,保持 5min,试品不应被击穿。

#### 3.3.2.3 击穿电压试验

(1) 工频击穿电压试验。试验时对试品施加工频电压,电压在规定试验电压的 75% 之前应尽快地升高,但应与测量仪表指示相一致,其后以每秒约为 2% 规定电压的速率上升至规定的击穿电压,如试品不发生击穿,则通过本试验。



当有特殊要求提供击穿电压资料时，电压可升至试品被击穿为止，击穿时的电压即为试品的实际击穿电压。

(2) 壁厚工频击穿电压试验。如表 5.1-20 所示，试验时，对试品施加工频电压，电压在规定试验电压的 75% 之前应尽快地升高，但应与测量仪表指示相一致，其后以每秒约为 2% 规定电压的速率上升至规定的击穿电压，如试品不发生击穿则通过本实验。

当有特殊要求提供击穿电压资料时，电压可升至试品被击穿为止，击穿时的电压即为试品的实际击穿电压。

表 5.1-20 壁厚工频耐受电压试验的电压值

壁厚 (mm)	施加电压 (kV)
>6~10	30
>10~15	50
>15~20	60
>20~25	70
>25	80

3.3.2.4 工频湿试验

(1) 工频湿耐受电压试验。调整好人工雨的特性，试品预淋雨 15min。先施加约 75% 的试验电压，然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至规定的耐受电压，保持 1min，不应发生闪络或绝缘体击穿。然后迅速退掉电压，但不应突然截断电源。

(2) 工频湿闪络电压试验。试验时，试品预淋雨 15min 后，先施加约 75% 的试验电压，然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至闪络，湿闪络电压以 5 个连续测定的闪络电压值的算术平均值计算。该 5 次的各个电压值与平均值之差不应超过平均值的 8%。

3.3.3 冲击电压试验

3.3.3.1 冲击试验程序

冲击电压试验包括冲击耐受电压试验和 50% 冲击闪络电压试验。耐受电压试验包括采用耐受程序的耐受电压试验和采用 50% 闪络程序的耐受电压试验两个方面。

(1) 采用耐受程序的耐受电压试验。试验时，冲击电压发生器在 60%~80% 的耐受电压值下调整使之产生所需要的冲击波形，然后升高发生器的电压至规定的耐受电压，共施加 15 次冲击波，如果闪络次数不超过 2 次，则试品通过本试验。

(2) 采用 50% 闪络程序的耐受电压试验。试验时，冲击电压发生器应调整使之产生所需要的波形，然后选取接近于 50% 闪络电压水平的一个电压  $U_k$  作为起始点。再选取一个约为  $U_k$  的 3% 的电压间距  $\Delta U$ 。在  $U_k$  水平上施加一次冲击，如果不发生闪络，则下次施加  $U_k + \Delta U$  的冲击电压；如果在  $U_k$  水平发生闪络，则下次施加  $U_k - \Delta U$  的冲击电压。这一程序应重复 30 次。每次冲击水平由前次冲击结果来确定，记录在每个  $U_v$  电压下施加的冲击次数  $n_v$ 。确定第一个有用的起始电压值，应是在随后的试验过程中出现过两次或更多次数冲击的那个电压值，以避免由于  $U_k$  取得太高或太低而引起误差。50% 闪络电压由式 (5.1-7) 确定

$$U_{50\%} = \frac{\sum n_v U_v}{\sum n_v} \tag{5.1-7}$$

如果 50% 闪络电压不小于规定的雷电冲击耐受电压的  $1/(1-1.3\sigma) = 1.040$  倍；操作冲击耐受电压的  $1/(1-1.3\sigma) = 1.085$  倍时，则认为试品通过本试验 ( $\sigma$  为标准偏差，雷电冲击  $\sigma=0.03$ ，操作冲击  $\sigma=0.06$ )。

根据标准要求，经过试验之后，试品不能有损坏（包括绝缘体的击穿，但不包括绝缘件表面上的轻微放电痕迹或胶装物及其他材料的小碎片脱落）。

3.3.3.2 雷电冲击电压试验

雷电冲击电压试验是在模拟运行中发生的雷电过电压波形下进行的，其目的在于验证绝缘子对于雷电及其他原因产生的暂态过电压是否有足够的绝缘强度。另外，为满足系统绝缘设计合理化所需的绝缘配合，还需进行伏秒特性试验。该试验是比较系统主要构成元件对雷电冲击电压的绝缘强度，不仅需要验证对某种雷电冲击电压的耐受强度，还需要验证发生闪络的频率和时间，将闪络电压和闪络时间的关系绘成曲线，即得到伏秒特性。

表 5.1-21 列出了 GB 及 IEC 绝缘子试验标准中规定的有关雷电冲击电压试验的内容。

表 5.1-21 GB 及 IEC 绝缘子试验标准的雷电冲击电压试验方法

项 目	内 容			
			GB	IEC
雷电冲击电压的定义	电压波形	波前时间	$1.2\mu s \pm 30\%$	$1.2\mu s \pm 30\%$
		半峰值时间	$50\mu s \pm 20\%$	$50\mu s \pm 20\%$
		峰值裕度	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$
耐受电压试验	正负两极均进行。然而，若知哪一种极性的闪络电压低，则按该极性进行试验即可 (1) 耐受电压法：施加 15 次规定的耐受电压值，闪络次数小于 2 次者为合格 (2) 50% 闪络电压试验法：用升降法求 50% 闪络电压 $U$ 为 $U \geq (1/1-1.3\sigma) \times U_0 = 1.04U_0$ 式中： $\sigma$ 为标准偏差 ( $\approx 3\%$ )； $U_0$ 为规定的耐受电压。 满足上式要求时为合格			
闪络电压试验	用升降法或内插法求 50% 闪络电压			

(1) 耐受电压试验。耐受电压试验是对试品按规定次数施加规定试验电压，以验证其是否能耐受的试验。

(2) 50% 闪络电压试验。50% 闪络电压试验既是确认试品对雷电冲击电压的绝缘强度极限，也是计算闪络概率时的重要试验。50% 闪络电压值是根据升降法或内插法确定的。对于升降法和内插法的详细情况，请见 IEC 60-1：1989《高电压试验技术 第 1 部分：一般试验要求》和 GB/T 16927.1—1997 中有相应的规定。

1) 升降法。所加冲击电压的峰值根据绝缘子有无闪络而有级地升降，施加约 40 次，求 50% 放电率的电压。

2) 内插法。将同一峰值的冲击电压加于试品 10 次以上时，调整施加电压，使闪络率为 20%~50% 及 50%~80%，用内插法在这两个测定值之间求 50% 闪络电压。

3) 伏秒特性曲线试验。这种试验是将加在试品电极间的雷电冲击电压，从 50% 闪络电压值附近逐渐升高，至少变更峰值 5 次以上，使试品闪络，并记录到闪络前的时间。通常以纵坐标为电压值，横坐标为闪络前的时间，连接各交点的曲线即为伏秒特性曲线 ( $U-t$  曲线)。

4) 临界闪络电压试验。在实际线路中，为了保护免遭雷电，绝缘子多半在装有防闪络角形件的状况下使用，为验证其保护效果而进行的临界闪络试验。

5) 陡波电压试验。通常，绝缘子是按在空气中发生外部闪络前绝缘体内部不发生击穿破坏而设计的。但是，如加上陡波冲击电压，则往往会在空气中发生击穿破坏。这是因



为绝缘子表面闪络的  $U-t$  特性与击穿破坏的  $U-t$  特性互相交叉的缘故。在设计绝缘子时,有时为了验证其在规定陡波冲击电压下不发生击穿破坏,需要进行陡波电压试验。

3.3.3.3 操作冲击电压试验

在 500kV 以上输电系统中,进行绝缘设计时需要考虑系统中发生的操作过电压。这是因为在超高压输电系统中,操作冲击成为决定绝缘距离的主要因素。因为操作冲击闪络电压特性不随绝缘距离的增大而线性增大,一旦超过 2m,就会趋于饱和状态,因此,在系统中产生的操作过电压就成了绝缘设计的主导因素。

关于操作过电压的设计及试验方法,国际大电网会议、国际电工委员会等国际组织开展了积极的研究活动,并对其研究成果做了归纳总结。

IEC 标准对 300kV 以上系统中使用的绝缘子制定了操作冲击试验标准。表 5.1-22 所示为 GB 及 IEC 标准有关操作冲击电压试验的规定。操作冲击电压试验种类与雷电冲击电压试验相同,有耐受电压试验、50% 闪络电压试验、伏秒特性试验等。但绝缘子操作冲击闪络电压特性较之雷电冲击电压易受附近接地物的影响,淋雨时特性降低很大,这些在试验时需要加以考虑。

表 5.1-22 GB 及 IEC 绝缘子试验标准的操作冲击电压试验方法

项 目	内 容		
操作冲击电压的定义	电压波形	波前时间	$250\mu s \pm 20\%$
		半峰值时间	$2500\mu s \pm 60\%$
		峰值裕度	$\pm 3\%$
耐受电压试验	正、负极性均进行。 (1) 耐受电压法。施加规定的耐受电压 15 次,以闪络次数不超过 2 次为合格 (2) 50% 闪络电压法。用升降法求 50% 闪络电压 $U_{50\%}$ $U_{50\%} \geq (1/1-1.3\sigma) \times U_0 = 1.085U_0$ 式中: $\sigma$ 为标准偏差 ( $=6\%$ ); $U_0$ 为规定的耐受电压		
闪络电压试验	用升压法或内插法求 50% 闪络电压		

操作冲击湿试验的试验方法,是将试品预淋雨 15min,然后按照上述“冲击电压试验程序”进行试验。

3.3.4 工频、雷电冲击、操作冲击电压试验的各种条件

绝缘子的电气特性受与大地及其他接地物的分隔距离和气候等各种条件的影响,因而试验时需明确试验条件,试验结果的评价也要考虑这些条件的影响。

3.3.4.1 试品的配置及安装方法

原则上,试验时试品的配置应尽量接近于使用状态。绝缘子的绝缘特性,特别是闪络电压特性容易受附近物体的影响,所以与其他物体的间隔距离是重要条件之一,间隔距离一般与其他试品闪络距离的 1.5 倍以上,至少为 1m。表 5.1-23 中给出 GB 和 IEC 的有关绝缘子试验标准的电气试验中试品的配置与安装方法。

3.3.4.2 关于大气状态的电压校正

绝缘子的绝缘强度在绝缘子表面清洁而且干燥时,一般受其几何形状与周围大气压力、温度和湿度的影响。通常在固定的大气状态下进行试验是不可能的,所以规定了固定的标准大气状态。

(1) 标准参考大气条件。GB/T 16927.1—1997 和 GB/T 775.2—2003 规定了标准参考大气条件,并规定了大气条

件不同时外绝缘放电电压相互间的换算方法。

表 5.1-23 GB 及 IEC 有关绝缘子试验标准的电气试验中试品的配置及安装方法

供试验绝缘子种类	内 容
线路绝缘子	悬式绝缘子 长棒形绝缘子 配置:垂直 绝缘距离:绝缘子长度 $\times 1.5$ 以上,至少 1m 导体:直径约为绝缘子长度的 1.5%;导体长度为绝缘子长度 $\times 1.5$ 以上(两侧各 1m 以上,操作冲击试验时) 配置:安装在模拟杆塔横担上,如图 5.1-50 所示
	线路柱式绝缘子 针式绝缘子 配置:垂直安装在水平沟槽中 沟槽宽:相当于绝缘子下部附件直径 长度:绝缘子长度 $\times 2$ 以上,离地高度 1m 以上 间隔距离:绝缘子长度 $\times 1.5$ 以上,至少 1m 导体:直径 5mm 以上,长度量测分别为绝缘子长度 $\times 2$ ,绑扎线直径约 1mm
电站用绝缘子	电站支柱绝缘子 其他支柱绝缘子 配置:与线路柱式绝缘子相同,担沟槽离地高度:当绝缘子长度不大于 1.8m 时为 1m 以上,大于 1.8m 时为 2.5m 以上 导体:与沟槽成直角安装,直径为 25mm 以上时,约为绝缘子长度的 1.5%;导体长度为绝缘子长度 $\times 1.5$ 以上,两侧各 1m 以上(要求操作冲击试验时,额定电压为 275kV 以上时) 配置:与垂直金属支柱成直角配置,支持物安装试样的宽度为绝缘子附件直径的 1~2 倍的矩形面,安装高度如下: 绝缘子长度      离地高度 2.5m 以下      2.5m 2.5~3.2m 以下      3m 3.2~4.2m 以下      4m 超过 4.2m      5m 导体:直径为绝缘子长度的 1.5%~2%,两侧长度各为绝缘子长度 $\times 0.75$ 以上

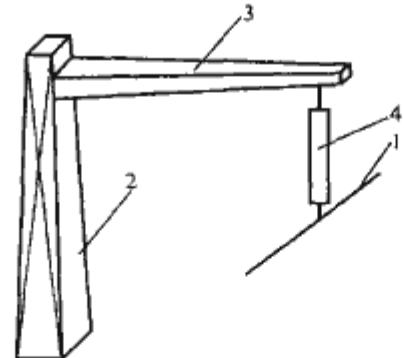


图 5.1-50 安装在模拟试验横担上的绝缘子

1—导体; 2—构件; 3—横担; 4—试品

标准参考大气条件为:温度  $t_0 = 20^\circ\text{C}$ , 压力  $p_0 = 101.3\text{kPa}$ , 绝对湿度  $h_0 = 11\text{g/m}^3$ 。

$1\text{kPa} = 10^3\text{N/m}^2$ ,  $101.3\text{kPa}$  相当于  $0^\circ\text{C}$  时气压计中汞柱高度为 760mm。

(2) 大气条件的校正。外绝缘破坏性放电电压与试验时的大气条件有关。通常情况下,给定空气放电路径的破坏性放电电压随空气密度或湿度的增加而升高;但当相对湿度大于 80% 时,破坏性放电会变得不规则(特别是当破坏性放电发生在绝缘表面时)。

在不同大气条件下获得的试验结果一般需要校正到标准参考大气条件下,以便不同人员、不同时间、不同实验室试验结果之间的互相比。反之,也可将标准参考大气条件下规定的试验电压换算到试验时的大气条件下,以便进行试



验。为此，引入大气校正因数  $K_1$ ，即

$$K_1 = K_1 K_2 \tag{5.1-8}$$

式中： $K_1$ 、 $K_2$  分别为空气密度校正因数和湿度校正因数。

1) 放电电压的校正。试验时的放电电压  $U$  与标准参考大气条件下的放电电压  $U_0$  间的换算关系为

$$U = U_0 K_1 \tag{5.1-9}$$

2) 空气密度校正因数  $K_1$ 。空气密度校正因数  $K_1$  取决于相对空气密度  $\delta$ ，可由式 (5.1-10) 求取

$$K_1 = \delta^n = \left( \frac{p}{p_0} \frac{273+t_0}{273+t} \right)^m \tag{5.1-10}$$

3) 湿度校正因数  $K_2$ 。湿度校正因数  $K_2$  可由式 (5.1-11) 求取

$$K_2 = K^W \tag{5.1-11}$$

式中： $K$  取决于试验电压类型，并为绝对湿度  $h$  与相对空气密度  $\delta$  的比率  $h/\delta$  的函数。为实用起见，可采用图 5.1-51 的曲线来近似求取。但对  $h$  值超过  $15\text{g/m}^3$  的湿度校正仍在研究中，图 5.1-51 中的曲线可认为是上限。

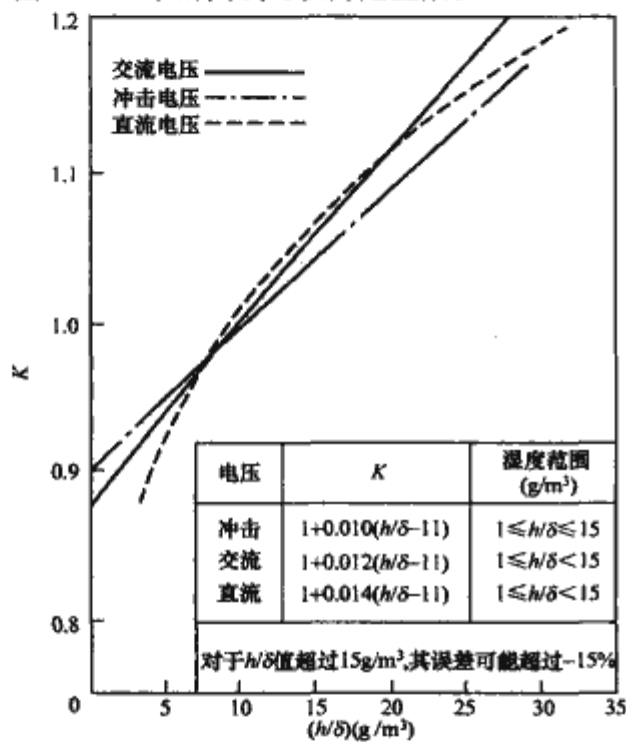


图 5.1-51  $K$  与  $h/\delta$  的关系曲线 ( $h$  为绝对湿度； $\delta$  为相对空气密度)

绝对湿度  $h$  之值，通常用通风式精密干湿球温度计实测到的干球温度和湿球温度，由图 5.1-52 确定。测量时应提供足够的气流，并应在达到稳定的数值后仔细读数，以免在

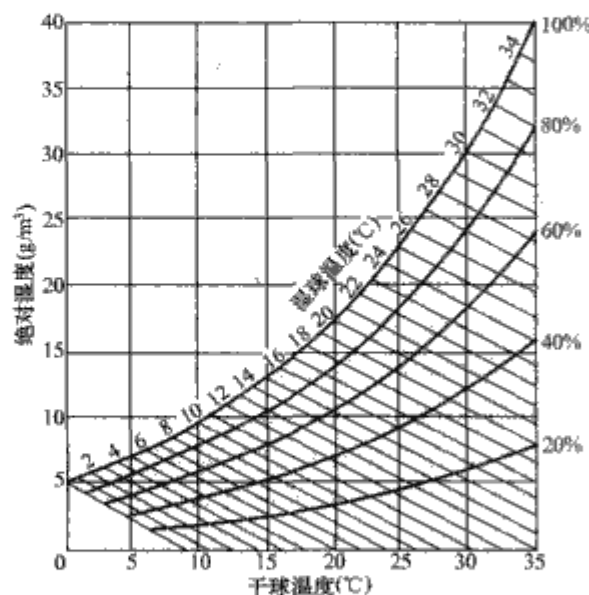


图 5.1-52 空气湿度与干、湿球温度计读数的关系

确定湿度时造成过大的误差。只要有足够的准确度，其他确定湿度的方法也可采用。

式 (5.1-10) 中的指数  $m$  与式 (5.1-11) 中的指数  $W$  的近似值可由图 5.1-53 求取，其值依赖于预放电形式。为此，引入参数  $g$  作为图 5.1-53 的横坐标

$$g = \frac{U_b}{500L} \frac{1}{\delta K} \tag{5.1-12}$$

式中： $U_b$  为实际大气条件时 50% 放电电压的测量值或估算值，kV； $L$  为试品最小放电路径，m；相对空气密度  $\delta$  和参数  $K$  均为实际值。估算耐受试验时  $U_b$  可以假定为 1.1 倍试验电压值。

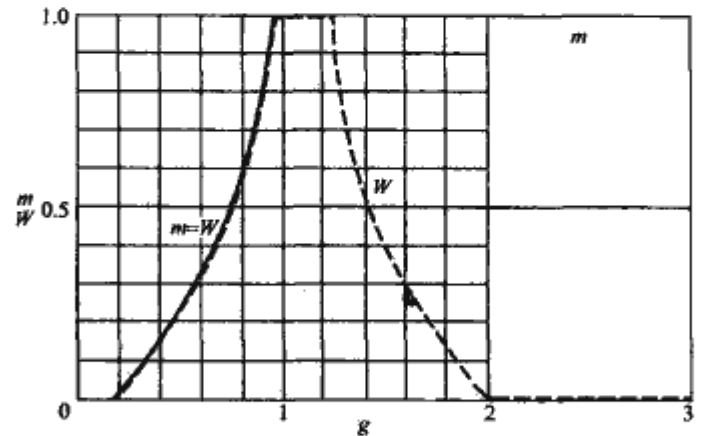


图 5.1-53 空气密度校正指数  $m$  值和湿度校正  $W$  与参数  $g$  的关系曲线

### 3.3.4.3 淋雨条件

淋雨试验是为求降雨时绝缘子的绝缘特性而进行的试验。从淋雨条件来说，有淋雨量、淋雨角度和雨水的电阻率。这些自然降雨条件，须在考虑试验的普遍性与经济性之后再作决定。表 5.1-24 列出了 GB、IEC 标准以及 JIS 标准的淋雨条件比较。

表 5.1-24 GB、IEC 标准以及 JIS 标准的淋雨条件比较

项 目	GB 标准	IEC 标准	JIS 标准
淋雨量 (mm)	垂直分量，每分钟平均 1.0~1.5 水平分量，每分钟平均 1.0~1.5 每个测定值允许范围 0.5~2.0	垂直分量，每分钟平均 1.0~1.5 水平分量，每分钟平均 1.0~1.5 每个测定值允许范围 0.5~2.0	垂直分量，每分钟 3.0 以上
淋雨方向 (°)	未规定	约 45°	与试品中央部分的垂直方向成 45°
淋雨电阻率 (Ω·m)	100±15 (20℃ 换算值)	100±15 (20℃ 换算值)	10 000±2000
淋雨温度 (°C)	环境温度±15	环境温度±15	无规定

实验室有专门的淋雨试验装置，图 5.1-54 所示为典型的淋雨试验装置。根据国家标准，淋雨率的测定应在拟定安装试品的部位进行。推荐采用特制的雨强测量仪，自动测量淋雨率。量雨器应水平地放置，垂直开口面应对着喷雨器。当试品高度超过 1m 时，应在试品的顶部、中部和底部进行。试品高度在 1m 以下时，在试品底部处测定。对水平安装的试品，或者水平方向很大的试品，亦采取类似的测量方法。在测量过程中，量雨器应在一个足够大的区域里缓慢移动，以便消除个别喷嘴喷射的不均匀影响。

另一个不太精确的做法是只测量垂直分量，用目测来判断淋雨方向与水平面近似 45°。淋雨率表达式为

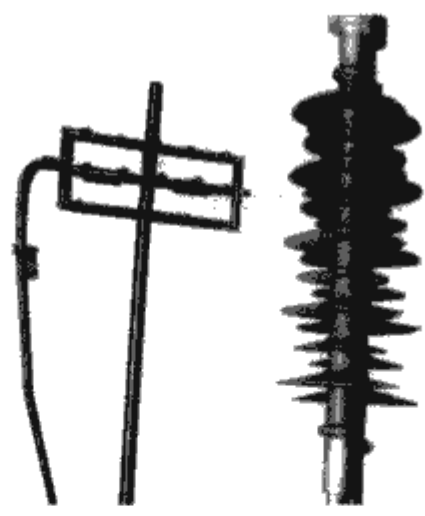


图 5.1-54 淋雨试验装置

淋雨率= $\frac{10V}{st}$  (5.1-13)

式中：V 为 tmin 内落入量雨器内的水的体积，cm<sup>3</sup>；t 为收集雨水的时间，min；s 为量雨器开口面积，cm<sup>2</sup>。

淋雨试验一般包括工频湿试验和操作冲击湿试验两种。工频湿试验又分工频湿耐受电压试验和工频湿闪络电压试验。

耐受试验应在按试验电压的校正公式校正所得的电压下进行。试验时，先按上面湿试验条件的规定调整好人工雨特性，试品预淋雨 15min（可以包括调整人工雨所需的时间，如果采用能保证得到有效的湿润方法或在间断时间很短即进行重复试验时，预淋雨时间可以缩短）。先施加约 75% 的试验电压，然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至规定的耐受电压，保持 1min，不应发生闪络或绝缘体击穿。然后迅速退掉电压，但不应突然截断电源。

对试品淋雨时，如果试品是水平安装，淋雨方向还应与试品轴线垂直。

工频湿闪络电压试验时，试品预淋雨时间 15min 后，先施加约 75% 的试验电压，然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至闪络电压，湿闪络电压以 5 个连续测定的闪络电压值的算术平均值计算。该 5 次的各个电压值与平均值之差不应超过平均值的 8%。湿闪络电压值应按电压校正公式的规定进行校正。

操作冲击试验时，试品预淋雨 15min，然后按冲击电压试验程序进行试验。

3.3.5 污秽试验

户外使用的绝缘子，在运行中往往因其表面积污而使绝缘性能降低。对绝缘子污秽试验很早就进行了研究，曾提出过多种方法。

污秽试验的意义是掌握在实际线路中预计的污秽状态下绝缘子的绝缘性能。污秽试验有自然污秽与人工污秽试验两种。前者是了解绝缘子受尘埃和盐分污秽的程度，和绝缘子能耐受这些污秽的实际性能的试验，这一试验的可靠性高，然而存在试验花费时间长、环境条件变化无常使结果分散性很大，且不能得到大量的数据等缺点。人工污秽试验是为了弥补上述自然污秽试验的缺点而进行的，其目的是在短时间内获得准确度高且与自然污秽试验等价的结果，以便合理的进行绝缘设计和维护。

关于人工污秽试验方法，以往根据各种实际情况，拟定了许多方案。对这些方案的比较、筛选工作，是由国际电工委员会和国际大电网会议等国际组织策划进行的，具有代表性的实验方法有盐雾法及固体污层法。

3.3.5.1 污秽等级

GB/T 5582—1993 规定了电力设备户外外绝缘污秽等

级，各级外绝缘人工污秽耐受值和爬电比距。这个标准适用于三相交流系统额定电压 3~500kV 电力设备户外外绝缘。此类设备包括：针式绝缘子、盘形悬式绝缘子、支柱绝缘子、套管和绝缘套等。这里的外绝缘包括瓷和玻璃绝缘，不包括有机绝缘、半导体釉绝缘、空气间隙和避雷器。

对外绝缘的污秽等级是有规定的，外绝缘按公称爬电比距和人工污秽耐受值分为 0、I、II、III 和 IV 五级。0 级适用于无明显污秽地区，不需进行人工污秽试验。0~IV 级相应的公称爬电比距按表 5.1-25 规定。表 5.1-25 中 0 级括号内数值仅适用于 330kV 和 500kV 电力设备。盘形悬式绝缘子和户外棒形支柱绝缘子的人工污秽耐受暂定值分别按表 5.1-26 和表 5.1-27 规定。

表 5.1-25 公称爬电比距分级数值 mm/kV

外绝缘污秽等级	公称爬电比距，不低于	
	线 路	电站设备
0	13.9 (14.9)	14.8 (15.5)
I	16	16
II	20	20
III	25	25
IV	31	31

表 5.1-26 耐污型盘形悬式绝缘子人工污秽耐受暂定值

污秽等级	人工污秽耐受值（固体层法）	
	污层电导率 (μS)	等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )
I	6~10	0.015~0.030
II	12~16	>0.03~0.06
III	18~25	>0.06~0.15
V	30~40	>0.15~0.30

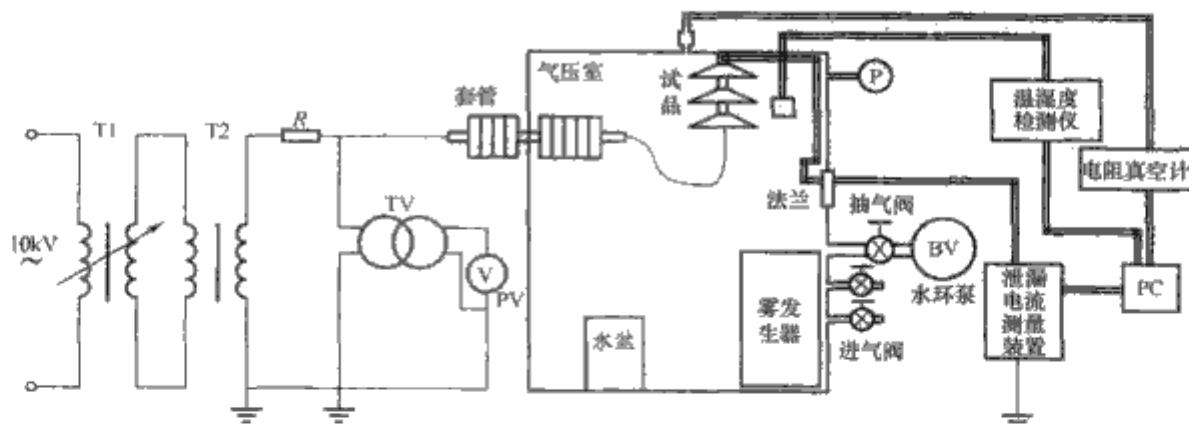
表 5.1-27 耐污型户外棒形支柱绝缘子人工污秽耐受暂定值

污秽等级	人工污秽耐受值（固体层法）	
	污层电导率 (μS)	等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )
I	4~6	0.010~0.018
II	9~14	>0.018~0.036
III	20~30	>0.036~0.080
V	45~70	>0.08~0.16

3.3.5.2 污秽实验室和相关设备

污秽试验可在污秽实验室和污秽试验罐中进行，图 5.1-55 和图 5.1-56 所示分别为典型的污秽试验罐回路装置示意图和污秽试验罐。低气压室尺寸为 2m×1.5m×2m，是用厚约 9mm 的钢板焊接而成，并用角钢加固，气压室正面装有气压表、法兰（低压接线板）、抽气和放气孔以及 0.6m×1.4m 大小的门；气压室背面装有穿墙套管，可引入 88kV 高压；气压室壁不同位置装有 7 个玻璃窗，可以通过玻璃窗来观察试品的放电现象；气压室中有两个水盆，每个盆中放一个 3kW 的电加热器，可以用来产生蒸汽雾。为了减少试验结果的分散性，在试验过程中雾室温度控制在 30~38℃ 的范围内。通过 2BV2071 型水环泵对气压室抽气，水环泵的主要优点是当所抽气体中含有大量蒸汽时，不会影响泵的工作性能。气压室内气压可以在 101~50kPa 的范围内进行调节，可满足 5000m 以上海拔的气压条件。表 5.1-28 列出了海拔和气压以及空气相对密度之间的关系。

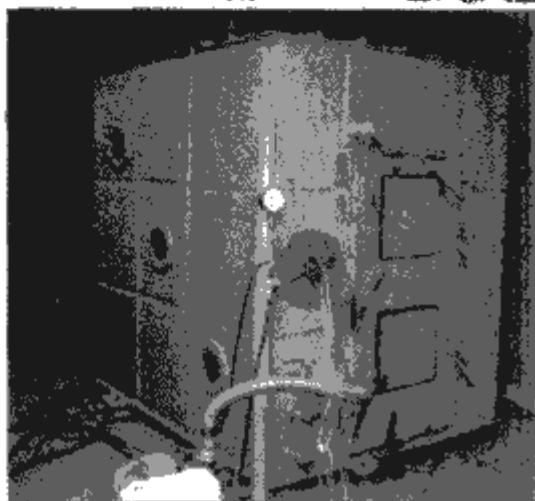




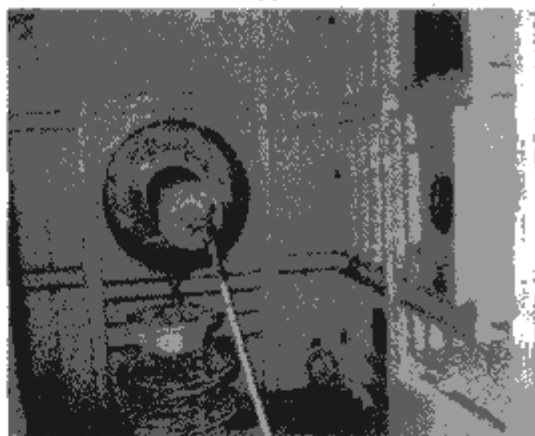
[耗水：2L/h（±100%），雾滴直径为5~10μm]

图 5.1-55 低气压污秽试验罐回路装置示意图

T1—移卷式调压器，10kV/（0.3~3kV），500kVA；T2—变压器，3.3kV/44kV，250kVA，两台串联；TV—电压互感器，150kV/100V；PV—电压表；R—保护电阻；温湿度测量装置—湿度为0%~100%，温度为-200℃~400℃；雾发生器—YD2000型超声波加湿器；电阻真空计—ZD252m型测量范围为 $1.0\times 10^5\sim 1.0\times 10^{-1}$ Pa；水环泵—2BV2071型，抽气量为110m<sup>3</sup>/h；套管—110kV等级，耐压为110kV/1.732



(a)



(b)

图 5.1-56 污秽试验罐

(a) 低气压罐外貌；(b) 低气压罐内部形貌

表 5.1-28 气压和空气相对密度随海拔升高的变化

海拔 (m)	0	1000	2000	3000
平均气压 (MPa)	0.101 3	0.089 7	0.079 4	0.070 4
平均空气相对密度 $\delta$	1.0	0.901	0.812	0.732

### 3.3.5.3 交流系统用高压瓷和玻璃绝缘子耐污性能试验

(1) 试品染污方法一般有浇染法、喷污法、浸染法和定量涂刷法四种。下面分别介绍。

1) 浇染法。将清洁干燥的绝缘子水平安装在染污机上，开动染污机，其转动速度一般以 60r/min 为宜，然后将搅拌均匀的污秽物悬浮液浇到绝缘子的绝缘体表面上，使其均匀的覆盖于绝缘体上，其均匀程度用目力检查即可。在浇污时应使胶合剂层的短接物与绝缘表面交接处也染上污秽物，待绝缘子上的污秽物不再流动后即可停止转动。用浇染法染污

时，同一批试验，在染污前应有相同的温度和湿度，在染污过程中应保持相同的环境和工艺条件。

2) 喷污法。用喷枪将搅拌均匀的污秽物悬浮液喷到清洁干燥的试品绝缘体表面上，使其均匀的覆盖一层污秽物，其均匀程度用目力检查即可。喷污时应使胶合剂层的短接物与绝缘体表面交接处也喷上污秽。同一批试品在染污前应有相同的温度和湿度，在染污过程中应保持相同的环境和工艺条件。

3) 浸染法。将清洁干燥的绝缘子浸入已搅拌均匀的污秽物悬浮液中，然后立即取出，转动试品，使绝缘体表面均匀的覆盖一层污秽，其均匀程度用目力检查即可，并使胶合剂层的短接物与绝缘体表面交接处也染上污秽。同一批试品在染污前应有相同的温度和湿度，在染污过程中应保持相同的环境和工艺条件。

4) 定量涂刷法。试品的污秽度用盐密表示时，根据试品所需染污的盐密、灰密及绝缘子的绝缘体表面积，计算出每只试品所需的氯化钠（化学纯）和硅藻土量。氯化钠的称量误差应不大于所需量的±1%，硅藻土的称量误差应不大于所需量的±10%，然后加上适量的蒸馏水，如果需要，还可以加上适量的二氧化硅或者糊精，将其搅拌均匀后，全部均匀的涂刷到试品绝缘体表面上。

(2) 试验程序包括如下三个方面：

1) 耐受污层电导率与耐受盐密试验。将染有规定污层电导率或规定盐密的试品安装于雾室中，加上规定的试验电压并同时供给雾，试验保持至试品闪络或泄漏电流逐渐减小，局部放电逐渐减轻，或者是将试品置于雾室后再供雾、待试品污层达到饱和湿润后，施加电压并维持至闪络，如不闪络则维持 15min。同一污层的每只试品只允许进行一次试验，该试验应进行 3 次（试品数量应为 3 只），如果 3 次未发生闪络，则耐受污层电导率试验或耐受盐密试验通过；如果仅出现一次闪络，应进行第四次试验，如果该次试验不发生闪络，则耐受通过。

2) 最大耐受污层电导率或最大耐受盐密试验。绝缘子在一定电压下的最大耐受污层电导率或最大耐受盐密用逐级耐受法求得。首先从下列盐密中（0.025mg/cm<sup>2</sup>，0.05mg/cm<sup>2</sup>，0.10mg/cm<sup>2</sup>，0.20mg/cm<sup>2</sup>，0.40mg/cm<sup>2</sup>）或下列污层电导率（10μS，20μS，40μS，80μS，160μS）中选取适当的污层电导率或者盐密，作为绝缘子预期的最大耐受污层电导率或盐密等级，逐级进行耐受试验，在每级污层电导率或盐密下的试验程序及试品数量与 1) 中所述相同。如果在该



污层电导率或盐密下通过了规定的耐受电压试验,则不进行更低污层电导率或盐密下的试验。绝缘子能通过耐受污层电导率或耐受盐密试验的最高污层电导率或最高盐密,为其在该电压下的最大耐受污层电导率或最大耐受盐密。

3) 最大耐受电压试验。绝缘子在一定污层电导率或一定盐密下的最大耐受电压用逐级耐受法求得。以预期的最大耐受电压做起始电压,每级升降电压为起始电压的5%左右。每级电压下的试验程序及试品数量与1)中所述相同,如果在某电压下通过了耐受污层电导率试验或耐受盐密试验,则不进行更低电压下的试验。绝缘子能通过耐受污层电导率试验或耐受盐密试验的最高电压,为该污层电导率或盐密下的最大耐受电压。

(3) 固体污层法。我国机械部的标准 GB/T 4585—2004《交流系统用高压绝缘子的人工污秽试验》是适用于交流额定电压为1kV以上及户外污秽环境中使用的绝缘子的防污性能的对比试验。在这个标准中,规定了三个试验:

1) 耐受试验。污秽实验室和试验罐均可用来模拟自然污秽和雨雾等气候条件,试品安装在雾室中,施加预定的耐受电压同时使其受潮湿润,试验保持至试品闪络或泄漏电流逐渐减小、局部放电情况减轻为止,同一污层的每只试品只允许进行一次试验,试品数量应为3只,如果3只试品在耐受过程中均未发生闪络,则耐受通过,如果3只试品中有一只以上试品发生闪络,则认为耐受试验不通过。如仅一只发生闪络,则可增试3只,该3只均不发生闪络,则耐受通过。

2) 最大耐受电压试验。一定盐密下的最大耐受电压用逐级耐压法求得,以预计的闪络电压作起始电压,每级升降电压为起始电压的5%左右,每级电压下的试验程序与耐受试验程序相同,某级电压下耐受通过则不再进行较低电压下的试验,最大耐受电压值应为同一盐密下3只试品均不闪络时的最高电压值或增试后5只试品不闪络的电压值。

3) 闪络试验。试品按照要求安装在雾室中,首先使试品的污层充分湿润,即污秽电导增加达到稳定值,或表面形成水膜,边缘将要滴水,然后立即升压至闪络,其升压速度在40%预期闪络电压以前不作规定,而以后每秒以预期闪络电压的10%~20%的速度升高电压,每只试品闪络3次,两次闪络的时间间隔为1min。试品数量应为3只。闪络电压值,取3只试品共9次闪络电压的算术平均值(每次闪络电压值应为该次升压过程中所达到的最高值),且各次闪络值与平均值之差的绝对值应不大于平均值的15%。

对于交流系统额定电压1~500kV户外污秽环境条件下使用的瓷和玻璃绝缘子的染污方法和耐污性能试验,GB/T 4585—2004分别作了详细的规定。

(4) 耐污性能试验。试验包括如下三个方面:

1) 耐受盐度试验。将清洗干净的绝缘子安装于雾室内,并用自来水彻底淋湿,然后开动喷雾器,对绝缘子施加产品标准中规定盐度溶液的盐雾,并加上规定的电压,维持1h。该试验应进行3次。如果3次试验均未发生闪络,则耐受通过。如果仅有1次发生闪络,则允许增试1次,如果该次未发生闪络,则耐受通过。

2) 最大耐受盐度试验。绝缘子在一定电压下的最大耐受盐度用逐级耐受法求得。首先选取预计的最大耐受盐度作为起始盐度。然后,按照规定的盐度等级(所使用的盐度应为下列数值之一:2.5mg/m<sup>3</sup>, 3.5mg/m<sup>3</sup>, 5mg/m<sup>3</sup>, 7mg/m<sup>3</sup>, 10mg/m<sup>3</sup>, 14mg/m<sup>3</sup>, 20mg/m<sup>3</sup>, 28mg/m<sup>3</sup>, 40mg/m<sup>3</sup>, 56mg/m<sup>3</sup>, 80mg/m<sup>3</sup>, 112mg/m<sup>3</sup>, 160mg/m<sup>3</sup>和224mg/m<sup>3</sup>。允许的

最大误差为额定值的±5%)逐级进行耐受试验,每级盐度下的试验程序均同1)中所述。如果在某盐度下通过了耐受试验,则不进行更低盐度下的试验,绝缘子能通过耐受试验的最高盐度为在该电压下的最大耐受盐度。

3) 最大耐受电压试验。绝缘子在一定盐度下的最大耐受电压用逐级耐压法求得。以预计的耐受电压做起始电压,每级升降电压为起始电压的5%左右,每级电压下的试验程序与1)中所述相同。如果在某电压下通过了耐受盐度试验,则不进行更低电压下的试验。绝缘子能通过耐受盐度试验的最高电压为在该盐度下的最大耐受电压。

### 3.4 机械试验方法

绝缘子依其种类和用途不同可承受拉伸、弯曲、扭转和内压等各种负荷。绝缘子的机械负荷试验的目的有两个:①验证绝缘子在使用中对于施加的机械负荷是否有足够的强度;②施加机械负荷以检查出产品的缺陷。

前一种目的的试验,按机械负荷的种类可分为拉伸负荷试验、弯曲负荷试验、扭转负荷试验、内压负荷试验等。另外,属于机械负荷试验的还有悬式绝缘子机电拉伸负荷试验。这些试验又分耐受负荷试验和破坏负荷试验。还有,最近开始进行了验证绝缘子长期机械性能的疲劳试验。这些绝缘子的机械性能一般受生产状况好坏的影响,故试验又可作为每批产品的质量符合试验。

为检出产品缺陷的机械负荷试验有实心绝缘子的打击试验、拉伸负荷试验及弯曲试验、瓷套的内压试验、悬式绝缘子的头部水压试验等。悬式绝缘子做逐只拉伸耐受负荷试验则具有双重目的,既验证其耐受使用负荷的负荷强度,又检查出其存在的缺陷。

这些机械负荷试验的结果,受产品质量和试验方法的影响,试验方法不仅应切合实际使用状况,而且使试验结果分散性小。

#### 3.4.1 弯曲负荷试验

##### 3.4.1.1 破坏负荷试验

试验时,在规定弯曲破坏负荷的75%以前,必须平稳而无冲击的增加负荷,其后以每分钟为规定弯曲破坏负荷的30%~60%的速率升高至试品破坏为止,此时的负荷值即为试品的弯曲破坏负荷。

##### 3.4.1.2 逐个弯曲负荷试验

试验时,应均匀而无冲击的升高负荷至规定的逐个弯曲负荷值,并在此负荷下保持10s,试品不应有破坏、胶合剂开裂和金属附件产生明显的永久变形以及各部位间的明显位移现象。

当采用四向弯曲负荷试验时,试验负荷加到额定试验负荷值后,立即卸去负荷,试品不应有破坏、胶合剂开裂,或金属附件产生明显的永久性变形以及各部位间的明显位移现象。每试验一个方向,试品应旋转90°。

##### 3.4.1.3 负荷下偏移试验程序

完整的支柱绝缘子安装在刚性支架上,在试品自由端施加弯曲负荷,在机械破坏负荷的20%,50%,70%的各点上测量各负荷点下的偏移程度。

#### 3.4.2 拉伸负荷试验

##### 3.4.2.1 破坏负荷试验

试验时,在规定拉伸破坏负荷的75%以前,必须平稳而无冲击的增加负荷,其后以每分钟为规定拉伸破坏负荷的30%~60%的速率升高至试品破坏为止。此时的负荷值即为试品的拉伸破坏负荷。如果仅要求耐受负荷试验,则负荷升



高至标准规定的试验负荷,在此负荷下,如试品不破坏,则通过本试验。

### 3.4.2.2 逐个拉伸负荷试验

试验时,应均匀而无冲击的升高负荷至规定的逐个拉伸负荷,并在此负荷下保持 10s,试品不应有破坏、胶合剂开裂或金属附件产生明显的永久变形,以及各部件间明显的位移现象。对串接成绝缘子串进行试验时,如在试验期间有试品破坏,将其剔除后,重新进行 10s 的试验,直至试品不发生破坏为止。

### 3.4.3 扭转破坏负荷试验

试验时,在规定扭转破坏负荷的 75% 以前,必须平稳而无冲击的增加负荷,其后以每分钟为规定拉伸破坏负荷的 30%~60% 的速率升高至试品破坏为止。此时的负荷值即为试品的扭转破坏负荷。如果仅要求耐受负荷试验,则负荷升高至标准规定的试验负荷,在此负荷下,如试品不破坏,则通过本试验。

### 3.4.4 压缩负荷试验

试验时,在规定压缩破坏负荷的 75% 以前,必须平稳而无冲击的增加负荷,其后以每分钟为规定拉伸破坏负荷的 30%~60% 的速率升高至试品破坏为止。此时的负荷值即为试品的压缩破坏负荷。如果仅要求耐受负荷试验,则负荷升高至标准规定的试验负荷,在此负荷下,如试品不破坏,则通过本试验。

### 3.4.5 机电负荷试验

#### 3.4.5.1 1h 机电负荷试验

试验时,先以均匀而无冲击的速率升高负荷至额定 1h 机电负荷值,然后施加工频电压,在此机电负荷下保持 1h,如果试品不损坏或击穿,则通过本试验。

#### 3.4.5.2 机电破坏负荷试验

试验时,对试品先施加工频电压,拉伸负荷在 75% 的机电破坏负荷之前应迅速而平稳升高,其后以每分钟为规定的机电破坏负荷的 35%~100% 的速率升高至试品破坏为止。此时的负荷值即为试品的机电破坏负荷。

### 3.4.6 内压力试验

#### 3.4.6.1 耐受试验

试验时应均匀而无冲击的增加试品内腔的压力。压力和持续时间按产品标准规定。试验后绝缘套如果不破坏,法兰与绝缘套不产生明显的位移,则试品通过本试验。

#### 3.4.6.2 破坏试验

试验时应均匀而无冲击的增加被试品的内腔压力,直至破坏为止。破坏时的压力即为试品的实际破坏负荷。

### 3.4.7 无线电干扰试验

JB 3567—1999 规定了在实验室对绝缘子(包括套管、支柱绝缘子、刚性绝缘子、绝缘子串组件以及绝缘子串、组)的无线电干扰试验方法。

试验时,对试品施加比规定试验电压高 10% 的电压,并至少维持 5min。然后将电压逐级降低到规定试验电压的 30%,再逐级升高到首次施加的电压值,最后再逐级降低到规定试验电压的 30% 的数值。在每一级均应进行无线电干扰测量,并将第二次降压过程所测得的无线电干扰水平与施加电压绘制成关系曲线,所得的曲线即为该试品的无线电干扰特性曲线。

测量结果应以在 300Ω 电阻上出现 1μV 时为基准所对应的分贝值表示。如果从无线电干扰特性曲线所读取的在规定试验电压下的无线电干扰水平未超过试品的允许值,则认为该试品通过本试验。

## 3.5 电瓷和玻璃悬式绝缘子试验

### 3.5.1 一般试验要求

对于电瓷和玻璃绝缘子,在 GB/T 1001.1—2003 中对盘形悬式瓷和玻璃绝缘子进行了规定。主要针对额定电压高于 1000V,频率不超过 100Hz 的交流架空电力线路、变电站和电气化铁路接触网用盘形悬式瓷和玻璃绝缘子串组件。绝缘子安装地点环境温度应在 -40℃~+40℃ 之间。这些规定同样适用于绝缘子串和绝缘子组。对于绝缘子的技术要求,有如下几个方面:

(1) 尺寸偏差应符合如下规定。

1) 绝缘子主要尺寸偏差:结构高度  $H(\text{mm})$  为  $\pm(0.03H+0.3\text{mm})$ ; 盘径  $D(\text{mm})$  为  $\pm(0.04D+1.5\text{mm})$ ; 最小公称爬电距离  $L(\text{mm})$  为  $(0.025L+6\text{mm})$ 。

2) 绝缘子串的结构高度偏差为  $\pm 0.024nH$  ( $n$  表示 6 只绝缘子)。对于优等品,6 只绝缘子串的高度偏差应为  $\pm 19\text{mm}$ 。

(2) 绝缘子瓷件外观应符合 GB/T 772—2005 的规定。绝缘子瓷件外露表面应均匀上一层瓷釉。绝缘子玻璃件应由钢化玻璃制造。玻璃件不应有折痕、气孔等有益于良好运行性能的表面缺陷。

(3) 绝缘子瓷件的剖面应是均质的且无气孔,经孔隙性试验后,不应有任何渗透现象。孔隙性试验的压力应不小于 20MPa ( $200\text{kgf} \cdot \text{cm}^{-2}$ ),压力与时间(小时)的乘积应不小于  $180\text{MPa} \cdot \text{h}$  ( $1800\text{kgf} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{h}$ )。

(4) 绝缘子铁帽应符合 JB/T 8178—1999 的规定,其他金属附件均应符合相应的标准规定。铁帽和钢脚的热镀锌层应符合 JB/T 8177—1999 的规定。连接用锁紧销应采用铜质或不锈钢材料制造,并应与绝缘子成套供应。

(5) 绝缘子应使用不低于 GB 175—2007《通用硅酸盐水泥》所规定的 525 号硅酸盐水泥、普通硅酸盐水泥,或特制的高强度低膨胀水泥配置成胶合剂进行胶装。瓷件头部端面及圆弧部位(包括柱头结构的上砂部位),以及钢脚、铁帽与胶合剂接触部分,应均匀的涂一层缓冲层。钢脚顶端与绝缘件之间应垫以缓冲衬垫。外露的水泥表面应平整,其平面度应不大于 3mm,且无裂纹。绝缘子铁帽、绝缘件、钢脚三者应在同一轴线上,不应有明显的歪斜,并建立“标样”进行对照检查。对于优等品钢脚不应有明显的松动。

(6) 绝缘子应能耐受 10s 拉伸负荷试验而不损坏。其试验负荷为额定机电破坏负荷的 50%。

(7) 瓷绝缘子应能耐受工频火花电压试验而不击穿或损坏。

JB 9680—1999 规定了高压架空线路绝缘地线用盘形悬式瓷绝缘子(简称地线绝缘子)的形式、主要尺寸、技术要求、试验方法、验收规则及包装与标志。相关的试验方法如下:

(1) 电极装配试验。按实际使用状态把电极装配到绝缘子上,检查电极相对位置是否正确,对照“标样”判断是否合格。

(2) 螺栓扭矩试验。模拟螺栓的实际使用状态固定螺栓,用扭矩扳手平稳的旋扭螺母,在达到规定的扭矩前不应脱扣。如有要求,可以一直旋转至螺纹破坏为止。

(3) 地线绝缘子工频放电电压试验。

1) 工频干放电电压试验。试品应模拟实际运行状态安装,间隙距离调整至规定值。试验程序及电压值的校正按 GB/T 775.2—2003 的相应规定,放电次数不少于 10 次。



工频干放电电压值应按式 (5.1-14) 计算

$$U_{min} \leq \bar{U} + 3S \leq U_{max} \tag{5.1-14}$$

式中：S 为标准偏差，kV； $U_{min}$  为最小工频干放电电压，kV； $U_{max}$  为最大工频干放电电压，kV。

2) 工频湿放电电压试验。试品必须洁净，应模拟实际运行状况安装。间隙距离调整至规定值，且朝向喷嘴。

人工雨的特性，人工雨的测量、试验程序和工频湿放电电压值的校正按 GB/T 775.2—2003 的相应规定，放电次数不少于 10 次。

放电应在电极间发生，不应在电极与瓷件间发生；电弧应沿羊角向外发展，拉长熄灭。

工频湿放电电压值应按式 (5.1-15) 计算

$$U_{min} \leq \bar{U} - 3S \leq U_{max} \tag{5.1-15}$$

(4) 耐弧试验。试品模拟实际运行状态布置。间隙调整至 15~20mm，并用易熔细金属丝将电极在最小间隙处短接。调整电源，湿电压加至试品两端时，产生规定的工频电流。持续规定时间后断开电源，耐弧试验进行工频干、湿放电电压试验和熄弧试验。在保证熄弧能力的前提下，允许电极羊角顶端有烧损，但不允许放电间隙外有严重烧伤。

(5) 残留强度试验。试品按照 JB 9680—1999 5.9 条要求进行温度循环试验后，用机械的方法，例如用锤子打击的方法将瓷件的伞盘去除。瓷件的残留部分应不大于铁帽的最大外沿。

制备好的试品应在试验机上逐个经受加在两金属附件间的拉伸负荷。

拉伸负荷应从零迅速而平稳的增加到约为额定机电破坏负荷的 50%，然后以每秒为额定机电破坏负荷的 0.5%~1% 的速率增加，直至破坏（能观察到的破坏现象，或试验机指针停止不前时），此时的负荷值为绝缘子的残留强度。

试验后，如果全部试品均为金属件拉脱，则按式 (5.1-16) 计算并进行判断

$$\frac{\bar{X} - 1.645S}{L} \geq C \tag{5.1-16}$$

式中： $\bar{X}$  为残留机械破坏负荷实测算术平均值，kN；S 为标准偏差，kN；L 为额定机电破坏负荷，kN；C 为比值，其值应等于或大于 0.65。

3.5.2 产品试验

根据 GB/T 7253—2005、JB/T 8178—1999 要求，污秽地区交流高压架空线电力线路、变电站中作绝缘和固定线用的耐污盘形悬式瓷绝缘子具体的检测规则与试验方法如下。

(1) 出厂试验。绝缘子应按表 5.1-29 规定逐只进行检查，如发现有不符合表 5.1-29 中任何一项要求时，此绝缘子不合格。

表 5.1-29 绝缘子出厂试验项目

项 号	试 验 名 称	试 验 方 法
1	外观检查	GB/T 775.1—2006
2	拉伸负荷试验	GB/T 775.3—2006
3	工频火花电压试验	GB/T 775.2—2003

(2) 抽样试验。抽样试验在出厂试验合格后，按表 5.1-30 规定的试品数量随机的抽取试品进行试验。机电破坏负荷试验应采用计量二次抽样方案，合格质量水平 (AQL) 为 1.5%，其判定程序及判定准则应符合有关规定；其余试验项目采用计件二次抽样方案。

(3) 型式试验。新产品试制，型式试验可根据表 5.1-30 的各项标准要求进行。

表 5.1-30 相关的型式试验标准

标准编号	标准名称
GB/T 772—2005	高压绝缘子瓷件 技术条件
JB/T 10583—2006	低压电瓷瓷件技术条件
JB/T 3568—1999	盘形悬式绝缘子串组件的热机械性能试验方法
JB/T 8181—1999	绝缘子串元件球窝连接用锁紧销
GB/T 4056—2008	绝缘子串元件的球窝连接尺寸
DL/T 626—2005	劣化盘形悬式绝缘子检测规程

3.6 棒形支柱绝缘子的试验

耐弯曲负荷试验和耐压负荷试验是考核支柱绝缘子的常规试验。棒形支柱绝缘子试验所根据的标准如表 5.1-31 所示。

表 5.1-31 棒形支柱绝缘子相关试验标准

标准编号	标准名称
GB 12744—1991	耐污型户外棒形支柱瓷绝缘子
GB/T 8287.1—2008	标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱绝缘子 第 1 部分：瓷或玻璃绝缘子的试验
GB/T 8287.2—2008	标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱绝缘子 第 2 部分：尺寸与特性
GB/T 1001.1—2003	标称电压高于 1000V 的架空线路绝缘子 第 1 部分：交流系统用瓷或玻璃绝缘子元件定义、试验方法和判定准则

3.7 复合绝缘子试验

最早关于复合绝缘子的标准是 ANSI/IEEE Std987—1985，制定于 1987 年。而我国的复合绝缘子的大规模应用是从 20 世纪 90 年代开始的，最早关于复合绝缘子的标准是 1991 年制定的，标准编号为 JB 5892—1991，标准名称是《高压线路用有机复合绝缘子技术条件》。复合绝缘子是由聚合物护套及受其保护的能承受机械负荷的绝缘子芯棒组成，负荷通过金具传递到芯棒上。复合绝缘子至少由两种绝缘件构成，即芯棒和护套并装有金具。例如复合绝缘子可以由单个伞裙安装在芯棒上组成，中间护套可以有也可以没有，或者一件护套或者几件护套直接安装或浇铸在芯棒上。

对于复合绝缘子的试验要求，分为设计试验、型式试验、抽样试验、例行试验四类。

3.7.1 设计试验

设计试验由接口和金具连接试验、装配好的芯棒负荷—时间试验、护套试验及装配好的芯棒—负荷—时间试验四部分组成。

3.7.1.1 接口和金具连接试验

(1) 试品和预试验。应对生产线上装配好的 3 只绝缘子进行试验，绝缘长度应不小于 800mm，两端金具应与标准生产的绝缘子相同，金具应这样装配，使金具到最靠近的伞之间的绝缘部分与生产线上的绝缘子的那部分相同。绝缘子要进行外观检查及按图纸检查尺寸，然后进行例行机械试验。

(2) 工频干闪电压试验。3 只试品测定工频干闪络电压，它决定于每一只试品的 5 次闪络电压平均值。平均闪络电压应校正到按 IEC60-1：1989 中提到的正常标准大气压条件。求取闪络电压应在 1min 内从零直线升高到闪络电压。

(3) 预试验。3 个试品必须按突然卸载试验、热机试验



和水浸试验次序进行试验。

1) 突然卸载试验。在-20~-25℃下,对每一只试品进行5次从30% S. M. L. (S. M. L. 为额定机械负荷)的拉伸负荷下突然卸去负荷。

2) 热机试验。如图 5.1-57 所示,横坐标单位为 h,试验是在一个连续机械负荷下对样品进行热变化试验,24h 热循环要重复 4 次,每 24h 循环中有两个至少持续 8h 的温度水平,一个是+50℃±5K,另一个是-35℃±5K,试验可以在空气中或在其他合适的介质中进行。施加的机械负荷应等于试品的耐受拉伸负荷 (RTL) (≥50% S. M. L. 的),试品应在室温下第一次热循环开始前施加负荷。试验可因维修而中断,总时间为 4h,中断后重新开始,这个循环仍然有效。试验开始前,在室温下,试品要施加至少 5% S. M. L. 的负荷持续 1min,在此时间内测量试品的长度,精确到 0.5mm,这长度要作为基准长度。试验后,在同样负荷和原来的样品温度下,用同样的方法重新测量长度。

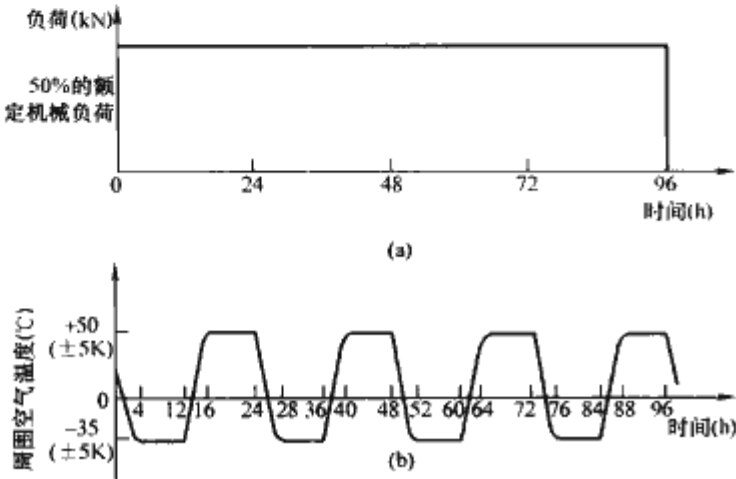


图 5.1-57 复合绝缘子热机试验

3) 水浸试验。试品放在容器内,浸在含有 0.1% 质量的 NaCl 去离子水中煮沸 42h。煮沸结束后,试品仍留在容器中,直到水冷却到接近 50℃,并维持在此温度下,按下述次序开始进行检验试验。检验试验应控制下面各个试验的时间间隔以使检验试验在 48h 内完成。

a. 外观检查。对每只试品的护套进行外观检查,不允许有开裂。

b. 陡坡前冲击电压试验。将试品装上尖锐边缘的电极(由近 20mm 宽和厚度小于 1mm 的铜带做的夹片)。这些电极牢固的围绕在伞裙间护套周围,形成约等于或小于 500mm 的区段。在绝缘子的绝缘长度小于或等于 500mm 的情况,将电压直接加到原来的金具上。陡坡至少为 1000kV/μs 的冲击电压加到两个相邻电极间,或者金具和相邻电极之间,每个区段承受 25 次正极性冲击和 25 次负极性冲击。每次冲击应导致电极间外部闪络,不应发生击穿,然后拆去构成区段所用的电极。

c. 工频干闪电压试验。对每个试品测定工频干闪络电压。每个试品的闪络电压的平均值不应低于上次确定值的 90%。对每个试品分别施加确定值的 80% 的电压,持续 30min。试验不应发生击穿,试验后立即测量杆径的温升,不应超过 20℃。

3.7.1.2 装配好的芯棒负荷—时间试验

(1) 试品。对生产线上制造的 6 只绝缘子进行试验,绝缘长度不应小于 800mm,两端的金具应与生产线上绝缘子的金具相同,至少芯棒端部应一样。但是芯棒端部以外可以修改,以免连接的破坏。对 6 只绝缘子要进行外观检查,并校核尺寸是否符合图纸。

(2) 机械负荷试验。试验在室温下分两部分进行。

1) 装配好的绝缘子芯棒平均破坏负荷的测定。对 3 只试品施加拉伸负荷,拉伸负荷应迅速而平稳的从零升高到芯棒预期机械破坏负荷的大约 75%,然后在 30~90s 的时间内逐渐升高到芯棒破坏或发生完全拔出。任何发生连接破坏的试验不应计入,算出 3 只试品的破坏负荷平均值。

2) 绝缘子强度—时间曲线斜率的检验。对 3 只剩余的试品要施加拉伸负荷,拉伸负荷应迅速而平稳的从零增加到由上一步中算出平均破坏负荷的 60%,然后在这负荷下持续 96h 不应破坏(断裂或完全拔出)。

3.7.1.3 护套试验(漏电起痕和蚀损试验)

(1) 试品。从生产线上取出两个泄漏距离在 484~693mm 之间的绝缘子,若这样的绝缘子不能从生产线上取得,则应从其他绝缘子上切下专门试品,使其泄漏距离在给定的值之间,这些专门试品应装上标准生产的金具。

(2) 试验程度。这试验是在 14~20kV 范围内恒定工频电压下以及盐雾条件下进行的一种有限时间的连续试验。试验电压千伏数由泄漏距离毫米数除以 34.6 (等于泄漏比距 20mm/kV) 来确定。试验在一个潮湿和密闭的防腐蚀小室中进行,小室的体积不应超过 10m<sup>3</sup>。有一个不大于 80cm<sup>2</sup> 的孔以便自然排出空气。一个涡轮喷雾器或恒定喷雾量的室内加湿器用作水喷雾器。雾应充满试验小室但不直接喷向试品。用 NaCl 和去离子水配制好的盐水供给喷雾器。工频试验电压用一台试验变压器供给,当高压侧带有 250mA (r. m. s) 阻性电流的负荷时,试验回路的最大电压降应不大于 5%。保护水平应调整到 1A (r. m. s),试品在开始试验前应用去离子水清洗,一只试品应水平安装(大约在雾室高度一半位置),第二只试品垂直安装试验,试品与雾室顶的间距至少 200mm,而与雾室壁的间距至少为 100mm。

(3) 试验条件。试验条件如表 5.1-32 所示。

表 5.1-32 耐漏电起痕和蚀损试验条件

试验持续时间 (h)	1000
水流速率 [L/(m <sup>2</sup> ·h)]	0.4±0.1
雾滴大小 (μm)	5~10
温度 (°C)	20±5
水的 NaCl 含量 (kg/m <sup>3</sup> )	10±0.5

3.7.1.4 芯棒材料的渗透和水扩散试验

芯棒材料的试验。为检验芯棒材料的耐水渗透性,应进行染料渗透试验和水扩散试验。

(1) 染料渗透试验。

1) 试品。从生产线上取一只绝缘子,在流动的冷水下用圆锯片沿与芯棒线成 90° 的方向切下 10 只试品,试品长度 (10±0.5) mm,切面用细砂布打光(砂粒大小 180 目)。两端切面必须清洁且平行。

2) 试验过程。将试品(纤维垂直)放在一个玻璃容器内的一层相同直径 (1~2mm) 的钢珠或玻璃球上。将 1% 的品红乙醇溶液 (1g 品红放在 100g 乙醇中) 的染料倒入容器中,其液面比球层面高 2~3mm,染料可以由毛细管作用贯穿芯棒而上升,量测染料贯穿试品上升的时间。

3) 认可的判断标准。染料贯穿试品上升的时间应长于 15min。

(2) 水扩散试验。

1) 试品。从生产线上取一个绝缘子,在流动的冷水下用圆锯片沿与芯棒轴线成 90° 的方向切下 6 只试品,试品长



度  $(30 \pm 0.5)$  mm, 切面用细砂布打光 (砂粒大小 180 目)。两端切面必须清洁且平行。

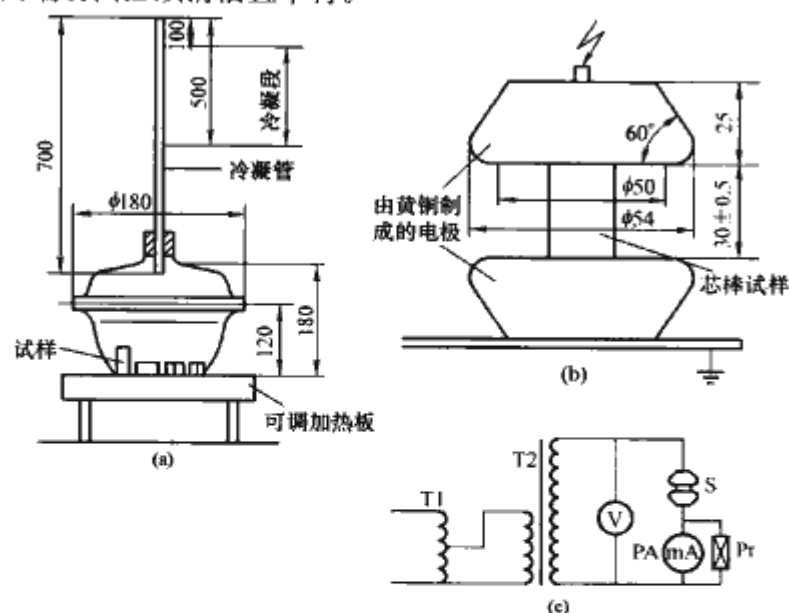


图 5.1-58 水扩散试验

(a) 玻璃容器装置中盐水煮试验; (b) 耐压试验

电极示意图; (c) 耐压试验

T1—调压器; PA—毫安表; T2—变压器; Pr—毫安表的保护; V—测量装置; S—试样和电极

2) 预处理试验。试品的表面应在煮沸前即刻用异丙基乙醇和滤纸擦净。试品放入装有含 0.5% 质量份 NaCl 的去离子水的玻璃容器内煮沸, 并持续  $(100 \pm 0.5)$  h。取自一个芯棒材料的试品放在同一个容器中取出并放入装满室温自来水的玻璃容器中至少 15min。试品从煮沸容器中取出后 3h 内进行下面的电压试验。

3) 电压试验。电压试验应用图 5.1-58 所示的装置中进行。在即刻开始电压试验前才将试品从玻璃容器中取出, 并用滤纸将他们表面擦干。然后逐只将试品放在电极之间。试验电压以大约每秒 1kV 的速率升到 12kV。保持 12kV 电压不变持续 1min, 接着降低电压。

### 3.7.2 型式试验

一种绝缘子型式在电气上是由电弧距离、泄漏距离、伞倾斜角、伞径和伞间距所确定的。对一种型式上满足上述尺寸的绝缘子只要进行一次电气型式试验, 如果引弧装置是绝缘型式的整体部分, 则试验将带引弧装置进行。按 IEC 383: 1983, 进行雷电冲击干耐受电压试验、工频湿耐受电压试验和操作冲击湿耐受电压试验。复合绝缘子的机械负荷一时间试验是在室温下进行, 目的是确认绝缘子的额定机械负荷 S.M.L., 试验施加 0.7S.M.L., 拉伸负荷持续 96h。

试品是从生产线上取下的 3 只绝缘子或 3 只带有金具的芯棒试品, 每只试品金具间的长度至少应为芯棒直径的 10 倍。金具应与生产中所使用的相同。

试验过程中, 3 只试品承受在两个连接金具间施加拉伸负荷, 拉伸负荷应迅速而平稳的从零上升到 70% 的 S.M.L., 然后维持这个负荷持续 96h。然后对同样 3 只试品在两个连接金具间重新施加拉伸负荷, 拉伸负荷应迅速而平稳的从零升高到大约 75% S.M.L., 接着在 30~90s 时间内升高到 S.M.L., 如果达到 100% S.M.L. 少于 90s, 则应在这负荷 (100% S.M.L.) 下维持 90s 的剩余时间 (认为这试验与 S.M.L. 的 1min 耐受试验等价)。

试验后对负荷绝缘子进行评定, 若在 96h 的上述试验期间没有出现破坏 (芯棒破坏或完全拔出或金具断裂), 则试验通过。

### 3.7.3 抽样试验

抽样试验用两种采样方法 E1 和 E2, 如表 5.1-33 所示。如绝缘子多于 1000 只, 则应将它们分成相等的几批, 每批不超过 100 只绝缘子, 试验的结果应分别对每批进行评定。绝缘子应从该批中随机选取。样品应进行相应的抽样试验, 进行尺寸检查 (E1+E2)、锁紧系统检查 (E2)、规定机械负荷检查 (E1) 和锌层试验 (E2), 如果有一只试品不满足一项试验要求, 则根据国际电工委员会 1988 年 IEC: 1988 《高压交流架空线路合成绝缘子试验标准》规定的重复试验程序重新进行试验。

标准中规定的重复试验程序如下:

如果仅一只绝缘子或金属部分不满足抽样试验, 则要抽取原来提交试验数量两倍的新样品进行重复试验。重复试验应包括未通过的该项试验。

如果两只或更多的绝缘子或金具不满足抽样试验中的任何一项试验, 或者如果在重复试验中有任一项试验不通过, 则认为整批绝缘子不满足标准要求, 并应退回制造厂。

表 5.1-33 复合绝缘子抽样试验采样方法

批量 N	抽样数量	
	E1	E2
$N \leq 300$	按协议	
$300 < N \leq 2000$	4	3
$2000 < N \leq 10\,000$	12	6

尺寸检查 (E1+E2)。应按图纸所给的尺寸进行检查, 图纸上给的公差是有效的。若图纸上没给出公差, 则采用下述规定数值:

$\pm (0.04d + 1.5)$  mm (当  $d < 300$  mm)

$\pm (0.0025d + 6)$  mm (当  $d > 300$  mm, 但最大公差为 50mm)

锁紧系统的检查 (E2) 试验只对 IEC 出版物 120 规定的球窝连接的绝缘子进行, 并按 IEC 383: 1983 规定进行。

额定机械负荷 S.M.L. 的检查 (E1) 抽样 E1 的全部绝缘子应在室温下施加拉伸负荷, 负荷加在连接端之间, 拉伸负荷应迅速而平稳的从零升高到大约 S.M.L. 的 75%, 然后在 30~90s 时间内逐渐升高到 S.M.L.。若达到 100% S.M.L. 的时间少于 90s, 这负荷 (100% S.M.L.) 应保持 90s 的剩余时间 (这试验认为与 S.M.L. 1min 耐受试验等价)。若不出现破坏 (芯棒破坏或完全拔出或金具断裂), 则试验通过。锌层试验 (E2) 可按 IEC 383: 1983 要求。

重复试验程序。如果仅一只绝缘子或金属部分不满足抽样试验, 则要抽取原来提交试验数量两倍的新样品进行重复试验。重复试验应包括未通过的该项试验。

如果两只或更多的绝缘子或金具不满足抽样试验中的任何一项试验, 或者如果在重复试验中有任一项试验不通过, 则认为整批绝缘子不满足标准要求, 并应退回制造厂。

### 3.7.4 例行试验

#### 3.7.4.1 复合绝缘子的标志

每只绝缘子应标明制造厂的名称或商标, 以及制造年份。此外每只绝缘子应标明规定机械负荷。这些商标应清晰而持久。

#### 3.7.4.2 外观检查

对每只绝缘子都应进行检查。在绝缘子上金具的安装应符合图纸。绝缘子的颜色应与图纸上规定接近。

绝缘子表面上允许有下述的缺陷: 面积小于 25mm<sup>2</sup>



(总缺陷面积不超过绝缘子总表面的 0.2%), 和深度小于 1mm 的表面缺陷。

3.7.4.3 例行机械试验

每只绝缘子应在室温下耐受拉伸负荷 RTL, 相当于至少为 S. M. L. 的 50%, 耐受时间至少为 10s。

4 绝缘子的污秽闪络问题

4.1 污闪事故的危害

污闪是个区域性的问题, 显著特点是同时多点跳闸的几率高。绝缘等级越低, 跳闸几率越大, 重合成功率越小。华北电网 1975~1985 年统计表明, 输电线路跳闸率为 27%。1996~1997 年, 京、津、唐电网变电设备的几次污闪事故中, 重合也大都失败。重合不良则意味着存在永久性故障, 而多点故障则意味着多处供电失去电源, 甚至会造成大面积的停电事故。表 5.1-34 列出了我国 20 世纪 70 年代以来发

生的重大污闪事故。

污闪的上述特点, 是由其本身的特殊性造成的。一个大、中型变电站, 绝缘子大约有几百只乃至上千只, 变电站的进线、出线也有几条至十几条, 在周围几十平方千米或上百平方千米的地区, 大气的污染几乎是相近的, 雾、雪、毛毛雨等潮湿的气象条件也几乎是相同的, 一旦一处污闪跳闸, 则表明这个地区几乎相同的几百只或上千只绝缘子个体均处于临界污闪跳闸的状态, 一处跳闸, 重合闸动作, 还会造成电网的振荡, 使邻近输变电设备又多承受一个操作过电压的作用, 使设备处于更加不利的状态, 特别是当较多设备的外绝缘抗污闪能力都低于实际承受的严酷湿污条件时, 往往会造成区域性的大面积污闪事故。

总之, 污闪损失之巨及其给工农业生产各领域带来的后果是难以统计的, 对连续性生产的化工、冶金、矿山等部门可造成设备报废损坏, 产品质量下降, 甚至人身伤亡等, 另外还可能对政治、交通运输等方面产生严重影响。

表 5.1-34 1974~2001 年全国重大污闪事故简况

事故时间	电网名称	气象条件	线路跳闸或停电 电压等级 (kV/条)	变电站跳闸或停电 电压等级 (kV/站数)	事故影响
1974	上海市	大雾	220/5	/4	
1974.2.16	沈阳、抚顺二市	大雾	44~220/7	/41	停电时间 10h 以上, 电能损失 160 万 kWh
1976	武汉关山		220/1		少送电 500 万 kWh
1976.2.14	上海闸北电厂及北郊		220/4 110/3	110~220/全停线	影响上海北郊 3 个站 全停, 一次停电少供电 1013 万 kWh
1977.1.15~1977.2.12	淄博、昌邑、烟台、惠民四个地区	大雾	35~220/63	/105	
1980	徐州厂变			110/4 35/7	少送电 316 万 kWh
1985.2.5~1985.2.9	河北南网	大雾		220/10 (36 次) 110/15 (47 次) 35/2 (5 次)	
1986.3.16	兰州电网	雨夹雪	35~220/24	220/54 110/28	兰州电网与主网解列 达 5h
1987.1.15~1987.1.16 1987.1.21~1987.1.22 1987.2.9~1987.2.10	天津电网 河北南网	大雾	220/1 110/14 220/3 110/4 35/1		
1987.1.4~1987.1.7	河南中北部电网	大雾			波及安阳、开封、郑州、洛阳四市
1987.1.3~1987.1.5 1987.2.17	陕西关中电网	雨夹雪	35~330/57	35~300/54	关中大面积停电
1987.12.28	辽西电网	雾	500/2 220/5		辽西电网大面积停电
1989.1.13~1989.1.14	唐山地区	雾	220/3 110/2 35/1		
1989~1990 年初	华东、华北、河南、山东、东北等地	雾	仅华北一个分区、 京津唐 10~500kV、 河北分网 220kV、 晋中南 110~220kV		
1996 年末~1997 年初	华东、华中、西北、华北、山东等地	雾	500/15 330/2 220/51	500/1 330/3 110/11	同时导致 26 串绝缘子 断串, 23 起导线落地事故
2001 年初	河南、华北、辽宁等地	雨夹雪、 大雾	66~500/238	66~500/34 (972 次)	

## 4.2 绝缘子积污特征及其分析

在线运行的绝缘子,在大气环境中,受到工业排放物以及自然扬尘等环境因素的影响,在其表面逐渐沉积了一层污秽物。在天气干燥的情况下,这些表面积污的绝缘子能保持较高的绝缘水平,放电电压和洁净、干燥状态时接近;然而,当遇有雾、露、毛毛雨以及融冰、融雪等潮湿天气时,在绝缘子表面会形成水膜,而污层中的可溶盐类溶于水中,从而形成导电的水膜,使得绝缘子表面有泄漏电流流过,其大小主要取决于脏污程度和受潮程度。由于绝缘子的形状、结构尺寸等因素的影响,表面各部位的电流密度会不同,结果在电流密度比较大的部位首先形成干燥带,例如在悬式绝缘子的钢脚和铁帽附近,棒式支柱绝缘子的法兰交接处,芯棒、裙和芯棒交接处等。干燥带的形成使得绝缘子表面电压分布更加不均匀,干燥带承担较高的电压。当电场强度足够大时,将产生跨越干区的沿面放电,依脏污和受潮程度的不同,放电的类型可能是辉光放电、火花放电或产生局部电弧。这时,染污介质的表面放电模型,相当于表面局部电弧串联着一段剩余污层电阻。局部电弧是一个间歇的放电过程,这种间歇的放电状态可能持续相当长时间,当脏污和潮湿状态较严重时,局部电弧会逐步发展,当达到和超过临界状态时,电弧会贯穿两极,完成闪络。

污闪放电是一个涉及到电、热和化学现象的错综复杂的变化过程。宏观上可将污闪过程分为以下四个阶段:

- (1) 绝缘子表面的积污。
- (2) 绝缘子表面的湿润。
- (3) 局部放电的产生。
- (4) 局部电弧发展,完成闪络。

### 4.2.1 绝缘子表面的积污

绝缘子表面沉积的污秽物,来源于该地区大气环境的污染(包括远方传送来的),受大气条件的自清洗(例如,风吹和雨淋)作用,还与绝缘子本身的结构形状、表面光洁度等有着密切的关系。

长期的运行经验表明,在城市工业区及大气污染较严重的地区绝缘子表面的积污也较多。工业规模越大,对周围影响的范围也越大。原电力部电力科学院等单位研究表明,对于大气扩散和传送能力强的地区、大城市工业污染扩散对电力系统污染的影响范围可达20~30km及以上;中等工业城市的影响范围可达10~20km;对四川盆地、长江三峡、汉中盆地等大气净化能力较弱地区,城市工业污染影响范围多在10km之内。一般来说,距工业污染源越远,影响越弱,绝缘子表面积污程度的表征量——等值附盐密度也逐渐减少。据重点工业城市对44条输电线路绝缘子表面沉积污秽的盐密值统计,其值可用式(5.1-17)表达

$$\rho_{ESD} = Ae^{-BL} \quad (5.1-17)$$

式中:  $\rho_{ESD}$  为绝缘子表面污秽物等值附盐密度,  $\text{mg}/\text{cm}^2$ ;  $L$  为距污染源的距离,  $\text{m}$ ;  $A$ 、 $B$  为常数。

大气污染比较严重地区的浓雾,对绝缘子表面的污染也是明显的。研究表明,城市工业区浓雾的雾水电导率可达  $2000\mu\text{S}/\text{cm}$  左右,一次大雾可稳定地维持数小时。城市工业区的边缘及邻近农村的浓雾的雾水电导率也可达数百至  $1000\mu\text{S}/\text{cm}$  以上。雾对绝缘子表面的实际污染在北京地区的清河和草桥两个试验站进行了实测,其结果是,一次大、中型雾持续8~10h,绝缘子表面盐密值可增加  $0.01\text{mg}/\text{cm}^2$  左右。人工模拟试验表明,当雾水的电导率为  $2000\mu\text{S}/\text{cm}$  时,对XP-160型绝缘子受雾6~10h,其盐密值可增加  $0.03\sim$

$0.04\text{mg}/\text{cm}^2$ 。雾水电导率为  $2000\mu\text{S}/\text{cm}$  的雾可使设备的污闪电压比蒸馏水雾下降20%左右。如果雨、雪中含有较高的电导率物质,则对绝缘子有增加污染的作用。由雾、小雨、雪等因素造成的绝缘子表面污秽的增加,称为湿尘降。如果是大雨,则又有洗涤绝缘子使其净化的作用,某地10月雨季后测得的绝缘子表面盐密值普遍较同年3月(无雨积污期)的测量值低,雨水的冲洗效果是很明显的,平均冲洗效率为28%。

由上所述,大气环境中充满了各种气态、液态污染物和固体微粒。固体微粒中直径较大者,在重力作用下垂直降落,直径较小的微粒呈悬浮状态在绝缘子周围运动。绝缘子表面污秽的积聚,一方面取决于促使微粒接近绝缘子表面的力,另一方面也取决于微粒和表面接触时保持微粒的条件。

微粒在绝缘子表面上的沉积,受风力、重力、电场力的作用,其中风力是最主要的,重力只对直径较大的微粒起作用,且主要影响污染源附近的绝缘子的上表面。微粒在交流电场中作振荡运动,作用在中性微粒上的电场力指向电力线密集的一端。在直流电场的作用下固体微粒可带电,更易吸附于绝缘子表面,因此直流系统绝缘子的积污比交流系统要严重得多。空气运动的速度和绝缘子的外形决定了绝缘子表面附近的气流特性,在不形成涡流的光滑表面附近,微粒运动速度快,从而减少了它们降落在绝缘子表面的可能性。反之,具有高棱和深槽的绝缘子下表面附近则易形成涡流,使气流速度下降,创造了污秽沉积的有利条件。

由于风力对绝缘子表面积污起主要作用,因此,有风、无风及风大、风小均对微粒的沉积影响较大,也直接影响绝缘子上、下表面积污的差别以及带电与否对积污的影响。

带电与否对绝缘子积污的影响,与地区的地理、气象等条件有很大关系,在不同地区获得的实验结果有很大差异,一般来说,如果污秽是急剧形成的(如风、海雾),带电与否对积污的影响不大,如果污秽是缓慢积聚的,则带电与否有较大的影响。带电绝缘子的积污比不带电绝缘子的积污要严重,在直流电压下绝缘子的积污比交流电压下绝缘子的积污要严重。

另外,绝缘子表面的光洁度等也影响微粒在其表面的附着。因此,新的、光洁度良好的绝缘子与留有残余污秽的或者表面粗糙的绝缘子相比,其沉积污秽的状况是不同的。绝缘子表面的光洁度越高,越不易沉积污秽。

### 4.2.2 污层的湿润

大多数的污秽物在干燥状态下是不导电的,该状态下绝缘子放电电压和洁净干燥时非常接近。只有当这些污秽物吸水受潮,在绝缘子表面形成一层导电水膜,污物中的电解质成分电离,在水溶液中以离子形态存在时,绝缘子的闪络电压才会明显降低,其中闪络电压降低的程度与润湿污层的电导率有关。

长期的运行经验表明雾、露、毛毛雨最容易引起绝缘子的污秽放电,其中雾的威胁性最大。华北电力科学研究院统计了1970~1983年间华北地区110~220kV线路污闪跳闸的气象条件,其中大雾天气下的污闪占76.4%,毛毛雨占9.7%。这些气象条件之所以容易发生污闪,是因为它们能够使污层充分湿润,使污层中的电解质成分溶解,但又不使污层被冲洗掉。在这种条件下污层的电导率最大,污闪电压最低。

雾是由悬浮在近地大气中缓慢沉降的微小水滴、冰晶质点或两者的混合物组成的。雾经常出现的厚度是20~50m,持续时间为1.5h至数个昼夜。雾有多种类型,例如,北京



地区采暖期辐射雾近年来出现的几率最高达 55.9%，其次是平流辐射雾，几率为 40.2%，平流雾占 4%。其中以平流辐射雾分布范围最大，持续时间最长，对输变电设备外绝缘的影响最大。雾多在夜间发生，据华北电力科学研究院于 1980~1994 年的统计，北京地区起雾时间多在 20：00~24：00 直至凌晨，消雾时间多在 9：00~12：00；雾的含水量在发展过程中是起伏变化的，在两次对雾的全过程观测中，其含水量的高峰值在凌晨 5：00~7：00，这也可能是输变电设备的雾闪多发生在凌晨的原因。

露是空气中水分在温度低于周围空气的固体上的冷凝物。绝缘子的热容量较大，自身温度的变化有可能跟不上周围空气温度的变化，凌晨时分空气温度上升，绝缘子自身的温度上升速度落后于周围的空气，造成了凝露的条件。露和雾一样，也能使绝缘子的上下表面都湿润，是容易造成污闪的气象条件，污闪事故多发生于凌晨，这也与该时刻容易凝露有关。在埃及较干燥的沙漠地区曾发生由凝露引起的严重污闪事故。在人工污闪实验中也发现，若雾室内外的温差较大，绝缘子放入雾室后会很快受潮，且上下表面受潮均匀，绝缘子更易闪络。因此凝露气象条件对绝缘子污闪的影响是严重的，对此不可掉以轻心。近年来，凝露对室内 10kV 设备曾造成连串的闪络事故，也应引起我们的重视。

毛毛雨是稠密而细小的降水，随风飘浮、徐徐下降、迎面有潮湿感。其强度为 0.05~4.0mm/h，概率最大的为 2.0mm/h，降水速度不超过 1m/s，降雨持续时间可达数小时以上。毛毛雨一般仅能湿润绝缘子的上表面，在相同的条件下，一般污闪电压比浓雾条件高 20%~30%。

雨一般分为大雨、中雨和小雨。中雨时，雨落如线，雨滴不易分辨，1h 的雨量为 2.5~8.0mm；超过中雨的雨称为大雨，强度很大的雨每小时的降雨量达几十到几百毫米，多数雨滴的直径为 1000~1400 $\mu$ m，雨滴的降落速度为 4.0~6.0m/s。雨量 10mm/h 左右的雨一般可持续几小时。小雨雨点清晰可见，无飘浮现象，1h 内的降水量可达 2.5mm。大雨和中雨的水滴较大，雨滴的降落速度也较快，对染污绝缘子表面有冲洗作用，净化绝缘子表面积污的作用较大，一般在大雨和中雨条件下发生污闪的可能较少。因此，一般来说，大雨不是污秽地区绝缘子运行的危险条件。然而，对于伞裙较密，伞伸出不长的棒形支柱绝缘子、套管等设备，特别是在久旱无雨积污较多又突然降大雨的情况下，有可能发生闪络。对 TA 类上细下粗形绝缘套管，在突降大雨的条件下，大雨冲洗污秽，形成污水流沿面流下，在伞裙较密时污水流连成串，构成导电通路，此时极易闪络，运行部门已发生多起该类闪络事故。大雨虽有冲洗污秽的作用，但在冲洗过程中也有可能造成闪络。这种形式的闪络已不属于一般意义的污闪。

#### 4.2.3 局部放电的产生

在潮湿的气象条件下污秽绝缘子受潮湿润后，污秽物中的可溶物质会逐渐溶于水中，在绝缘子的表面会形成一层导电的水膜。污物中的可溶物质决定了水膜的导电率，可溶物质又称电解质，容易电离的无机酸、碱、盐称为强电解质，不容易电离的有机酸等称为弱电解质。污物中的可溶物质主要是无机盐类，氯化钠等一价盐易溶于水，硫酸钙（石膏）等二价盐不易溶于水。污物中的不溶物质可起吸附水分的作用，形成水膜，构成了沿绝缘子表面导电的通路，从而有泄漏电流沿绝缘子表面流过。泄漏电流的大小不仅取决于绝缘子脏污的程度及污秽物的成分，而且和污物的湿润程度有关。绝缘子的污闪电压主要决定于污物中的可溶物质，不溶

物质的影响也不能忽略。

沿绝缘子表面流过的泄漏电流是不稳定的，泄漏电流产生的焦耳热效应会使水分蒸发。绝缘子表面各处的电流密度不同，在悬式绝缘子的脚、帽附近，或棒形支柱绝缘子的杆径处，由于这些部位相对来说直径较小，从而电流密度较大，这些部位较易形成干区。干区具有很大的表面电阻，从而中断了泄漏电流，沿绝缘子表面的电压分布也随之发生变化。加在绝缘子两端的电压主要由于干区分担，当干区某处的场强超过沿介质表面空气放电的临界场强时，该处就会发生沿面的局部放电。这种放电是不稳定的，呈间歇的脉冲状态。当放电火花熄灭时，由于此时已形成了明显的干区，泄漏电流被干区的高电阻限制到很小的值，泄漏电流的烘干作用几乎终止，大气的潮气会使干区重新湿润，从而在某场强较高处又会产生新的放电火花，放电火花出现的部位是随机的，在一支绝缘子上可能同时出现多个放电火花。这种沿面的放电现象可持续相当长时间。放电的强弱和泄漏电流的大小有很好的对应关系，每次放电都对应一组泄漏电流的脉冲。这种放电火花的形成以及泄漏电流脉冲值的大小取决于与干区相串联的湿污层电阻值。如果绝缘子脏污的不很严重，或者受潮不充分，以及绝缘子的泄漏距离较长从而有较大的绝缘裕度，湿污层的电阻值将较大。这种条件下的放电比较微弱，放电的形式多是蓝紫色的火花或浅黄色的刷形放电，此时，相应的泄漏电流脉冲值也较小。这种间歇的放电可持续相当长时间，但绝缘子发生闪络的危险性不大。随着使绝缘子受潮因素的减弱，这种放电现象会逐渐减弱，并最终消失。

#### 4.2.4 局部放电的发展并导致闪络

如果绝缘子的脏污比较严重，绝缘子表面又充分受潮，再加上绝缘子的泄漏距离较小，这些因素决定了绝缘子的湿污层的电阻较小，在这种条件下会出现较强烈的放电现象。此时跨越干区的放电形式为电弧放电，电弧呈黄红色并作频繁伸缩的树枝形状，放电通道中的温度可增高到热电离的程度。与这种放电形式相对应的泄漏电流脉冲值较大，可达数十或数百毫安，局部放电的小电弧越强烈，相应的泄漏电流值就越大。这种间歇脉冲状的放电现象的发生和发展也是随机的、不稳定的，在一定的条件下，局部电弧会逐步沿面伸展并最终完成闪络。

根据试验过程中对泄漏电流脉冲幅值的记录结果，建立绝缘子典型放电现象与泄漏电流脉冲值之间的对应关系。XP-7 型和 XWP-7 型的对应关系分别见表 5.1-35、表 5.1-36。

表 5.1-35 XP-7 型绝缘子放电现象与泄漏电流脉冲值的对应关系

泄漏电流脉冲值 (mA)	放电现象简述	特征词	对应放电过程
2 以下	无明显放电现象		1
5	铁帽边缘紫色小火星，钢脚处淡紫色细丝状放电，轻微电晕声	紫丝状放电，微声	2
10~20	铁帽边缘淡紫色短小电弧，钢脚处紫色刷状放电，黄、白小火星，声响增大	紫刷状放电，黄色小火星	3
50	橘黄色短电弧，脉冲出现密集，放电持续发生，声响很大	密集、持续橘黄短电弧，声响大	4
70~100	脉冲出现频率降低，放电时上下伞面出现橘黄色短电弧，下伞电弧达伞面泄漏距离的 1/3	脉冲频率降低，1/3 的泄漏距离	5



续表			
泄漏电流脉冲值 (mA)	放电现象简述	特征词	对应放电过程
200	脉冲间隔进一步加长, 间隔期内无明显现象; 脉冲出现时上下伞面均有一条或数条主电弧, 橘黄偏红, 弧道粗且明亮, 下伞沟槽内密布短小黄色电弧	明亮橘红色主电弧, 沟槽内密集小电弧	6~7
200~400	明亮橘红色主电弧, 长度几乎达到伞边沿; 铁帽整个圆周以及下伞沟槽内都密布短小的橘黄色电弧, 放电声很大而沉闷	主电弧几乎达伞边沿	
400~900	电弧几乎贯通整个泄漏距离, 每次放电脉冲强烈且持续时间长, 但试品仍能耐受, 并不闪络	强烈放电, 几乎贯通泄距	8
900~1500	红色电弧, 试品随时可能发生闪络		

表 5.1-36 XWP-7 型绝缘子放电现象与泄漏电流脉冲值范围的对应

泄漏电流脉冲值 (mA)	放电现象简述	特征词	对应放电过程
2 以下	无明显放电现象		1
10	铁帽边缘紫色和黄色小火星, 伞腰及钢脚处淡紫色细丝状放电, 轻微电晕声	紫丝状放电, 微声	2
30~40	伞腰处密集紫色丝状放电, 钢脚处紫色刷状放电, 帽缘、伞腰和钢脚均有黄短电弧出现, 声响增大	紫刷状放电, 黄色短电弧	3
50~70	黄短电弧加长 (伞腰处达 5~8cm) 并变成橘黄色, 下伞面密布黄短电弧; 脉冲出现密集, 放电持续发生, 声响很大	密集、持续橘黄色短电弧, 声响大	4
80~120	脉冲频率降低; 脉冲出现时帽缘和钢脚均有数条主电弧, 瓷件面出现橘黄色短电弧, 伞腰处则是沿圆周密布的短电弧, 下伞电弧达伞面泄漏距离的 1/3 以上	主电弧, 伞腰密布黄短电弧, 1/3 的泄漏距离	5
200~400	脉冲间隔进一步加长, 间隔期内无明显现象, 泄漏电流脉冲值小于 10mA; 脉冲到来时, 主电弧橘黄偏红, 弧道粗且明亮	明亮橘红色主电弧, 间隔期平静	6
400~900	明亮橘红色主电弧, 长度几乎达到伞边沿; 铁帽及伞腰整个圆周密布短小的橘黄色电弧, 放电声很大而且沉闷	主电弧几乎达伞边沿	7
900~1500	红色电弧几乎贯通整个泄漏距离, 试品随时可能发生闪络	强烈放电	8

对一串绝缘子而言, 污闪过程基本如上所述, 但有一些特点。单只绝缘子表面的电压分布取决于整串绝缘子的状态。当其中某只绝缘子首先形成环状干区, 跨越干区的电压将是整串绝缘子总电压中的一部分, 所以较易发生跨越干区的局部电弧。只有当多只绝缘子均已形成环状干区, 分在一个干区上的电压才会减小下来。

流过某只绝缘子的泄漏电流, 不仅取决于该绝缘子, 而且取决于整串绝缘子在此时外绝缘变化的状态, 它们互相关联, 互相影响。当某只绝缘子的干区被局部电弧桥络时, 原来加在该绝缘子上的较高的电压将转移到其他绝缘子上, 电压分配的突变, 犹如一个触发脉冲, 会促使其他绝缘子产生跨越干区的电弧, 甚至会迫使整串绝缘子一起串联放电。一旦所有绝缘子的干区都被电弧桥络, 泄漏电流将决定于绝缘子串的剩余湿污层电阻, 此时泄漏电流大增, 强烈的放电有

可能发展成整串绝缘子的闪络。

4.3 绝缘子的污闪机理

4.3.1 绝缘子污闪条件分析

4.3.1.1 绝缘子污闪数学模型

20 世纪 50 年代, 德国的奥本诺斯 (F. Obenaus) 首先提出了分析绝缘子污闪的物理模型, 该模型是以局部电弧和剩余污层电阻相串联, 如图 5.1-59 所示。



图 5.1-59 污闪的物理模型

$x$ —总局部电弧长, 为  $x_1+x_2$ ;

$L$ —泄漏距离;  $L-x$ —剩余污层长度

从该设想出发, 若外施电压为  $U$ , 此电压由两部分承担: 一部分是局部电弧的压降, 另一部分是剩余污层电阻的压降, 可以表示成式 (5.1-18)

$$U = AxI^n + r_R (L-x) I \quad (5.1-18)$$

式中:  $x$  为电弧长度;  $r_R$  为单位长度的剩余污层电阻值;  $A$ 、 $n$  为电弧特性常数;  $L$  为绝缘子的泄漏距离;  $U$  为加在绝缘子两端的电压;  $I$  为流过绝缘子表面的泄漏电流。

这个模型已为人们所接受, 许多人用不同的方法作了深入的分析和推导, 使该物理模型和数学模型逐步完善。

4.3.1.2 电弧参数和剩余污层电阻的表示方式

如上所述, 以局部电弧和剩余污层电阻相串联的模型来分析绝缘子污闪的临界条件, 那么如何对局部电弧的特性以及剩余污层电阻的特性做出准确描述则是至关重要的。

局部电弧的压降  $U_a$  由弧柱压降、阳极区压降和阴极区压降三部分组成, 长度在几厘米以上的电弧称为长弧, 电弧压降主要由弧柱压降组成。作污闪条件分析的局部电弧显然属于长弧, 一般可忽略阳极区压降和阴极区压降的影响, 以负指数幂的模型描述, 如式 (5.1-19) 所示

$$U_a = AxI^{-n} \quad (5.1-19)$$

在以往的研究中虽然人们都采用式 (5.1-19) 来描述电弧特征, 但对电弧特性常数  $A$ 、 $n$  的取值却差别很大。电弧特性常数和周围介质的种类、介质状态等因素有关, 有人曾实测出空气中或蒸汽中两个固定电极间的电弧特性。此条件和沿面发展的局部电弧的散热条件有很大差别。测量沿面发展的电弧特性有很多困难, 因为局部电弧出现在绝缘子的哪个部位是很随机的, 此外电弧至少有一端和湿污层相接, 而且是发展变化的, 很难捕捉。

清华大学高压实验室利用人工染污的圆柱形绝缘子, 成功地测出了沿染污绝缘表面发展着的局部电弧的伏安特性, 结果如下:

直流电弧为

$$U_a = 138xI^{-0.69}$$

交流电弧为

$$U_a = 140xI^{-0.67}$$

交流电弧伏安特性中的  $U_a$  和  $I$  是指峰值。以峰值表示的交流电弧的伏安特性和直流电弧没有显著差别。

对于剩余污层电阻, 最早人们是将实际绝缘子简化为矩形, 用单位长污层电阻值  $r_R$  和污层长度的乘积来表示

$$R(x) = r_R (L-x) \quad (5.1-20)$$

这种简化处理方法有较大的误差。为较准确地表示



$R(x)$ , 有两种思路。一种是用场的方法来计算  $R(x)$ , 并进而解出污闪的临界条件。我国清华大学和重庆大学等单位在场的方面作过深入研究。此方法的优点是可以得到较准确的数值解, 缺点是对实际绝缘子而言, 用场的方法编制程序和计算都是很复杂的。

另一个思路仍是用路的方法, 找出能较准确表示  $R(x)$  的解析解。R. Wilkins 通过无穷大平面的镜像由复函数的概念, 导出了矩形平板模型  $R(x)$  的解析表示式, 并导出宽矩形和窄矩形的简化计算式, 但公式比较复杂, 不便于作进一步的深入计算。

对于实际绝缘子, 关志成博士在博士论文中推导出以对称形式表达的  $R(x)$  的计算式如(5.1-21)所示

$$R(x) = \frac{1}{\pi\gamma} \ln \frac{L-x}{r_0} \quad (5.1-21)$$

式中:  $\gamma$  为污层表面电导率;  $r_0$  为弧根半径。

以式(5.1-21)表示  $R(x)$ , 用路的方法解出污闪的临界条件和用场的方法解出的结果基本一致。因为用路的方法分析具有简洁明快特点, 便于分析讨论, 所以在一般的有关污闪的分析中都采用路的方法。

#### 4.3.1.3 直流污闪条件分析

对于任意形状的绝缘子, 它的污闪过程分析的电路方程都可用式(5.1-22)来表示

$$U = AxI^n + R(x)I \quad (5.1-22)$$

对绝缘子作污闪条件分析的关键是找出  $R(x)$  的适当解析式。一般讲  $R(x)$  和弧根半径  $r_0$  有关, 而  $r_0$  又和电流  $I$  有关, 但通过下面的分析我们将看到, 和污闪条件相联系的是临界时刻的剩余污层电阻  $R(x)$ , 此时刻的弧根半径  $r_0$  仅由临界电流  $I_c$  决定。可假设在电弧发展过程中  $r_0$  不变, 其值决定于  $I_c$ , 在此前提下  $R(x)$  仅是  $x$  的函数, 与  $I$  无关。

设弧长  $x$  为某一确定值, 由式(5.1-22)可导出  $U-I$  关系见图 5.1-60, 该曲线有极小值, 由

$$\frac{dU}{dI} = 0 \quad (5.1-23)$$

可得维持特定长为  $x$  的电弧所需的最小电压  $U_n$ 。当

$$I_n = \left[ -\frac{nxA}{R(x)} \right]^{\frac{1}{n-1}} \quad (5.1-24)$$

得

$$U_n = \left( 1 + \frac{1}{n} \right) (nAx)^{\frac{1}{n-1}} R(x)^{\frac{n}{n-1}} \quad (5.1-25)$$

$I_n$  和  $U_n$  又是弧长  $x$  的函数, 取不同的  $x$  值, 可得如图 5.1-60 所示的一组  $U-I$  关系曲线。

$U_n-x$  的关系曲线如图 5.1-61 所示, 此曲线有极大值。当  $x$  较小时,  $U_n$  随  $x$  的增加而增加。当弧长较长达  $x_c$  时, 维持该长度电弧所需电压最高, 该电压值为  $U_c$ 。当弧长超过  $x_c$ , 维持电弧所需的电压值  $U_n$  反而下降。因此只要局部电弧长度达到  $x_c$ , 则闪络不可避免。如图 5.1-61 所示的  $x_c$  为临界弧长,  $U_c$  为使试品刚好完成闪络的临界电压值。

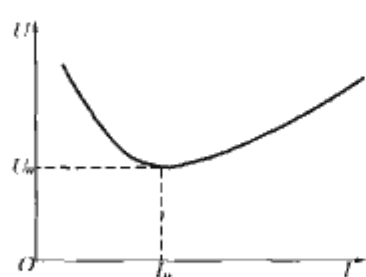


图 5.1-60  $U-I$  关系曲线

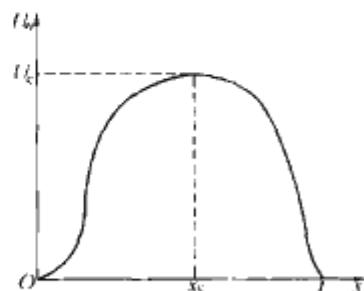


图 5.1-61  $U_n-x$  关系曲线

在式(5.1-25)中对  $x$  求导, 由  $dU_n/dx = 0$ , 可得式

(5.1-26)

$$R(x) = -nx \frac{dR(x)}{dx} \quad (5.1-26)$$

满足式(5.1-26)的  $x$  值, 就是临界弧长  $x_c$ 。将  $x_c$  代入式(5.1-24)和式(5.1-25), 则可得实现污闪的临界电流值  $I_c$  和临界闪络电压值  $U_c$ 。即

$$I_c = \left[ \frac{x_c nA}{R(x_c)} \right]^{\frac{1}{n-1}} \quad (5.1-27)$$

$$U_c = \left( 1 + \frac{1}{n} \right) (nAx_c)^{\frac{1}{n-1}} R(x_c)^{\frac{n}{n-1}} \quad (5.1-28)$$

或

$$U_c = \left( 1 + \frac{1}{n} \right) I_c R(x_c) \quad (5.1-29)$$

无论什么形状的试品, 只要找到表示  $R(x)$  的适当的解析式, 就可利用上述各式计算出实现污闪的临界条件, 包括临界电弧长度、临界闪络电流和闪络电压。

#### 4.3.1.4 交流污闪条件分析

早期, 人们在研究交流污闪问题时, 采用的是直流污闪模型, 对交、直流染污放电差异未加区别。实际上交流电弧在每周期电流两次过零, 电弧的强弱作周期变化, 把它作为稳态的直流电弧是不妥当的。

20 世纪 70 年代法国的 P. Claverie 以及加拿大的 F. Rizk 等人明确提出应该用不同的模型分别来分析交、直流的污闪过程, 为实现交流污闪, 除应满足直流污闪模型决定的电弧稳定条件外, 还应满足交流电弧的重燃条件。

在对沿染污绝缘表面发展的交流电弧的进一步研究中发现, 交流电弧的周期变化现象可按是否存在明显的熄灭重燃过程而分为两类。一类电弧的长度和强弱随电流做周期性变化, 电弧在电流过零附近不熄, 没有明显的熄灭重燃现象, 此种情况的电流波形基本为正弦; 另一类电弧的变化存在明显的熄、燃现象, 相应泄漏电流的波形存在明显的“零休”。电流波形和电弧状态之间存在良好的对应关系。电流的波形是否有零休, 能反映交流电弧是否存在明显的熄燃现象。在某半周是否有电流, 反映电弧在该半周是否重燃, 电流波形的幅值则反映电弧的强弱。下面根据几种实测的电流波形图, 讨论交流电弧的周期变化现象。图 5.1-62 (a) 表示了电弧熄灭后可能不重燃的情况, 此情况不满足交流电弧的重燃条件, 不满足重燃条件肯定不会发生闪络。图 5.1-62 (b) 每半周电弧虽都重燃, 但电流逐步减小说明电弧是逐渐减弱的, 即下半周电弧不能恢复到前半周峰值附近的电弧状态。这是虽满足交流电弧的重燃条件, 但不满足恢复条件的情况, 此种情况也不会实现闪络。图 5.1-62 (c) 泄漏电流逐渐增加, 后半周电弧状态至少能恢复到前半周峰值附近的电弧状态, 电弧不仅能重燃而且能恢复, 满足电弧的恢复条件, 有可能完成闪络。图 5.1-62 (d) 泄漏电流的波形没有

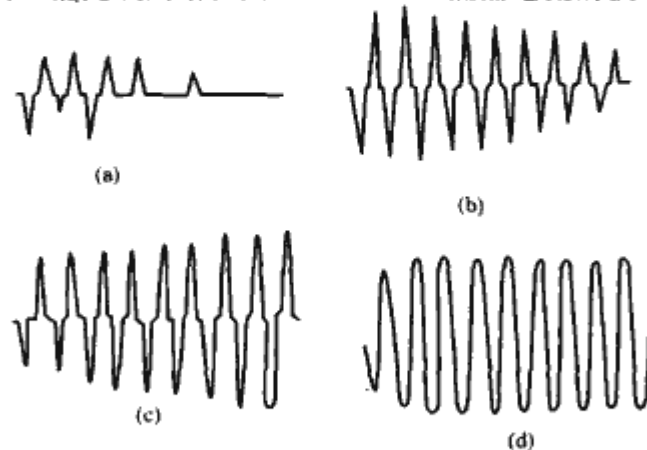


图 5.1-62 几种典型的泄漏电流波形图

(a) 波形图一; (b) 波形图二; (c) 波形图三; (d) 波形图四



明显的“零休”，因此不存在重燃的问题，只有能否恢复的问题，电流波形若不是逐渐减弱，就表示满足恢复条件，从而有可能完成闪络。

综上所述，交流电弧的重燃和恢复不是同一概念，存在能重燃但不能恢复的情况，不管交流电弧的周期变化是否存在明显的熄、燃现象，决定交流污闪的关键因素，都是交流电弧的恢复条件，而不是重燃条件。

基于高速摄影揭示的交流电弧的发展规律，我们认识到，交流电弧仅在峰值附近发展，如果我们仅关心污闪条件的问题，可以不管每半周内交流电弧周期变化的具体过程，而仅研究峰值附近的电弧状态。峰值时刻染污放电的电路方程和直流电路方程具有相同的形式。即

$$U_m = A x I_m^n + R(x) I_m \quad (5.1-30)$$

式中： $U_m$ 、 $I_m$  分别为峰值时刻的电压和电流； $R(x)$  为剩余污层电阻； $A$ 、 $n$  代表交流电弧特性的常数； $A x I_m^n$  为峰值时刻的弧压降。在直流污闪条件的分析中，已经认识到，若最大电弧长度达不到临界值，则不会实现闪络。对交流污闪而言，此条件同样成立。若峰值时刻的电弧长度达不到临界弧长，闪络同样是不能实现的。然而对直流而言，最大弧长达到临界值，一定能闪络，它是完成闪络的充要条件。但对交流污闪而言，它仅是完成闪络的必要条件，不是充分条件。这是因为对式 (5.1-30) 作数学推导，找出临界弧长，是在一个确定的前提下进行的，这就是后半波的电弧状态至少应恢复到前半波峰值时电弧状态，在交流电弧发展到临界弧长的过程中，此条件应该始终得到满足。如果不满足这个条件，交流污闪同样是不可能实现的。因此实现交流污闪必须同时满足两个条件：①峰值时刻的最大弧长必须达到临界值  $x_c$ ；②在电弧发展到临界弧长的过程中电弧的恢复条件应始终得到满足。

经过理论推导和试验验证，对于没有明显熄灭重燃现象的交流电弧，我们导出电弧的恢复条件可表示为

$$U_m = 531L/I_m \quad (5.1-31)$$

对于有明显熄灭重燃现象的交流电弧，可推导出电弧的恢复条件可表示为

$$U_m = 1050x_c/I_m \quad (5.1-32)$$

求取交流污闪临界条件，应解下述联立方程组

$$\begin{cases} U_m = A x I_m^n + R(x) I_m \\ U_m = 531L/I_m \text{ 或 } U_m = 1050x_c/I_m \end{cases}$$

首先按直流污闪条件的分析方法，由式 (5.1-30) 求出临界弧长  $x_c$ ，再将两式联立，即可求出临界电流，将临界电流值代入方程组中任一方程，都可求出临界污闪电压。

#### 4.3.2 染污放电机理问题的研究

究竟是何种力促使局部电弧沿绝缘子表面伸展？如何解释沿染污绝缘表面的放电现象？对此问题人们从不同的角度进行了分析研究，并提出了不同的观点，主要有如下一些意见：

D. C. Jolly 认为使局部电弧沿面伸展的作用力，主要有静电力、电磁力和热浮力等。他对这三种力作出了定量分析，在给定条件下计算出这三种力的数值如下：

静电力为  $2.8 \times 10^{-6} \text{ N}$ ；电磁力为  $1.6 \times 10^{-9} \text{ N}$ ；热浮力为  $1.3 \times 10^{-7} \text{ N}$ 。

计算表明，电磁力数值太小，其作用可以忽略。造成热浮力的蒸汽压力的大小和方向都难以估计，而静电力起主要的作用。静电力可造成几十米每秒的电弧发展速度，这和试验观察值是相符的。此外 Jolly 还对试验观察到的沿电解液表面发展速度极快的闪络过程提出了电击穿的机理，他认为

只有用电击穿的机理才能解释如此高速的闪络过程。

E. Nasser 也提出了静电力的观点，并作出矢量分析。他认为电弧在发展到临界弧长之前，电弧的发展主要是由电流的热效应引起的，这和电弧端部对污层的干燥作用有密切联系。过了临界点后，电弧将迅速掠过剩余的泄漏距离而造成闪络，此阶段不生成干区，电弧的运动是由电弧端部所受的静电力引起。静电力的的大小由该处的场强决定，而场强值可由式 (5.1-33) 求出

$$E_r = E_l - E_a \quad (5.1-33)$$

式中： $E_r$  为电弧端部的场强， $\text{kV/cm}$ ； $E_l$  为污层的电场强度， $\text{kV/cm}$ ； $E_a$  为电弧的电场强度， $\text{kV/cm}$ 。

若  $E_l$  和  $E_a$  的方向相同，电弧只受纵向力的作用；若  $E_l$  和  $E_a$  的方向不同，电弧也可能横向运行；若  $E_l$  和  $E_a$  的方向相同、大小相等，则电弧不受静电力的作用，只受热浮力的作用而运动。

Wilkins 等人在试验的基础上，提出了电弧发展机理的新见解，他认为电弧端部的电离和在电离基础上弧根连续不断的生成，是导致电弧发展的主要因素。

H. P. Mercure 也用试验的方法证实，在发展中电弧头部的前方存在很大的电流密度梯度和温度梯度，可使电弧头部前方的空气产生热电离，从而引起电流分布的有效位移和弧根的明显运动。

我国清华大学和重庆大学等单位从场的分析入手，对污闪机理问题从实验和理论方面，都作出了深入研究。

清华大学实测了污闪过程中局部电弧发展变化的动态过程及电弧的温度。实测结果表明，在电弧的起始阶段，电弧温度不超过  $5000\text{K}$ ，在电弧的发展阶段温度可达  $5000 \sim 10000\text{K}$ ，在污闪的临界时刻，电弧的温度高达  $10000 \sim 14000\text{K}$ ，在此温度下 Na 原子处于全电离状态，离子的浓度达到最大值，在外施电场的作用下，带电粒子的迁移速度剧增，从而导致了闪络的完成。

重庆大学利用模拟电荷法对光滑圆柱绝缘子表面出现干区前后，以及出现局部电弧后的电场进行了计算，认为局部电弧头部场强的垂直分量对污闪的发展起重要的作用。在对场的实测及大量仿真计算工作的基础上，进一步肯定了“当染污绝缘子表面形成局部电弧后，推动局部电弧向前发展的主要因素不是场强电离，而是电弧头部附近存在的强烈热电离”的假说，而且提出了“在形成热电离的过程中，电弧头部场强的法向分量，使电弧中的带电粒子与绝缘子表面发生剧烈碰撞，从而对弧头温度的升高起了主要作用”的新见解。

A. M. Rahal 利用模型试验，证实确实存在牵引电弧移动的静电力，同时承认还存在其他的击穿机理。作外施电压和污闪时间的关系，发现曲线出现了不连续，试验结果如图 5.1-63 所示。Rahal 认为，图 5.1-63 中曲线的上半部分代表静电力牵引电弧造成的闪络，而下半部曲线对应的闪络时间极短，这只能是电击穿的过程。

综上所述，对污闪机理问题的研究，虽然已做了不少工



图 5.1-63 污闪时间和外施电压关系



作,但还不能说已有了明确的、一致的认识,这还有待于作进一步的研究。

4.4 污秽程度的检测方法

长期以来,电力运行部门及试验研究人员一直不断地在进行污秽程度的测量与测量方法研究,其目的是:

(1) 掌握绝缘子的污秽程度,以确定绝缘子能否耐受住最严酷气象条件而不发生污闪事故,如果污秽度达到或超过了临界水平,就需考虑采取相应措施,以保证电力系统的安全运行。

(2) 测量某地区的污秽程度,可以对该地区的污秽对绝缘子强度降低的影响作出判断与估计,习惯上划分其污秽等级,以检验现有绝缘水平是否适当,也可为设计新建输变电设备所需的绝缘水平提供依据。

(3) 对曾发生过闪络的绝缘设备进行污秽度测量,可对深入研究绝缘子的特性和评价绝缘配置提供依据。

(4) 对不同形式与结构的绝缘子进行污秽度测量,可以鉴别这些绝缘子的积污性能及耐污闪能力,为选择绝缘子提供依据。

在长期的绝缘子积污特性和污秽试验研究中,为了定量地评价污秽水平,提出过很多种表征污秽度的参数,常用的有以下几种:

- (1) 等值附盐密度。
- (2) 污层电导率。
- (3) 局部表面电导率。
- (4) 泄漏电流。
- (5) 积尘密度。
- (6) 污液电导率。
- (7) 污闪电压与污闪梯度。

国际大电网会议第 33 学术委员会(过电压及绝缘配合) 04 污秽工作组在研究现场污秽度的测量及将它们用于交流系统绝缘设计的过程中,着重研究了以下几种表征污秽度的参数,即等值附盐密度、表面电导率、泄漏电流——泄漏电流脉冲及最大泄漏电流、污闪电压与污闪梯度。

国际电工委员会 IEC 815: 1986《污秽地区绝缘子选择导则》,提出现场污秽度测量可采用以下几种参数:由方向降尘计收集的污秽物的体积电导率、绝缘子表面的等值附盐密度、各种绝缘子的闪络次数统计、绝缘子的表面电导、运行电压下绝缘子的泄漏电流。

4.4.1 等值附盐密度的测量

等值附盐密度简称等值盐密 ESDD 或盐密,即绝缘子的单位表面积上的等值 NaCl 盐量。等值附盐密度最先是日本采用的污秽度参数,后来陆续被其他国家所接受。它是对可电离物质所具有的电导性能加以定量测量,它是用在清洗污秽溶液中产生相同电导率的氯化钠盐量来等价表示,此盐量称为等值 NaCl 盐量。

4.4.1.1 测量等值附盐密度的方法

(1) 用一定量的蒸馏水或去离子水,将绝缘子的绝缘表面上的污秽物全部清洗下来,用适当的仪器测量污秽溶液的电导率,同时测量污秽液的温度。我国规定测一片普通悬式 X-4.5 型绝缘子时用 300mL 水量,分 2~3 次清洗,将逐次清洗下来的污秽液合起来供测量。对其他绝缘子的测量水量可根据绝缘子的表面积按比率增减。

(2) 由于一定盐量的水溶液的电导率测量值随温度变化而变化,为统一起见,需将在任意温度下测得的电导率  $\sigma_t$  换算成标准温度 20℃ 下的电导率  $\sigma_{20}$ 。其温度换算系数采用

IEC 507: 1975 中规定的换算公式,即

$$\sigma_{20} = \sigma [1 - b (t - 20)] = K_t \sigma_t \tag{5.1-34}$$

不同  $t$  时的  $b$  值见表 5.1-37 (1988 年版本)。

表 5.1-37 不同  $t$  时的  $b$  值

$t$ (°C)	0	5	10	20	30
$b$	0.036 75	0.031 56	0.028 17	0.022 77	0.019 05

温度系数  $K_t$  值列于表 5.1-38 中。

表 5.1-38 温度系数  $K_t$

温度(°C)	0	1	2	3	4	5	6
$K_t$	1.735 0	1.679 1	1.628 8	1.570 5	1.521 1	1.473 4	1.433 3
温度(°C)	7	8	9	10	11	12	13
$K_t$	1.392 2	1.353 9	1.317 2	1.281 7	1.249 0	1.216 5	1.185 1
温度(°C)	14	15	16	17	18	19	20
$K_t$	1.155 1	1.126 3	1.098 8	1.072 6	1.047 4	1.023 2	1.000 0
温度(°C)	21	22	23	24	25	26	27
$K_t$	0.977 7	0.956 3	0.935 7	0.915 8	0.896 6	0.878 0	0.860 1
温度(°C)	28	29	30				
$K_t$	0.842 7	0.826 0	0.809 5				

电导率与盐量浓度的关系可根据 IEC 507 给出的数据求出(见表 5.1-39)。盐量浓度 500mg/100mL 以下的电导率关系按 1987 年版本给出的关系为  $S_a = (5.7\sigma_{20})^{1.03}$ , 其适用电导率范围是 0.004~0.4S/mL。表 5.1-39 中 200mg/100mL 以下的电导率值与过去所用的电导率值略有出入,过去所用值是根据 250mg/100mL 以上的盐量浓度与电导率关系推算的,实际上低浓度下的电导率要比高浓度下的推算值小,这是由于低浓度下的当量电导值较大的缘故。

我国的测量方法与日本稍有不同,我国是测一片绝缘子的上下表面,给出的是全部面积上的平均值,而日本是分部位测量,一般只测下表面,或下表面的分部位,而上表面一

表 5.1-39 电导率与盐量浓度的关系

盐量浓度 $W_0$ (mg/100mL)	电导率 $\sigma_{20}$ ( $\mu$ S/cm)	盐量浓度 $W_0$ (mg/100mL)	电导率 $\sigma_{20}$ ( $\mu$ S/cm)
4	77	250	4340
5	96	350	6000
6	114	500	8327
8	151	700	11 520
10	188	1000	15 910
20	368	1400	21 690
30	545	2000	29 860
40	721	2800	40 970
50	895	4000	55 940
60	1068	5600	75 630
70	1241	8000	100 800
80	1413	11 200	130 100
90	1581	16 000	167 300
100	1751	22 400	202 600
150	2601	—	—
200	3439	—	—



般不作测量,对支柱绝缘子等可测其一个伞裙。

(3) 从盐量浓度关系曲线或表 5.1-39 可查得盐量浓度  $W_0$  (mg/100mL), 由式 (5.1-35) 求出等值盐密为

$$S_d = \frac{W_0 V}{S} \quad (5.1-35)$$

式中:  $V$  为清洗用蒸馏水量倍数, 如 300mL 即为 3, 400mL 则为 4, 以此类推;  $S$  为被清洗绝缘子的表面积,  $\text{cm}^2$ 。

由于等值盐量只测量了污秽中的导电成分, 其不溶物质也应该做一些典型的测量, 以了解各种自然污秽的不溶物含量。这种测量只能将试品或污秽液取到实验室, 经过过滤、称重, 以求得不溶物质的质量, 将从一个绝缘子表面上清洗下的不溶物的质量除以该绝缘子的表面积, 即可求出其附灰密度, 即灰密。

#### 4.4.1.2 测定用水量的影响

研究发现使用水量的多少对测定值有很大影响, 主要原因有以下几点:

(1) 各种污秽物溶解度不同。当用水量增大时, 污秽物中的电解质溶解量将会增加, 因而测得的盐密增大; 用水量小时污秽物中的某些电解质可能不会全部溶解, 因而测得的盐密偏小。

(2) 各种污秽物在水溶液中的电离度随浓度而改变。

(3) 各种电解质溶液的电导率—浓度关系曲线存在一定差异, 在不同浓度下具有非线性。

(4) 电导率仪测量电极的常数并非真正的恒定常数, 它随被测溶液的浓度而改变。

上述四条原因中 (1) 最重要的。

绝缘子在饱和受潮状态表面所吸附的水量是很少的, 例如标准悬式绝缘子吸附的水量大约只有 10mL, 而等值盐密的测量水量却有 300mL, 污物中所含盐的种类千差万别, 有些盐类容易溶于水, 有些则难溶于水, 难溶于水的盐类在绝缘子表面饱和受潮状态下溶解的较少, 在 300mL 水中却可能溶解很多, 因此, 这种测量方法获得的污秽度参数有可能和实际污秽度符合较好, 也有可能符合不好, 这主要取决于污秽物中可溶盐的成分。

对污秽成分进行化学分析, 发现污物中的可溶盐种类是很复杂的, 不仅含有多种可溶盐, 而且各种盐的比例也有很大差别, 这和绝缘子所处地区污源的性质有关。一般来说, 沿海地区污物中的可溶盐是以易溶于水的一价盐为主, 内陆地区污物中的可溶盐是以难溶于水的二价盐为主。我国多个单位对绝缘子污秽物的化学分析结果表明, 我国内陆地区污物中的可溶盐构成主要是难溶于水的石膏 ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), 石膏是一种溶解度很小的电解质, 其水中溶解度仅为 0.2% 左右, 即在 10mL 水中只能溶解 20mg, 在 100mL 水中可溶解 200mg, 在 300mL 水是可溶解 600mg。从表 5.1-40 看出, 在 10~300mL 水中测量 860.9mg 的  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , 由于其在 10~300mL 水中溶解量与水量成正比, 10mL 水中测得的含盐量仅有 9.2mg, 而 300mL 水中测得的含盐量有 288mg, 两者相差近 30 倍。如上所述, 标准悬式绝缘子在饱和受潮状态表面吸附的水量大约是 10mL, 石膏在 10mL 的水中的溶解量很少, 盐类只有溶解才会形成离子, 才能对绝缘子的耐污闪能力发挥影响, 不溶的盐类不以离子状态存在, 不会对增加表面电导率作出贡献, 因而对绝缘子的耐污闪能力影响很小。对于石膏这种电解质成分, 用 300mL 水测出的含盐量比实际运行状态能发挥作用的含盐量高出了 30 倍。

从表 5.1-40 可以看出, 水量对 NaCl、 $\text{NaNO}_3$  等一价盐

的测量结果是影响很小的, 而对石膏的测量结果的影响是很大的。日本的研究结果也表明, 对沿海污秽, 等值盐密能反映绝缘子的真实污秽度, 和污闪电压的相关性好; 对内陆污秽, 等值盐密不反映绝缘子的真实污秽度, 和污闪电压的相关性不好。

表 5.1-40 一些电解质在不同水量下的电导率及等值盐量

电解质种类	质量 (mg)	不同水量下的电导率 ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) 及等值盐量 (mg)							
		10mL		100mL		300mL		1000mL	
		电导率	盐量	电导率	盐量	电导率	盐量	电导率	盐量
NaCl	10	1791	9.7	199.5	9.4	69.6	10.8	23.1	11.9
	20	3581	20.4	469.5	20.2	143.2	19.8	46.6	20
	50	7171	43	984.5	50	358.5	50.1	115.6	51
	100	13 126	81.6	19 325	103	717.1	106.5	224.8	102
	200	21 828	142	2869	160	1372	213.9	436.6	211.1
	500	44 944	313	7635	460	2943	489	1047	531
	1000	66 847	485	12 762	792	5433	960	1945	1040
$\text{NaNO}_3$	84.999	7236	43.2	1066	55	362	51.3	113	52
	849.99	50 000	350	8800	531	3400	570	980	498
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	860.9	1750	9.2	1770	96	1760	288	—	—

测量等值盐密实际用水量的选择主要根据可操作性, 如果清洗水量选择太小, 是没有办法将污物彻底清洗下来的, 水量太小也很难进行电导率测量。日本选用 100mL 水量测量标准悬式绝缘子的下表面, 我国选用 300mL 水量测量标准悬式绝缘子的上下表面, 显然我国选用的测量水量比日本的大, 选用的测量水量越大, 和实际运行状态的偏差越大, 如何兼顾等效性和可操作性, 仍是一个有待进一步深入研究的课题。

#### 4.4.1.3 测量等值盐量的仪器

测量等值盐量可使用电导率仪, 也可用电流电压法测量装在专用试管内的污液电导率, 或采用低压 (100~250V) 的高阻计作测量仪表。国内在 20 世纪 70 年代末已研制出直读式盐量表, 可以直接读出污秽的盐量浓度 (100mL 中的盐量), 即可省去电导率的计算、查电导率与盐量浓度关系曲线等繁琐的过程, 这对现场的测量工作是十分方便的。等值盐密的测量准确程度与测量仪表的性能有关, 所以选择性能优良的仪表是很重要的。

等值盐密可直观地衡量污秽程度, 虽然它不能区分污秽的性质, 也没有测定绝缘子上的不溶物数量, 但它的测量工作比较简便易行, 因而已在我国电力系统推广应用多年, 已经取得了相当多的使用经验。应该充分利用测量等值盐密的数据, 使之在划分输变电设备污秽等级、外绝缘的运行维护和防止大面积污闪事故的工作中发挥其应有的作用。

应该指出, 人工污秽试验中的等值盐密和自然污秽绝缘子的等值盐密是不一样的, 前者是用 NaCl 模拟污物中的可溶盐类, 后者污物中的可溶盐的种类和成分是很复杂的, 同样盐密的自然污秽绝缘子和人工污秽绝缘子的污闪电压是不一样的。一般来讲自然污秽绝缘子的污闪电压要高于同样盐密的人工污秽绝缘子的污闪电压, 自然污秽中二价盐的比例越高, 两者的差距越大。虽然污秽分布不均匀、灰密值的不同都会对造成差异有影响, 但是, 可溶盐构成的不同所造成的影响是最关键的。

#### 4.4.2 污层电导率的测量

污层电导率定义为绝缘子单位表面污层的电导值。实际上它是由流过污层上的电流与电压之比求出的电导与绝缘子



的形状系数  $f$  (它由绝缘子的几何结构尺寸确定) 相乘求得。为测量污层表面电导, 应在污层饱和受潮条件下, 在绝缘子上加适当高的工频电压, 测其泄漏电流, 从而求得电导  $G=I/U$ 。

所加的工频电压值无统一的标准。IEC 507: 1988《人工污秽试验方法》规定的电压值是每米爬距不小于 700V (有效值), GIGRE 工作组则建议每米长度加 30kV。测量时施加电压的时间不应太长, 只加 2~5Hz, 以能记录下泄漏电流即可。时间过长泄漏电流可能将污层烘干而使测量值减小。污层的受潮程度, 污层的表面分布状态, 或者污层与金属电极或污层之间有微小的隔断 (特别是垂直于路径的隔断), 都将影响测量结果。悬式绝缘子的铁帽和瓷件之间不直接相连, 中间有一段空气间隙, 该间隙对电导率的测量结果有很大影响, 采用足够高测量电压的目的就是克服诸如该间隙等因素对污层电导率测量结果的影响。

绝缘子的形状系数  $f = \int_0^l \frac{dx}{\pi D(x)}$  完全是由绝缘子结构尺寸决定的。通常可根据绝缘子的外形轮廓尺寸, 计算出沿泄漏路径各点的圆周长度  $D(x)$  的倒数, 画出  $1/\pi D(x)$  与泄漏距离的关系曲线, 该曲线下的面积就是所求绝缘子的形状系数。

如果绝缘子串或支柱是由几个元件组成的, 则绝缘子串 (柱) 的形状系数就是各元件形状系数之和。

测得  $G$  和求得  $f$  后, 即可由式 (5.1-36) 求得污层表面电导率

$$\sigma = \frac{I}{U} f = Gf \quad (5.1-36)$$

测量时还需测出污层的表面温度, 并将任意温度时的电导换算到标准温度 20℃ 下, 其温度换算系数可采用表 5.1-38 中的  $K_t$  值。

污层电导率能综合反映污层的污秽及潮湿程度, 它是反映污秽影响的一个较好的参数, 电导率的测量要有容量较大的电源以及短时加压的控制设备, 测量比较麻烦, 所以这个参数推广应用也就受到一定的限制, 多用于人工污秽实验室对污秽度的测量, 现场应用该参数表征污秽度是很麻烦的。为克服该方法的不足, 提出了测量局部表面污层电导率的方法。

#### 4.4.3 局部表面污层电导率的测量

从物理本质上讲, 污层的局部表面电导率和表面电导率 (又称整体表面电导率) 是同一个参数, 它们的物理意义相同, 差别仅在于测量方法。

局部表面电导率法比表面电导率法有两个优点: ①测试仪器简单, 不需要昂贵、笨重的高压设备; ②避开了绝缘子金属附件部位污层间断等因素对表面电导率测量值的影响, 因而局部表面电导率更能代表绝缘子的真实污秽程度, 和绝缘子的污闪电压有较好的相关性。

局部表面电导率法不仅可测到整个试品的污秽程度的平均值, 而且可以测出污秽程度在绝缘子表面的分布状态, 此外还能在不破坏原污层的前提下, 得到绝缘子表面的积污状态随时间的变化规律。

图 5.1-64 所示为局部表面电导率测量仪的工作原理示意图, 仪器由测量电路和探头两部分组成。测量电路中振荡器提供高频振荡信号, 电源用干电池。

假设在测量位置工作时, 振荡器输出端电压为  $U$ , 电阻  $R$  上的电压为  $U_R$ , 则探头两端的试品表面电阻  $R_s$  为

$$R_s = \frac{U - U_R}{U_R} \cdot R = \left( \frac{U}{U_R} - 1 \right) R \quad (5.1-37)$$

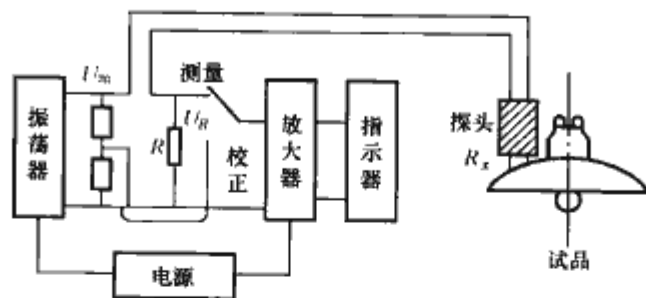


图 5.1-64 局部表面电导率测量仪的工作原理示意图  
则对应的局部表面电导率为

$$\gamma = \frac{K}{R_s} \quad (5.1-38)$$

式中:  $K$  为探头的几何常数。

测试前先向待测试品表面喷雾, 使它的表面刚好达到饱和受潮状态。测量点的数量根据经验确定, 测点越多, 获取的最终结果越准确。例如悬式绝缘子, 将上表面等分为四个象限, 每象限内取 3 个点, 可在靠近钢帽的位置、中间及接近外缘处各取一点, 共 12 个点。以同样的方法在下表面也取 12 个点。24 个点的测量结果取算术平均值, 即为该绝缘子的平均表面电导率值。

图 5.1-65 是用固体污层法人工污秽试验获得的 X-4.5 型绝缘子在 3 种不同污秽可溶盐 (又称污盐) 下污闪电压  $U_f$  和用局部表面电导率法测得的表面电导率  $\gamma$  之间的关系。

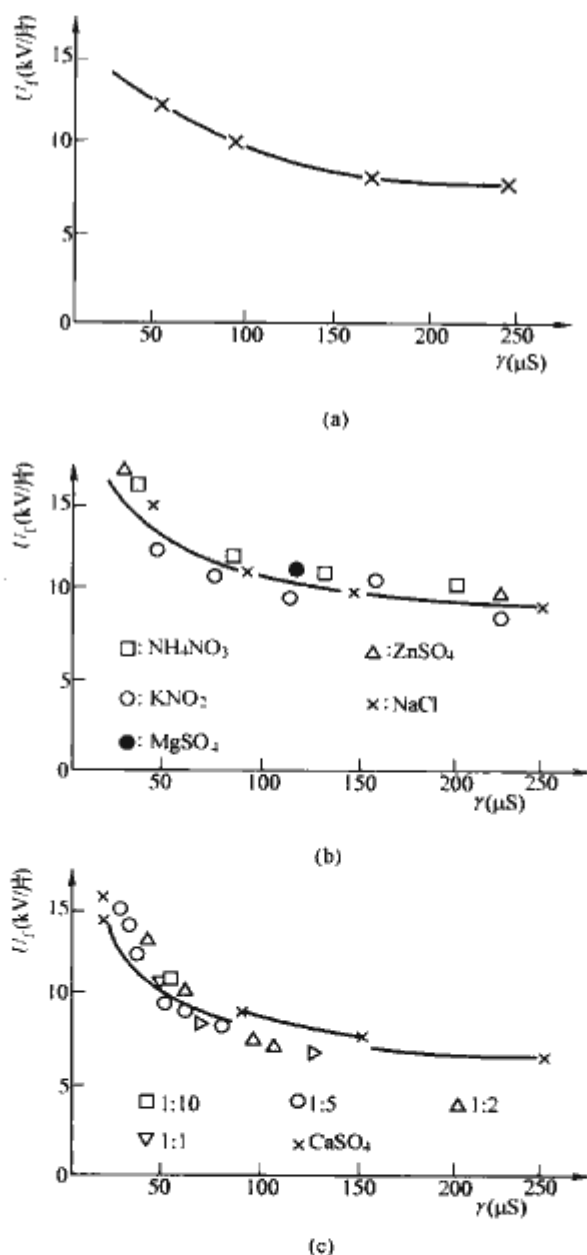


图 5.1-65 各种污盐时 X-4.5 型绝缘子污闪电压与表面电导率的关系

注: 图中比例为 NaCl : CaSO<sub>4</sub>。

(a) 污盐: NaCl; (b) 污盐: 非 NaCl;

(c) 污盐: NaCl 和 CaSO<sub>4</sub> 混合盐

当污盐为 NaCl 时,  $U_f$  的回归方程是

$$U_f = 26.8\gamma^{-0.25} \tag{5.1-39}$$

当污盐为  $\text{NH}_4\text{NO}_3$ 、 $\text{KNO}_3$ 、 $\text{MgSO}_4$  及  $\text{ZnSO}_4$  等可溶盐时, 由图 5.1-65 (b) 可知, 它们的  $U_f$ - $\gamma$  曲线和以 NaCl 为污盐时非常接近, 与式 (5.1-39) 计算值的差别不超过 10%。

用 NaCl 和  $\text{CaSO}_4$  不同配比的混合污盐得到的  $U_f$ - $\gamma$  曲线图 5.1-65 (c) 也与纯 NaCl 时相近。

以上说明, 只要试品的平均表面电导率  $\gamma$  相同, 不论污秽可溶盐是何物质构成, 试品的污闪电压是接近一致的。

上述分析结果表明, 局部表面电导率能反映绝缘子的真实污秽程度, 它克服了等值盐密和污闪电压相关性不好的缺点, 而且能测量污秽在绝缘子表面的分布以及积污随时间的变化规律。此外, 在我国也取得了成功的应用经验, 因此是一种很有发展前景的污秽度测量方法。

4.4.4 泄漏电流的测量

4.4.4.1 表征泄漏电流的特征量

测量流经绝缘子表面的泄漏电流值, 以泄漏电流的特征量来表示绝缘子的污秽程度, 能实现污秽程度的自动检测和报警, 泄漏电流的大小不仅和污秽程度有关, 而且和绝缘子的受潮程度有关, 此外还和绝缘子的串长、几何形状等因素有关。如何根据测得的泄漏电流值评价绝缘子的污秽程度, 如何确定泄漏电流报警的阈值等问题仍没有一个明确的结论。另外一个问题是, 只有在潮湿的气象条件下才能测到泄漏电流, 在干旱少雨地区测泄漏电流的方法是不适用的, 仅适用于潮湿多雨的地区。采用泄漏电流法的突出优点是能实现在线监测, 因而受到人们的重视。

可以利用泄漏电流以下几个特征量, 作为表示污秽度的参数。

- (1) 运行电压下泄漏电流的最大脉冲幅值  $I_b$ 。
- (2) 超过一定幅值的泄漏电流脉冲数。
- (3) 临闪前最大泄漏电流值  $I_m$ 。

4.4.4.2 泄漏电流最大脉冲值  $I_b$  和污闪电压的关系

在运行电压下流过绝缘子表面的最大泄漏电流脉冲 (幅值) 记作  $I_b$ 。实际测量的泄漏电流值和观察到的放电现象之间存在着对应关系, 在实验室内测到的两者之间的对应关系见表 5.1-41 (试品为 X-4.5 标准式绝缘子, 3 片串, 加恒定电压 20.2kV)。

表 5.1-41 在实验室内测到的放电现象和泄漏电流幅值之间的对应关系

放 电 现 象	泄漏电流幅值 (mA)
铁帽的边缘处出现电晕	约 10~20
铁帽的边缘处出现刷状放电	约 20~50
在铁脚根部出现滑闪放电	约 50~200
上、下表面同时出现滑闪放电	约 200~300
电弧沿上或下表面爬过接近一半泄漏距离	约 200~500
上、下表面电弧有可能随时发生贯通	约 500 以上

泄漏电流的  $I_b$  大小随着试品的湿润程度的增加而增加, 在饱和受潮条件下  $I_b$  达最大值。随着污液的流失,  $I_b$  也会减小。以下我们仅讨论在饱和受潮条件下  $I_b$  和污秽程度以及运行电压之间的关系。

图 5.1-66 所示为 X-4.5 型绝缘子 (3 片串) 人工污秽试验时获得的  $I_b$  和污秽程度及外施电压的关系曲线。用 3 片 X-4.5 型获得的  $I_b$  与污闪电压梯度 (单位泄漏距离污闪电

压)  $E_L$  的相关性示于图 5.1-67。图 5.1-67 中  $I_b$  值是在恒定电压 20.2kV 下的测量值。

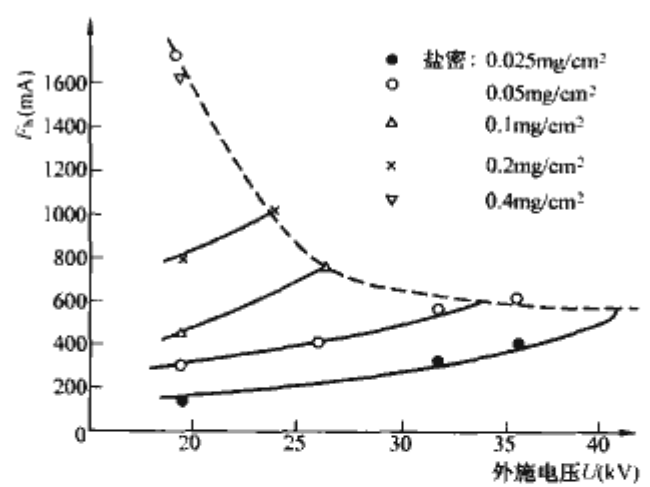


图 5.1-66 泄漏电流  $I_b$  随电压及污秽度变化的规律

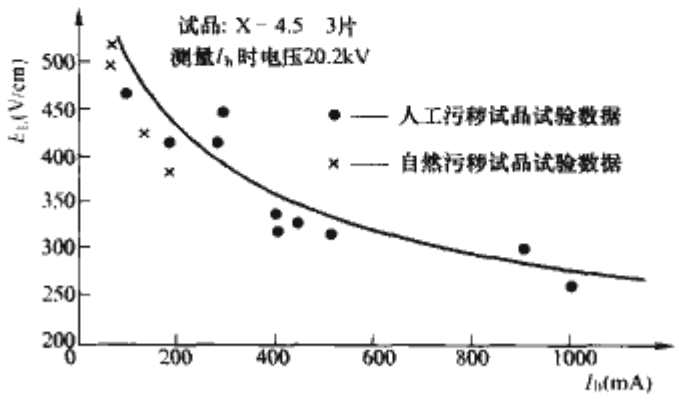


图 5.1-67 泄漏电流  $I_b$  和污闪电压梯度  $E_L$  之间的关系

试验获得的绝缘子闪络电压梯度  $E_L$  与泄漏电流  $I_b$  的关系列于表 5.1-42。由表 5.1-42 中数据可以看出,  $E_L \sim I_b$  的关系和试品承受的的运行电压值有关, 也和绝缘子的种类有关。

表 5.1-42 绝缘子闪络电压梯度  $E_L$  与泄漏电流  $I_b$  的关系

绝缘子形式	施加电压 (kV)	回归方程	相关系数
盘形悬式绝缘子 3 片串	20.2	$E_L = 279 I_b^{-0.258}$	-0.926
	26.6	$E_L = 316 I_b^{-0.2328}$	-0.948
棒形支柱绝缘子	20.2	$E_L = 219 I_b^{-0.278}$	-0.934

4.4.4.3 根据泄漏电流大小确定绝缘子的污秽程度以及运行的安全裕度

$I_b$  不仅和绝缘子表面的污秽程度有关, 而且和试品的运行电压、绝缘子种类和形状、每串绝缘子的数量等多种因素有关。图 5.1-68 及表 5.1-43 中  $E_L \sim I_b$  关系仅是针对特定绝缘子和外施电压而言, 不存在一条通用的  $E_L \sim I_b$  关系曲线, 不能笼统地把某一个泄漏电流值作为报警界限用到实际运行系统中。 $I_b$  值的比较与评价仅相对于某特定的情况才有意义。然而要针对实际运行中的各种条件和因素分别在实验室内预先得到各种情况下的  $E_L \sim I_b$  关系曲线, 显然是十分困难的。

为应用方便, 在测得  $I_b$  的基础上, 考虑了运行电压及绝缘子总泄漏距离影响的一个新参数可被引入。

定义

$$\bar{g} = I_b / E_p \tag{5.1-40}$$

令

$$E_p = U_y / L \tag{5.1-41}$$

则

$$\bar{g} = I_b L / U_y \tag{5.1-42}$$



式中:  $U_y$  为绝缘子的运行电压;  $L$  为绝缘子总的泄漏距离;  $E_p$  为单位泄漏距离上的运行电压, 称为运行电压梯度。

显然, 参数  $\bar{g}$  综合反映了  $I_h$ 、 $L$ 、 $U_y$  的共同作用, 可用来得到一条  $E_L \sim \bar{g}$  关系曲线。图 5.1-68 是对悬式绝缘子在不同串长、不同运行电压下大量试验数据的回归分析结果所获得的  $\bar{g} \sim E_L$  曲线。根据实际测出的  $I_h$ 、试品的运行电压  $U_y$ 、绝缘子总的泄漏距离  $L$ , 就可以求出  $\bar{g}$ 。根据曲线可查出对应的闪络电压梯度  $E_L$ , 将它和  $E_p$  相比, 就可得到该污秽绝缘子安全运行的裕度。

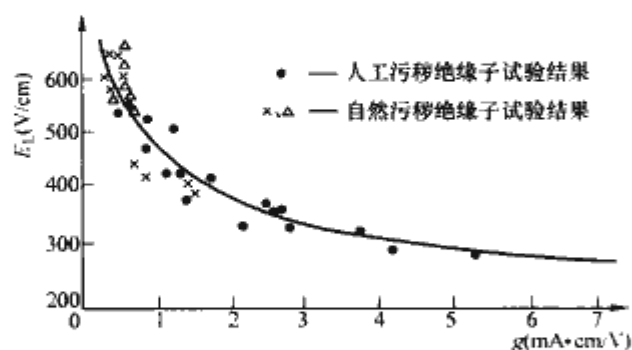


图 5.1-68 悬式绝缘子  $E_L \sim \bar{g}$  关系曲线

#### 4.4.4.4 超过一定幅值的泄漏电流脉冲数讨论

由泄漏电流脉冲计数器获得的超过某定值电流的脉冲数多, 则表明累积记录时间或潮湿天气的持续时间长或绝缘子的积污比较严重, 对污秽较严重的地区应该整定较高的计数器动作值。目前还很难找到泄漏电流脉冲数和绝缘子的污秽程度或耐污闪能力之间的相互关系。不过可以根据不同整定值电流的脉冲数值来估算整个运行期间流经绝缘子表面的最大泄漏电流值  $I_h$ , 再通过  $I_h$  判断试品的污秽程度及耐污闪能力。

#### 4.4.4.5 临界闪络前最大泄漏电流 $I_m$ 讨论

污秽绝缘子表面放电过程的物理模型包括一个跨越干区的局部电弧和一个与之串联的剩余污层电阻。可以用下列方程来描述此放电模型

$$U = AxI^{-n} + r_0(L-x)I \quad (5.1-43)$$

式中:  $x$  为电弧长度;  $A$ 、 $n$  为电弧特性常数;  $L$  为绝缘子表面爬电距离;  $r_0$  为单位长度污层电阻;  $U$  为绝缘子两端施加的电压;  $I$  为流过绝缘子表面的泄漏电流。

局部电弧发展为完全闪络的临界条件为

$$dI/dx > 0 \quad (5.1-44)$$

令  $r_a$  为电弧单位长度上的电阻, 则临界条件也可表示为

$$r_a < r_0 \quad (5.1-45)$$

根据此判据, 可以导出:

临界电流  $I_c$  为

$$I_c = (D_r/D_d)^{\frac{1}{n+1}} (A/r_0)^{\frac{1}{n+1}} \quad (5.1-46)$$

临界闪络电压  $U_c$  为

$$U_c = AL [x_c/L + D_r/D_d \cdot K(L-l)/L] I_c^n \quad (5.1-47)$$

式中:  $D_r$  为绝缘子的盘径;  $D_d$  为绝缘子的等效直径;  $x_c$  为电弧的临界弧长;  $K$  为考虑到电弧弧根处电流集中的修正系数。

按式 (5.1-47) 得到 X-4.5 型绝缘子的  $E_L = f(I_c)$  方程为

$$E_L = U_c/L = 341I_c^{-0.56} \quad (5.1-48)$$

普通棒形支柱绝缘子的几何参数和悬式绝缘子有差别, 按式 (5.1-31) 得到普通棒形支柱绝缘子的  $E_L = f(I_c)$  方

程为

$$E_L = 358I_c^{-0.56} \quad (5.1-49)$$

用试验获得一组人工污秽和自然污秽试品的闪络电压梯度  $E_L$  与闪络前一周的泄漏电流  $I_m$  的方程为

$$E_L = K I_m^B \quad (5.1-50)$$

表 5.1-43 列出了该式的  $K$ 、 $B$  值。

表 5.1-43 式 (5.1-50) 中的  $K$ 、 $B$  值

人工污秽试品		自然污秽试品			
盘形悬式绝缘子 (6种平均)		棒形支柱 绝缘子 (4种平均)	普通盘形 绝缘子 (1种)	防污盘形 绝缘子 (1种)	棒形支柱 绝缘子 (1种)
K	332~379	298~329	338	343	333
B	0.49~0.58	0.39~0.60	0.49	0.46	0.53

比较式 (5.1-48) ~ 式 (5.1-49) 及表 5.1-43, 可以看出, 把临界闪络前一周的电流  $I_m$  当作临界闪络电流  $I_c$ , 则盘形悬式绝缘子和棒形支柱绝缘子的污闪电压梯度  $E_L$  与闪络前一周的电流  $I_m$  的关系可以分别用式 (5.1-48) 和式 (5.1-49) 来估算, 而绝缘子的形状、污秽的性质及成分、污秽的形式等因素的影响几乎可以不需计及。这说明  $I_m$  与污闪电压具有良好的相关性。

#### 4.4.5 污闪电压或污闪电压梯度的测量

前面我们曾多次引用了污闪电压和污闪电压梯度这两个参数, 它们是表征绝缘子性能的最直接最理想的污秽度参数, 显然这两个参数本质是相同的。下面我们将介绍试验现场 (试验室、试验线路、试验站) 测量这两个参数通常所用的三种方法。

在试验现场安装各种形式及长度的绝缘子串, 使它们在恒定的试验电压下运行, 并用能自动重合的断路器来切除或重合电源。安装绝缘子试品可以采用三种方法 (见图 5.1-69)。第一种方法是用不同长度的绝缘子串分别用熔丝与电源连接 [见图 5.1-69 (a)], 当最短的绝缘子串闪络时, 与其串联的熔丝熔断, 使该串与电源脱离。重合电源后可以对其他绝缘子继续进行试验。

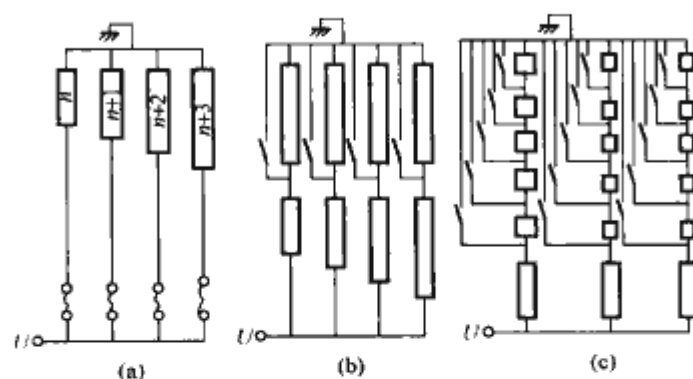


图 5.1-69 测量绝缘子污闪电压的连接方式

(a) 方式一; (b) 方式二; (c) 方式三

或者按图 5.1-69 (b) 的方法, 在不同长度的绝缘子串上增加一定的绝缘子长度, 经过一定的时间后, 就可找到最小的耐受长度。若重复进行试验, 可以取得更为可靠的统计数据。如果每种串长绝缘子有多串试品, 则根据每种串长的闪络百分率来估计闪络概率, 是更为迅速和令人满意的办法。

还可按图 5.1-69 (c) 的安装方法, 在每串试品上按顺序安排多片元件, 每个元件上都并联一根熔丝, 每闪络熔断一根熔丝而使试品增加一片绝缘子, 最后得到绝缘子的耐受水平。



对不同形式的绝缘子可以同时进行试验,依据闪络次数的多少来评定不同形式的绝缘子的优劣顺序。

这种现场污秽试验虽能真实地测得绝缘子的污闪性能,但由于自然污秽的积污水平达到临界状态与引起污闪的气象条件的产生不大可能同时存在,往往是污秽已经达到临界水平但没有出现充分的潮湿条件而测量不到临界污闪电压。因而对闪络电压的测量还应结合其他污秽度参数的测量。例如在恒定试验电压下(系统的最大运行电压)发生的绝缘子的闪络,可能其污秽程度已经超过临界水平,这时,污秽层在尚未达到饱和湿润时,绝缘子的污闪电压就已降到运行电压水平。因此,只记录绝缘子的闪络次数还不能全面掌握绝缘子的性能,应该求出在给定电压下绝缘子的临界污秽水平,或在给定污秽水平下,求出一定形式绝缘子的50%放电电压或50%放电电压下某一形式绝缘子串的长度。

#### 4.4.6 污秽度参数之间的关系

前面介绍了几种常用的污秽度参数,下面简要地讨论一下这几种污秽度参数之间的关系。

这些表示污秽度的参数都和绝缘子的污闪电压有直接或间接的关系,当然有的相关性好,有的相关性差。在绝缘子的污闪机理分析中,是用污层表面电导率来表示污秽度的,这说明污层表面电导率和污闪电压有本质上的联系,可通过污层表面电导率建立起多种污秽度参数的内在联系。

##### 4.4.6.1 局部表面电导率 $\gamma$ 和整体表面电导率 $\sigma$ 之间的关系

由于绝缘子金属附件和瓷件之间有空气间隙,造成污层间断,此因素造成整体表面电导率 $\sigma$ 的实际测量值偏小,且有很大的分散性,若能完全消除污层间断等因素的影响,则 $\sigma$ 值将和 $\gamma$ 相等。

##### 4.4.6.2 局部表面电导率 $\gamma$ 和运行电压下的最大泄漏电流 $I_h$ 之间的关系

通过理论推导,可得到 $\gamma$ 和运行电压下的最大泄漏电流 $I_h$ 之间的关系为

$$\gamma = \frac{2I_h}{\pi U} \ln \frac{L}{\sqrt{2I_h}/1.45\pi} \quad (5.1-51)$$

式中: $U$ 为运行电压; $L$ 为绝缘子的泄漏距离。

##### 4.4.6.3 局部表面电导率 $\gamma$ 和等值附盐密度 $S_d$ 之间的关系

通过大量的人工污秽实验,统计得出两者的关系为

$$\gamma = 1000S_d \quad (5.1-52)$$

该实验是对人工污秽试品进行局部表面电导率的测量获得的统计结果。在对等值盐密的讨论中提到,人工污秽实验的污秽度参数——盐密和污闪电压的相关性好,自然污秽绝缘子的污秽度参数——盐密和污闪电压的相关性不好,两种盐密不是一个概念,主要差别在于污物中可溶盐的构成不同。人工污秽污物中的可溶盐成分是NaCl,自然污秽中可溶盐成分复杂,可能主要成分是难溶于水的二价盐,如果能将自然污秽的盐密折算成人工污秽的盐密,或称为有效盐密,就可以和污闪电压建立起直接的联系。一种可能的方法是对自然污秽进行化学成分分析,根据一价盐和二价盐的比例进行折算,但此方法的成本昂贵,操作困难。式(5.1-51)给出了另外一种解决问题的思路。只要实测出自然污秽试品的局部表面电导率 $\gamma$ ,根据式(5.1-52)就可将实测出的 $\gamma$ 值换算成 $S_d$ ,按此方式得到的 $S_d$ 避免了大水量溶解污物的测量方法造成的缺陷,按此方法得到的 $S_d$ 代表了试品真实的污秽程度。

#### 4.5 人工污秽试验

人工污秽试验是用人工方法在绝缘子表面上涂以污秽并

使污层受潮,以模拟实际运行工况的一项试验。它的特点是:试验条件可以比较严格地加以人为控制并易根据需要加以改变;可在较简单的设备上用较短的时间取得大量试验结果,便于作出统计分析;同时能对复杂的自然环境进行归纳和简化,利用多种测试手段进行细致观察,便于进行污闪机理的研究。

常规人工污秽实验的结果也有一定的局限性。由于很难考虑实际环境中污秽条件和气象条件的多变性,人工污秽试验结果与自然污秽试验结果存在一定距离。为了使人工污秽试验结果尽量符合实际运行状况,人工污秽试验的条件应使试验结果具有较好的重复性、再现性、代表性、等价性和简便性。

根据模拟对象的不同,人工污秽试验有许多类型。按绝缘子污染和受潮方式可分为盐雾法、固体层法等;按加压方式可分为闪络法和耐受法;按所施加的电压性质又可分为工频电压、直流电压或操作波下的人工污秽试验或两种电压叠加下的人工污秽试验。这些试验可以获得给定电压下绝缘子不发生闪络所能允许的最大污秽度和相应于50%闪络概率的污秽度;或在给定污秽度下绝缘子不发生闪络所能承担的最大电压和相应于50%闪络概率的电压。

一般绝缘子的闪络电压 $U$ 与污秽度 $S$ 间的关系为

$$U = KS^{-P} \quad (5.1-53)$$

式中:常数 $K$ 和系数 $P$ 与绝缘子形式及试验方法有关。

##### 4.5.1 人工污秽实验室及其设备

对人工污秽实验室的基本要求是:有灵活方便且特性足够硬的电源,能模拟作用电压;有能定量模拟绝缘子污秽程度的设施以及让绝缘子充分湿润的人工雾室。它的设计除应满足一般高压实验室的要求外,还应考虑下述特殊要求。

###### 4.5.1.1 人工雾室

人工雾室的尺寸一般按试验设备最高工作电压下所需的安全距离(通常按雾中棒-板或棒-棒长间隙放电间隙放电距离)来估算。雾室内应设有产生雾的装置、起吊及悬挂试件的装备、水冲洗的设施、必要的排水管道、换气装置及观察窗。将电源引入雾室内的套管应满足在最高试验电压下不发生闪络的要求,其安装高度应使导电杆对地有足够的绝缘距离。

IEC 507:1975推荐雾室尺寸最低为0.5m/100kV,国内外已建的雾室尺寸实际为1~3m/100kV,详见表5.1-44。

表 5.1-44 国内外部分雾室尺寸

国别	单位	设备最高电压 (kV)	雾室尺寸 长×宽×高 (m×m×m) 或直径×高(m×m)
日本	NGK	1000	30×25×20
		500	10×15×13
		200	6.5×5.3×4.8
	CRIEPI	900	35×26×35
		600	20×20×20
		100	7×7×8
美国	GE	1500	φ24.4×24.4
	PG&E	1050	φ27.5×26.8
加拿大	IREQ	900	20×18×18
意大利	CESI	1500	24×24×30
		150	18×15×15



续表			
国别	单位	设备最高电压 (kV)	雾室尺寸 长×宽×高 (m×m×m) 或直径×高 (m×m)
中国	重庆大学	150	4.2×3.8×4
	西安电瓷研究所	750	7×8×10
	华东电力试验研究所	600 (2台)	12×12×12.5
	西安高压电器研究所	500	φ8×8
	华北电力试验研究所	250	7×7×.7
	清华大学	88	6×4×4.5
	电力科学研究院	40	4.8×5×5 8×7×.9
	山东电力试验研究所	750	7×7×10
	东北电力试验研究院	750	20×20×20
		250	5.7×5.7×6.5
	武汉高压研究所	750	24×24×26

4.5.1.2 试验设备

人工污秽试验的主要设备是试验电源，对它的总要求是：在试验过程中能输出一个恒定的电压，供给不致影响电弧发展的电流。

一般高压试验电源的额定电压  $U_N$  及额定电流  $I_N$  分别为

$$U_N = K_1 K_2 U_S$$
$$I_N = \omega C U_S \times 10^{-9} \quad (5.1-54)$$

式中： $K_1$  为电压裕度系数，一般取 1.1； $K_2$  为绝缘裕度系数，一般取 1.2~1.4； $U_S$  为被试品的试验电压，kV； $C$  为被试品及附加电容，一般取 100~1000pF； $\omega$  为电源角频率。

污秽试验用电源因污闪试验过程中有较大的预放电电流，所以有特殊的规定，主要目的是在预放电过程中作用在试品两端的电压不能有大的波动。具体规定有以下几种方式：

- (1) 回路的最小短路电流。
- (2) 泄漏电流引起的电压降的极限值。
- (3) 回路短路电流与最大预放电电流的最小比值。

在试验电压下试验电源的最小短路电流与电源的电阻和电抗之比密切相关，所以 IEC507：1988 规定，电源的电阻与电抗之比 ( $R/X$ ) 应大于或等于 0.1，还规定电源的短路电流与泄漏电流最大值之比 ( $I_k/I_{hmax}$ ) 不小于 11 ( $I_k$  为均方根值， $I_{hmax}$  为峰值)。此外还规定电容电流  $I_c$  与  $I_k$  之比应在 0.001~0.1 范围之内。表 5.1-45 是 IEC 507：1988 对最小短路电流的规定。表 5.1-46 是美国对污秽试验装置短路电流值的规定。日本两个大的污秽试验装置的短路电流高达 35A，我国规定不小于 10A。若污秽实验装置能满足上述要求，污闪电压试验的结果就不会因电源特性而引起较大的误差。

但对于不同的加压方式，电源容量的影响是不同的。如用升压法，当  $I_k=2I_{hmax}$  时，试验获得的闪络电压值是偏高

的，用升压法进行污秽试验时其短路电流要大于两倍的最大的泄漏电流时，试验电压才能反映真实的闪络电压。如用耐受法，当短路电流过小时会导致耐受电压或 50% 闪络电压升高，经验证明所需最小短路电流比用升压法至少大一倍以上。按短路电流与预放电电流之比，似取 4~5 倍较适宜，满足此要求的电源应能获得满意的实验结果。

按预放电电流造成电压降要求，可作下述规定。1A 的预放电电流在试品两端产生的电压降不能超过 10%~20%，满足上述要求的电源对试验结果不会造成太大的误差。

表 5.1-45 IEC 对污秽试验电源最小短路电流  $I_{kmin}$  与电阻  $R$ 、电抗  $X$  之比的推荐值

$I_{kmin}$ (A, 有效值)	$R/X$	
	盐雾法	固体层法
5	<0.05	<0.05
7	0.05~0.15	0.05~0.15
10	0.15~0.5	0.15~0.3
15	0.5~1.5	0.3~0.5

表 5.1-46 美国污秽试验电源的短路电流

试验电压 (kV, 有效值)	短路电流 (A)
350~670	22~40
350~350	15~25
60~130	10
230~866	15~50

表 5.1-47 所示为德国、日本、苏联等国关于污秽试验电源的要求。

在使用大型的试验电源设备时，由于试验过程中泄漏电流最大可达 3A，为把电压变化控制在百分之几以下，必须考虑使用大容量的发电机作电源。使用在发电机励磁特性曲线饱和部分，泄漏电流引起的电压变动小，因此要求励磁绕组联结方式应有多种变换。此外，变压器的一次侧线圈也可作串并联切换。这样通过发电机和变压器两者的组合，能在较大的电压变化范围内把电压降控制为最小。

表 5.1-47 德国、日本、苏联等国对污秽试验电源的要求

国别	对电源要求 提出时间	对电源的要求	加压方式
德国	1963 年	每 1A 预放电电流引起的电压降不超过空载电压的 4%	恒压法
	1975 年	每 1A 预放电电流引起的电压降不超过空载电压的 5%	
日本	1960 年	最大预放电电流在电源内阻抗上产生的电压降不得超过试验电压的 10%	升压法
	1968 年及 1978 年	高压侧短路电流在 5~6A 以上	
苏联	1963 年	当电压等于放电电压或耐受电压时，直接放电后，试验设备的短路电流有效值不小于 2A	升压法
	1986 年	50% 放电电压时泄漏电流在试品端的电压降低小于 10%	恒压法

国内外部分污秽实验室电源参数，如表 5.1-48、表 5.1-49 所示。

表 5.1-48 国外部分污秽试验室试验电源参数

国别	单位	试验变压器容量 (kVA)	输出电压 (kV)	调压器或发电机容量 (kVA)	短路电流 (A)	R/X
日本	NGK	5000	1000	发电机 30 000	40	
		5000	500	发电机 30 000	50	
		200	200	发电机 17 000	25	
	CRIEPI	2000	900	调压器 5000	53	
加拿大	IREQ	6 台 1100	550		2 台并联 16 2 台串联 3 2 串 2 并 12	
意大利	CFEI	700 (350kV) 变压器组	900		10	0.4
		2500	1200		20~25	0.3

表 5.1-49 国内部分污秽试验室试验电源

单 位	试验变压器容量/输出电压 (kVA/kV)	调压器或发电机容量 (kVA)
东北电力试验研究院	3000/750	发电机组
武汉高压研究所	3000/750	7500 (发电机)
	(3 台 750kV 变压器串联)	2250 (调压器)

污秽实验电源特性,或者说电源的坚挺程度,对污闪实验结果是有影响的。一些试验室利用不同短路电流的电源所获得的污耐受电压试验结果见图 5.1-70。

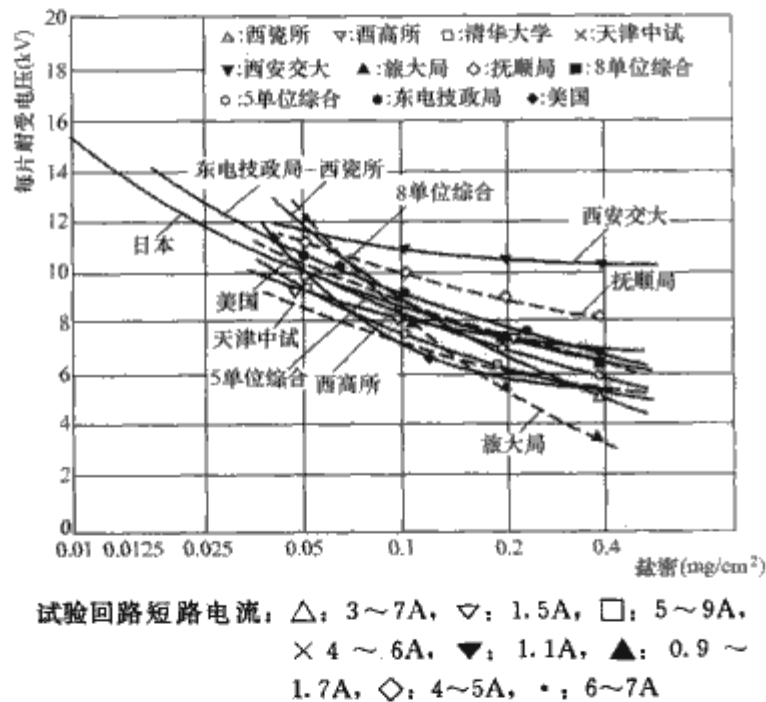


图 5.1-70 普通悬式绝缘子人工污秽耐受特性

#### 4.5.2 污秽试验的步骤

以固体污层法为例:

(1) 准备工作。应除去试品表面上的污物油迹,洗净晾干;然后仔细配制污液,污液由电解质、非电解质(或不溶物)和水组成。电解质以氯化钠为代表,也有用其他盐类。非电解质多用硅藻土、高岭土等物质。根据对试品不同盐密和灰密的要求,可调制不同盐量的污液。

(2) 涂污。可将污液用浸、喷、浇等多种方法均匀地覆盖于干燥的绝缘子表面上,也可用定量涂刷的方法,将定量配制好的污液均匀涂刷在试品表面。

(3) 测量污秽度。抽取被染污干燥后的试品测量其污秽度是否符合规定的要求,若采用定量涂刷法,则不必测量。

(4) 雾室试验。将试品安装在雾室后,在施加电压之前或同时需使其受潮湿润直至达到饱和受潮,然后测取闪络电

压值或耐受电压值。

综上所述,其流程见图 5.1-71。

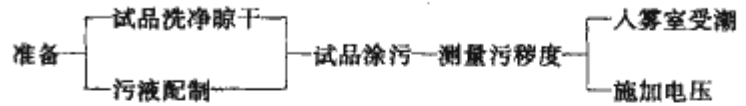


图 5.1-71 污秽试验流程

#### 4.5.3 污秽试验的一般要求

(1) 人工污秽试验要尽可能地模拟自然界的条件,同时又要标准规范化。目前使用最多的是盐雾法和固体层法。前者是使绝缘子处于一特定的环境条件下,即用已知含盐量的溶液所形成的盐雾喷在清洁的绝缘子上。这种试验方法主要模拟沿海地区绝缘子的运行条件,在那里绝缘子直接受到海水的喷溅和海雾的侵袭。后者则是在绝缘子表面涂敷含有盐分和不溶物质的污层,干燥后再放入雾室中受潮,雾可能是热雾(即蒸汽雾或蒸发雾),也可能是冷雾或冷热混合雾,然后求取绝缘子在饱和受潮状态下的闪络电压或耐受电压。这种实验方法主要模拟内陆地区绝缘子的运行条件。此外还有一种将电压突然施加在表面有湿污层的绝缘子上的湿污法,此种方法主要模拟绝缘子的冷合闸状态。

无论哪一种试验方法,目前都用测量被试品表面的附盐密度或污层电导率来确定污秽度。

(2) 被试绝缘子表面应仔细地清洗洁净,除去所有污物或油脂,最后要用流水清洗,以保证试品表面不能残存盐分。如有必要,金属部件和胶合材料可以涂以抗盐水油漆以保证试验期间不致将锈蚀流落在绝缘子表面上。

染污绝缘子的污层需要晾干或烘干才能送入雾室;试验开始时所有被试品都应与实验室空气处于热平衡。

(3) 将绝缘子垂直安装于实验室内,这种位置试验测得的特性最低,对不同形式的绝缘子通常推荐采用直立位置进行比较。如有特殊要求,也可将绝缘子水平悬挂或 V 形悬挂。

对实验室内的布置,除绝缘子的支持物以及喷雾架外,绝缘子的任一部件与任何接地物体之间的最小间距,每 100kV 试验电压不应小于 0.5m,并且在任何情况下不小于 1.5m。支持结构以及带电金属部件的布置,应尽量模拟运行中的状况。另外还要考虑电容效应对试验结果的影响。

(4) 雾室中的喷雾速率应保持一恒定的均匀流速,而且沿被试品的整个长度和试品周围都能得到均匀的雾的分布。雾微粒的大小都应该控制在自然界雾的微粒尺寸范畴(一般为 2~30μm)以内。

#### 4.5.4 盐雾试验法

盐雾试验法一般表示自然界的沿海污染,也可表示工业污染,如薄层污染受潮的情况。雾的微滴大小及分布应类同于自然界的典型雾。

盐雾试验法的特点:

(1) 试验中在绝缘子的表面上能蒙上一层包含有氯化钠的水溶液的薄膜。

(2) 不需要分别地、一个个地对绝缘子涂抹污染层。

(3) 雾的形成能方便地实现自动化,试验时绝缘子表面的盐分可不断进行补充或者使不均匀的干燥盐层能被均匀地潮湿,所以试验状态易于控制。

(4) 试验所需的设备比其他试验方法要简单。但它需要一个耐腐蚀性的有效密封不使盐雾逸出的房间。

(5) 试验准备时间短,而试验周期相对地较长。

(6) 实验室获得的结果与自然环境中的结果较吻合。

盐雾试验法的盐雾溶液采用氯化钠和自来水按要求的盐



度配制而成,利用压缩空气流使盐溶液雾化,通过喷嘴喷出盐雾。在绝缘子受潮至饱和状态时开始试验。施加电压时先用升降法进行预备性试验,以后再作耐受试验。具体要求如下。

用升降法进行预备性试验。绝缘子在试验盐度下施加某一试验电压持续 20min;如不闪络,则把电压每隔 5min 按 10% 试验电压逐级升高直至闪络。闪络后,重新施加电压并尽可能快地升高至先前得到的闪络电压的 90%,然后每隔 5min 按闪络电压的 5% 逐级升高直至闪络,最后的升压过程应再重复 6 次,每次都是将电压迅速升高至上次得到的闪络电压的 90%,然后每隔 5min 以 5% 的级差逐级升高至闪络。经 8 次闪络后,去雾,用自来水清洗绝缘子,然后尽快进行耐受试验。

完成预备性试验之后,将试品加上一给定的试验电压,开动盐溶液泵和空气压缩机,按规定的不同盐度进行一个系列的试验,如不出现闪络,则每一次试验的持续时间应为 1h。如此进行 3 次连续试验期间没有出现闪络,则认为绝缘子已经耐受住了。如仅出现一次闪络,则应进行第四次试验,并且不再出现闪络则认为绝缘子通过了本试验。

如果试验的目的是为了确定绝缘子所要耐受规定的盐度值,只要:①如任一盐度下的闪络总数达到 2,就不应在相同的或更高的盐度下做进一步的试验。②如耐受总次数达到 3,就不应在相同的或更低的盐度下做进一步的试验。

如果研究的目的是为了测定绝缘子的耐受特性,就应在一给定的试验盐度下测量最大耐受电压或 50% 耐受电压。在测量最大耐受电压时,每次试验应在几个电压水平中选取,这些电压水平中的每一个应大约为下面一个较低值的 1.05 倍。每次试验按规定的程序进行,只要:①如在任一电压下的闪络总次数达到 2,不应在相同的或较高电压水平下做进一步的试验。②如任一电压下的耐受总次数达到 3,不应在相同的或较低电压水平下做进一步的试验。在测量 50% 耐受电压时,绝缘子应在一给定的试验污秽程度下经受至少为 10 次的“有效”的试验,每一次试验时的施加电压水平应按升降法来改变。电压级差应约为预期的 50% 耐受电压的 10%。

#### 4.5.5 固体层法

绝缘子表面的积污虽然组成复杂,随地区而异,但总体上都含有可溶性物质和不溶性物质两大类。在污闪的过程中,不溶性物质的作用是在潮湿气候条件下吸附水分,保持污层受潮湿润;可溶性物质溶于水后决定了污层的电导率。固体层法的试验标准中选用闪络电压最低的氯化钠来模拟污秽物中的可溶性物质,用吸水性强的硅藻土、高岭土、二氯化硅等来模拟污物中的不溶性物质。将这两类物质按一定比例加水调制搅拌,均匀地涂敷在绝缘子表面上,让其干燥后送入人工雾室中受潮,并加以试验电压。

##### 4.5.5.1 污液成分

IEC-507 推荐两种污液的组成。

(1) 硅藻土混合物:100g 硅藻土,10g 高度分散的二氧化硅(颗粒大小为  $2\sim 20\mu\text{m}$ ),1000g 自来水(当自来水的体积电导率高于  $0.05\text{S/m}$  时,推荐使用软化水),适量的商业纯氯化钠。

(2) 高岭土(或砥石粉)混合物:40g 高岭土(或砥石粉),1000g 自来水(当自来水的体积电导率高于  $0.05\text{S/m}$  时,推荐使用软化水),适量的商业纯氯化钠。

试验时在绝缘子涂敷污层的污秽度允许误差为  $\pm 15\%$ ;所期望的体积电导率可通过调整污液中的盐量来达到。

##### 4.5.5.2 染污方法

(1) 喷污法。用喷枪将配制好的污液喷射到以一定速度旋转的绝缘子表面上,喷嘴的方向应调整到使整个绝缘子表面的污层均匀。

(2) 浸涂法。将洗净的绝缘子浸入配好的污液中。

(3) 浇污法。用特制的浇管将绝缘子从上至下浇一遍污液。

(4) 过筛法。把一定比例的污物干粉经很细的筛子筛到已湿的绝缘子表面上。

(5) 涂刷法。根据给定的等值盐密与灰密及绝缘子的表面积计算出每只试品所需的氯化钠和硅藻土量,用精密的天平称出盐重和灰重并混合,加上适当的糊精和水调制,均匀地用毛刷将污液全部涂刷在试品的表面上。

所有这些染污方法在绝缘子的涂覆过程中,都应将污液不断搅拌,而且应使绝缘子表面均匀地覆盖一层污秽,使每只试品上的污秽量都相同。绝缘子上所要求的污秽度可通过几次重复操作来达到。污闪试验前应使污层干燥,在相对湿度不高于 70% 的条件下可以在室温条件下晾干,也可在较高温度下烘干,然后将绝缘子冷却到环境温度。与此同时,还应抽取试品检测其污秽度,是否满足要求。

##### 4.5.5.3 污层受潮方式

在整个试验期间,需不断喷雾使试品受潮。受潮开始时试品温度与雾室温度差应在  $2^\circ\text{C}$  内。应使雾沿试品的全长和试品周围均匀分布,并保持一恒定的均匀流速,而且不应使水分从绝缘子伞缘滴落。在采用蒸汽雾时可测量试品附近不同位置的湿度,当湿度梯度不超过  $1^\circ\text{C/m}$  时就可以认为充分保证了雾的均匀分布。

当干燥的污秽绝缘子送入雾室后受潮过程即开始。如果绝缘子自身的温度低于雾室的温度会出现冷凝,雾室中的水滴受多种力的作用与绝缘子表面相碰撞,绝缘子表面沉积物的吸湿作用、盐分的吸潮作用和分子扩散作用等的综合作用结果,使绝缘子表面上的污层逐渐被湿润。而潮湿程度取决于湿度、温度、绝缘子的热容量、污秽物种类和泄漏电流诸因素。雾和绝缘子表面的温差几乎对上述湿润过程都有影响,污秽物种类的不同(包括灰密的不同)对冷凝、吸湿性和分子扩散过程产生的影响也不同,雾室中湿度的变化将对由吸湿性和分子扩散引起的湿润过程产生强烈影响。作用电压、污秽表面状态和环境参数决定了泄漏电流的大小和波动,受潮绝缘子表面的动态阻抗是雾产生的速度和由泄漏电流产生的干燥速度的函数。随着表面阻抗的动态变化,绝缘子表面的电压分布状况也不断发生变化。

污秽绝缘子的闪络电压值与雾室温度、雾浓度、受潮条件和受潮时间等因素有关。所以使绝缘子受潮的条件应适当选配,应模拟出自然界最严酷的受潮条件,此时闪络电压最低,以此作为绝缘选择的依据。

固体层法试验可用三种不同的方法产生雾:①冷雾。用高压空气强行使水穿过喷嘴而雾化。②冷热混合雾。产生方法同冷雾,但用的是温水;或者由冷雾与蒸汽雾混合产生。③蒸汽雾。把水加热使之汽化而产生雾,它包括蒸汽雾和蒸发雾两种形式。前者用管子将加热器产生的蒸汽喷射到雾室内;后者用敞开的水箱(或热水池)使水沸腾汽化。无论采用哪种雾湿润,都应使绝缘子周围的雾能尽可能地均匀。试验终结时在被试品高度处的雾室温度不应超过  $15^\circ\text{C}$ 。

在国内外一般的大中型雾室中通常使用蒸汽雾,IEC 推荐使用蒸汽雾。日本几个试验室在不同种类雾中的试验结果见图 5.1-72。



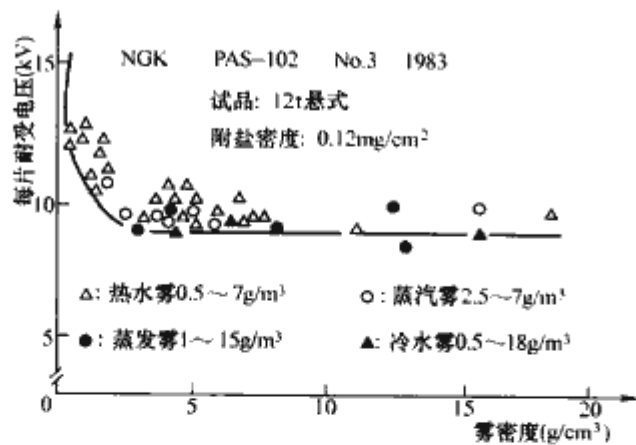


图 5.1-72 不同雾量下的耐受电压

#### 4.5.5.4 试验程序

IEC507 提供两个可供选择的试验程序。其主要差别在于当试验电压施加于试品上时，试品的污层一个是湿的（A 程序），一个是干的（B 程序），见表 5.1-50。

表 5.1-50 试验程序 A 与 B 的比较

程序类别	A	B
污染物	硅藻土、高岭土混合物和盐（NaCl）	高岭土混合物和盐
污秽度表达式	污层电导率或附盐密度	附盐密度
湿润方式	用冷雾或蒸汽雾在带电前开始湿润。输入到雾室中的雾的流速应使污层电导率在雾开始产生后的 20~40min 内达到最大值	用蒸汽雾对已带电试品湿润。雾产生的速度应保持在 $(0.05 \pm 0.01) \text{ kg}/(\text{h} \cdot \text{m}^3)$
施加电压	当试品在雾室中受潮至饱和时或污层电导率达到最大时对试品加上试验电压并维持至闪络，如不出现闪络，则维持 15min	试验电压应维持至闪络，否则应从试验开始维持加压 100min，或是所测量的电流峰值持续下降至低于记录的最大峰值的 70%

#### 4.5.5.5 试验类别及其接受准则

试验类别分升压法闪络试验和恒压法耐受或闪络试验两种。

（1）升压法闪络试验。升压法闪络试验是先使试品的污层充分湿润，然后施加试验电压，以一定的速度升压直至闪络。每只试品闪络 3 次，两次间隔的时间为 1min；同一级污秽量的试品数量应为 3 只；取 3 只试品共 9 次闪络电压的算术平均值作为闪络电压值，而且各次闪络值与平均值之差的绝对值应不大于平均值的 15%。

（2）恒压法耐受或闪络试验。研究的目的是为了测定绝缘子的耐受电压特性，即在给定的污秽度下测定试品的最大耐受电压或 50% 耐受电压（也称 50% 闪络电压）。最大耐受电压是指对给定污秽度的绝缘子进行耐受电压试验，4 次试验中至少有 3 次能耐受住该试验电压。50% 耐受电压是指用升降法获得的某给定污秽度的绝缘子具有 50% 闪络概率的耐受试验电压值，每级电压下的试验用程序 B 进行。以预计的试品耐受电压作为起始电压，每一次试验所施加的电压水平按升降法（耐受升，闪络降）来改变，每级升降电压为起始电压的 10% 左右，绝缘子一共要经受至少为 10 次的多次“有效”的试验。与前一次试验产生的效果不同的第一个试验作为第一个“有效”试验，只有这一次试验和随后的至少 9 次试验才作为有效的试验，并用它们来确定 50% 耐受电压（也称 50% 闪络电压）。其值按式（5.1-55）计算

$$U_{50\%} = \frac{\sum n_i U_i}{N} \quad (5.1-55)$$

式中： $U_i$  为某一施加的电压水平，kV； $n_i$  为在相同施加电

压水平  $U_i$  下进行的试验次数； $N$  为有效试验次数。

#### 4.5.6 其他方法

按污秽物的种类划分，还有甲基纤维素法、水泥污秽法、尘埃法、硅氧细尘法、标准污液法、循环周期法等试验方法。

按施加电压的方式划分，还有等价雾中升压法、平稳升压法、等价雾中突加电压法、恒压法（不同于耐受法的加压方法）等。

按所加电压的性质划分，还有雷电波人工污秽试验法、操作冲击人工污秽试验法，以及对绝缘子先预加交流或直流电压，断开后再施加雷电冲击或操作冲击电压；或者对绝缘子先预加交流或直流电压，然后再直接施加雷电或操作冲击电压的人工污秽试验方法。

上述这些方法还不十分成熟，没有载入国际标准或国家标准。有待进一步开展研究。但其中甲基纤维素法（通常称为湿污法）常被许多试验室采用。此法优点是不需要人工雾室。

甲基纤维素法的污液配方中，除含有一定量的氯化钠、自来水和附着剂外，还含有适量的保水剂，它的作用是使整个试验期间保持污层处于相当湿润的状态而不需人工喷雾。污层也是在试验前用喷涂法或浸污法施加到绝缘子表面上的，当污层完全在湿的状态下即开始试验。加压方式不用升降法。通常用污层电导率来表征污秽度。此种试验方法相当于实际运行的冷合闸情况。

#### 4.5.7 影响人工污秽试验结果的因素

影响人工污秽试验结果的因素有很多，前面讨论过试验电源容量的影响，污秽实验电源的容量要大，或者说电源的特性要硬，否则得到的闪络电压值会偏高。除此之外，还有一些因素也会影响污秽试验结果。

##### 4.5.7.1 绝缘子安装方式

在工程中，绝缘子串有水平、垂直、V 形及 Y 形等多种安装方式，也可能是两种形式的组合。安装方式不同，电弧在绝缘子表面的物理作用就有很大的差别。一般说来，垂直安装方式在试验室内测得的闪络电压要比其他方式低。

##### 4.5.7.2 雾室尺寸的影响

雾室尺寸会影响绝缘子导电端和接地端之间的静电场分布，即存在邻近效应，从而引起长串绝缘子在各试验室得到污闪特性不一致。对于绝缘子的串长和污闪电压是否线性关系的问题仍存在较大争议，多数人认为，只要污秽程度不是很轻，污闪电压和绝缘子的串长关系基本是线性的。

##### 4.5.7.3 电压施加方法的影响

用耐受法试验时，试验电压保持恒定且维持一定时间，比较接近实际运行情况。升压闪络法与实际运行状况差别较大，但大量的对比试验结果表明，用升压法获得的污闪电压值和用耐受法获得的 50% 闪络电压值基本一致，因此升压法不失为一种简单易行且可靠的污秽试验方法，从而在我国得到较普遍的应用。

##### 4.5.7.4 试验方法的影响

不同的模拟试验方法，如固体污层法和盐雾法之间因试验时绝缘子表面湿润速率和污层状况的不同，会明显地引起污闪电压的差异，两者之间很难找出等价关系。不同的试验方法模拟不同的自然污秽条件，盐雾法用于模拟沿海地区的污秽条件，固体污层法用于模拟内陆地区的污秽条件。

##### 4.5.7.5 雾的影响

雾用来湿润绝缘子表面，它的产生方法和状态参数对湿润过程有明显影响。



雾室中的雾是水汽和直径大小不同的水滴的混合物。污秽绝缘子在雾中湿润时，当水的积聚速率超过表面吸水能力时，就会出现冲洗作用，造成污液的流失。虽然它和湿润的方法无关，但水的聚积速度和雾中液态水的含量有关，而且冲洗的快慢和强弱与雾的形式相关。冷雾要比热雾的冲洗作用强，热雾能使污层湿润更均匀。

在冷雾时，绝缘子表面受潮主要是靠碰撞作用，而热雾时，凝结与碰撞都起作用。不同种类的雾对污秽绝缘子表面的湿润过程以及试品表面的湿润状态是不同的，因此采用不同的雾所得到的耐受电压值就会有差别。

4.5.7.6 环境温度的影响

环境温度是指雾室内外的温度，雾室内的温度将影响雾室中雾的参数，即使在雾室中保持蒸汽量恒定，雾的密度也会随环境温度而变化。如果雾室外的温度过高，等于或高于雾室内的温度，绝缘子会失去冷凝受潮的作用，将使污秽绝缘子表面润湿不彻底，从而使耐受电压偏高。如果雾室内外的温差过大，冷凝作用强烈，将会使耐受电压偏低。

4.5.7.7 污秽物种类及分布的影响

绝缘子表面的污秽物一般由可溶物、不溶物组成，几乎所有污秽试验方法都采用食盐来模拟可溶物质，而不溶物质，可采用硅藻土、高岭土、砥石粉、二氧化硅粉末、甲基纤维素等。可溶物的种类对试验结果有很大影响，大量试验表明，NaCl、KCL 等一价盐容易溶于水，对应较低的污闪电压，CaSO<sub>4</sub> 等二价盐不易溶于水，对应较高的污闪电压。自然污秽绝缘子污层中的可溶盐种类是很复杂的，大量的化学分析结果表明，CaSO<sub>4</sub> 等二价盐所占比率较大，以不同比率的 NaCl 和 CaSO<sub>4</sub> 作为可溶物做试验，所得污闪电压都高于仅以 NaCl 为可溶物的试验结果，CaSO<sub>4</sub> 的比率越高，污闪电压也越高。同样等值盐密的自然污秽绝缘子的污闪电压普遍高于人工污秽绝缘子，其原因主要是可溶物质种类的影响。人工污秽试验的可溶物都选用 NaCl，其原因一是实验标准化、规范化的要求，二是实验结果能对应最严酷的自然污秽条件。

不溶物的种类对污闪电压也有影响，用硅藻土和高岭土做对比试验，结果表明高岭土对应较高的污闪电压。灰密的大小对试验有一定的影响，灰密越高，对应的污闪电压越低，但当灰密达 1mg/cm<sup>2</sup> 以上时污闪电压趋于饱和，不再降低。此外，污秽物的分布对试验结果也有一定的影响，当上下表面污秽分布不均匀时，污闪电压较高，分布越不均匀，污闪电压越高，均匀分布时污闪电压最低。

4.6 不同绝缘材料绝缘子的污闪特性

在自然界运行的绝缘子，污秽物质在其表面上的沉积过程非常复杂，如风力大小及风向对污物的沉积有很大影响。一般来说，在绝缘子伞裙的下表面，特别是下表面有棱槽结构的，因为有涡流存在，沉积物较多，所以污物在伞裙表面一般是非均匀分布的。另外，在绝缘子的高场强区（如钢脚附近），因为静电场对气流携带微粒的沉积起明显的作用，通过介质极化过程将微粒吸附，而且高场强处因泄漏电流的热效应又妨碍自然清洗。某些污秽对绝缘子表面起化学侵蚀的作用，也增加了污物的沉积。在不同污源地区及不同的气象条件下，绝缘子的积污条件和积污状况都不同，因此污闪特性也不相同。本节分别给出了不同电压下（交流和直流）不同材料绝缘子的污闪特性，并进行了分析。

4.6.1 几种玻璃和瓷绝缘子的交流污闪特性

为了研究不同结构绝缘子的交流污闪特性，清华大学对

4 种典型的结构形状的悬式瓷绝缘子在较大的盐密范围内 ( $\rho_{\text{ESX}}=0.03\sim0.4\text{mg/cm}^2$ ) 进行了交流人工污秽试验，试品参数和结构形状分别如表 5.1-51 和图 5.1-73 所示。

表 5.1-51 电瓷绝缘子试品的几何参数

试品型号	结构高度 H (cm)	最大盘径 D (cm)	泄漏距离 L (cm)	表面积 S (cm <sup>2</sup> )	等效直径 D (cm)
XS-4.5	14.6	26.0	21.3	1114	13.0
XP-16	15.5	25.4	29.0	1500	13.9
XP3-16	15.5	28.0	35.0	2075	15.6
XWP2-16	15.5	28.0	45.0	2720	16.0

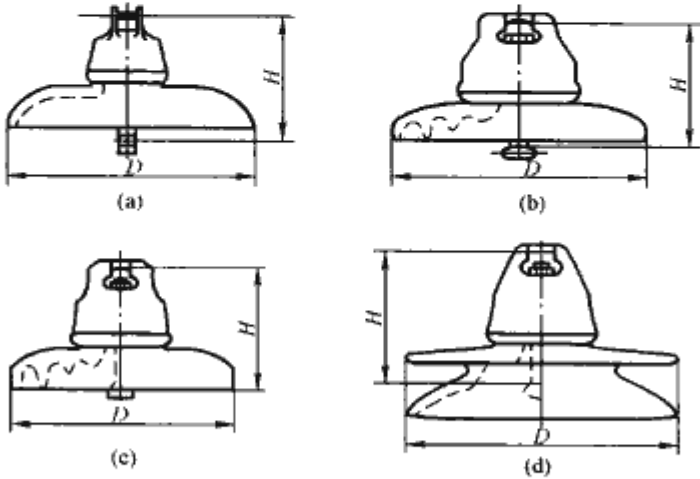


图 5.1-73 电瓷绝缘子的几何形状  
(a) XS-4.5; (b) XP-16; (c) XP3-16; (d) XWP2-16

对以上 4 种悬式绝缘子进行盐密为 0.03mg/cm<sup>2</sup>，0.05mg/cm<sup>2</sup>，0.10mg/cm<sup>2</sup>，0.20mg/cm<sup>2</sup> 和 0.40mg/cm<sup>2</sup> 和灰密为 2.0mg/cm<sup>2</sup> 时的固体污层法试验，试验结果如图 5.1-74 和图 5.1-75 所示。

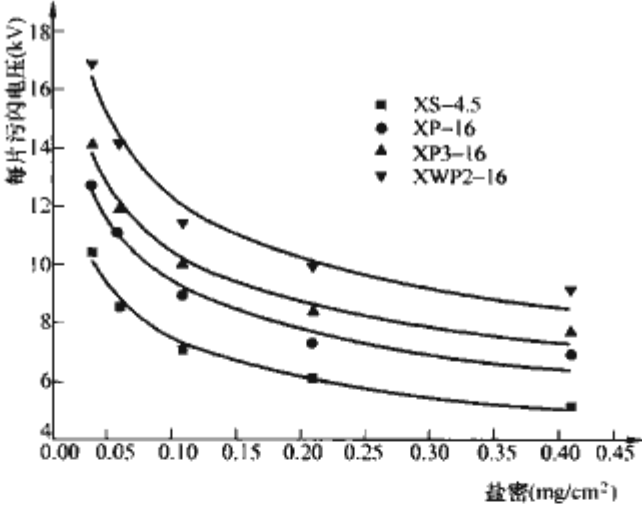


图 5.1-74 常压下悬式瓷绝缘子污闪电压与盐密的关系

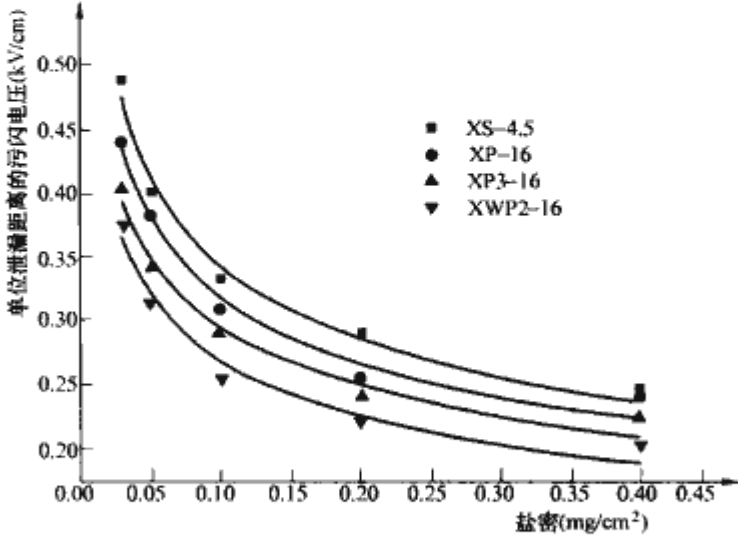


图 5.1-75 常压下悬式瓷绝缘子沿泄漏距离的污闪电压与盐密的关系

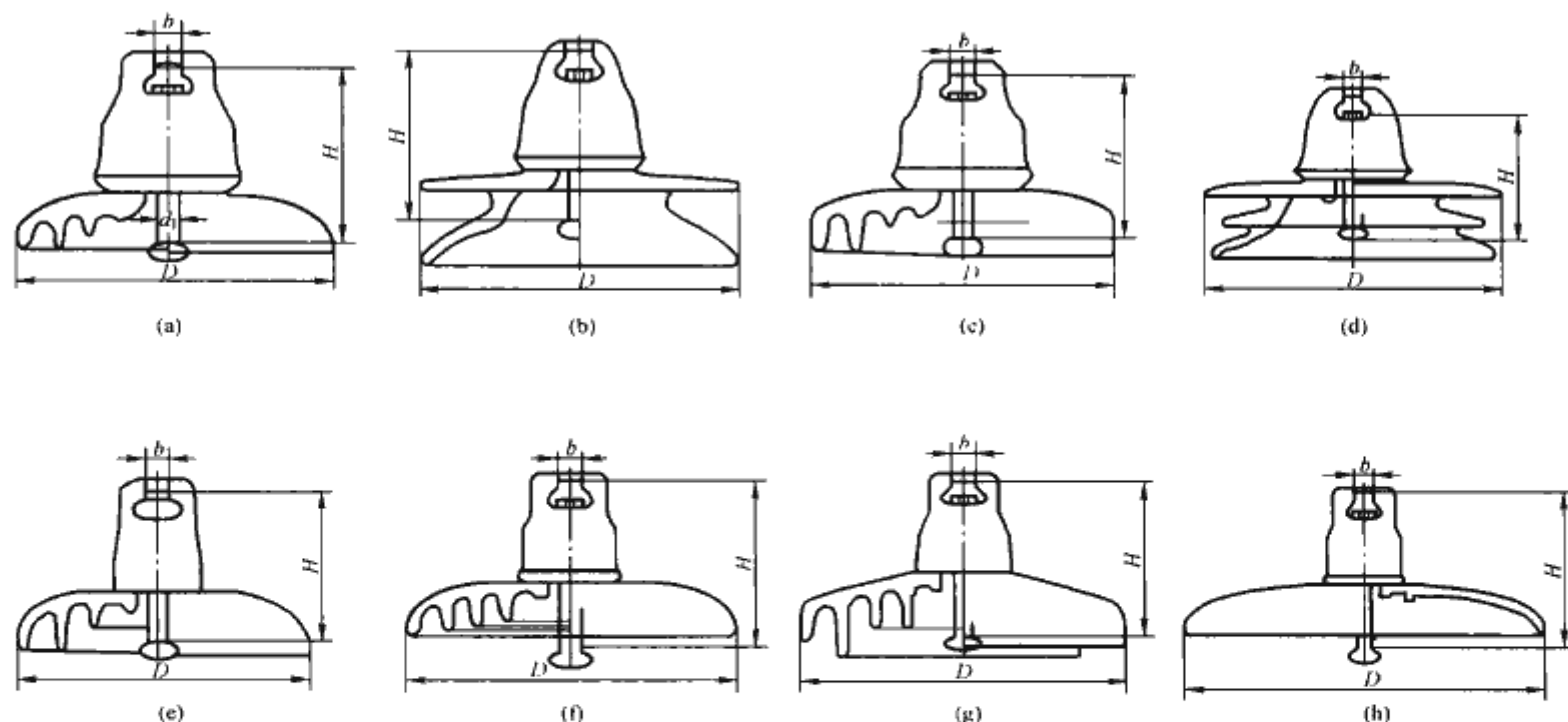


图 5.1-76 电瓷和玻璃绝缘子的几何形状

(a) 1号试品, 电瓷普通型; (b) 2号试品, 电瓷双层伞; (c) 3号试品, 电瓷钟罩型; (d) 4号试品, 电瓷三层伞; (e) 5号试品, 玻璃深棱型; (f) 6号试品, 玻璃密棱型; (g) 7号试品, 玻璃直流型; (h) 8号试品, 玻璃平板型

由图 5.1-74 看出,随着盐密增大,交流污闪电压的降低较少,趋于饱和,不同类型绝缘子的下降趋势基本相同。由图 5.1-75 可以看出随着爬电距离的增大爬电距离的利用率降低。

清华大学在承担西北电网 750kV 输变电关键技术问题研究中,在 4 种海拔条件下,对 8 种不同瓷和玻璃绝缘子的交流污闪特性进行了研究。其中对 4 种不同结构的玻璃绝缘子在常压下的交流污闪特性进行了研究,4 种交流玻璃绝缘子的结构如图 5.1-76 (e)、图 5.1-76 (h) 所示,试品参数如表 5.1-52 所示。4 种玻璃绝缘子常压下不同盐密条件下的交流污闪特性如图 5.1-77 所示。

表 5.1-52 电瓷和玻璃绝缘子试品的几何参数

试品 编号	材料	盘径 (mm)	结构高度 (mm)	爬电距离 (cm)	表面积 (cm <sup>2</sup> )	质量 (kg)	机械强度 (kN)
1	电瓷	280	170	33.2	1730.27	8.5	210
2		300	170	45.9	2784.86	11.5	210
3		320	195	45.9	3025.98	13.5	300
4		340	170	53.0	3627.04	12.1	210
5	玻璃	280	170	40.6	2283.39	7.2	210
6		320	195	49.2	3087.64	10.6	300
7		320	195	49.3	3147.40	11.3	300
8		380	145	36.5	2476.67	6.2	120

虽然试验只是在两种盐密条件下完成的,但是通过幂函数拟合也可以初步说明 4 种玻璃绝缘子的交流污闪特性的优劣。由图 5.1-77 可以看出,5 号、6 号和 8 号绝缘子的交流污闪特性随盐密增加的下降规律基本相同;而 7 号绝缘子的交流污闪电压随盐密的增加下降程度较小,且不同盐密的污闪电压都比其他 3 种玻璃绝缘子的污闪电压高。由此可知,常压下 7 号绝缘子具有较好的交流污闪特性,若在低海拔地区采用玻璃绝缘子,建议采用 7 号绝缘子。

#### 4.6.2 合成绝缘子的交流污闪特性

重庆大学采用升压法对 110kV 的线路合成绝缘子污闪特性进行了详细的研究。试品为 FXBW3-110/70 型大、小伞结构的合成绝缘子 (见图 5.1-78), 试品的结构高度  $H$  为

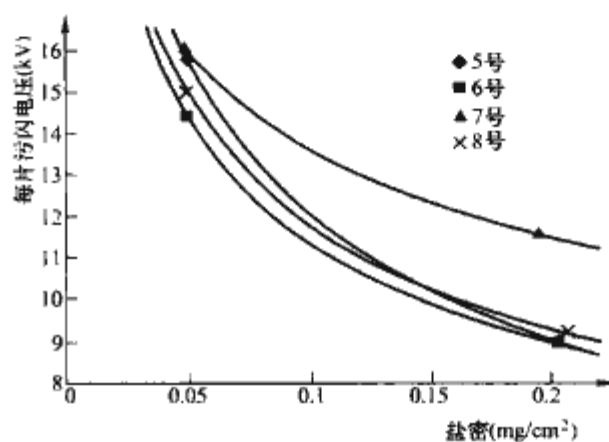


图 5.1-77 常压下悬式玻璃绝缘子  
污闪电压与盐密的关系

1190mm, 最短干弧距离为 1040mm, 爬电距离  $L$  为 3200mm, 大伞直径  $D_1$  为  $\phi 150\text{mm}$ , 小伞直径  $D_2$  为  $\phi 115\text{mm}$ 。试品共 9 只, 分 3 组进行试验。试验采用升压法, 涂污采用浸污法。

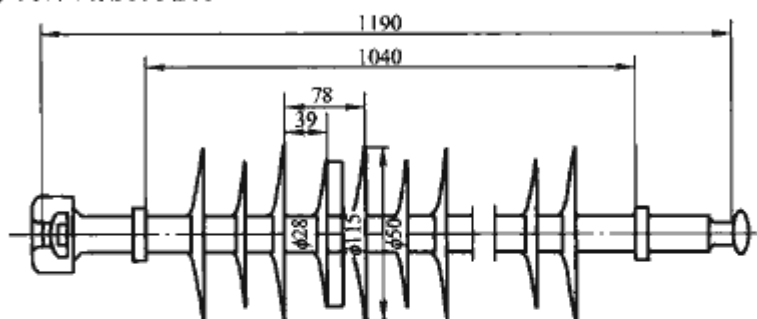


图 5.1-78 110kV 合成绝缘子 (FXBW3-110/70 型)  
结构示意图

重庆大学分别在不同灰密条件下,研究了不同盐密对复合绝缘子交流污闪特性的影响(见图 5.1-79);在不同盐密条件下研究了不同灰密对复合绝缘子交流污闪特性的影响(见图 5.1-80)。

不同灰密  $\rho_{\text{NSDD}}$  下, FXBW3-110/70 型合成绝缘子的污闪电压  $U_f$  均随着  $\rho_{\text{NSDD}}$  的增加而降低, 且其降低的趋势基本一致; 且在不同  $\rho_{\text{NSDD}}$  条件下,  $U_f$  有明显差异, 即  $\rho_{\text{NSDD}}$  对  $U_f$  有明显影响。



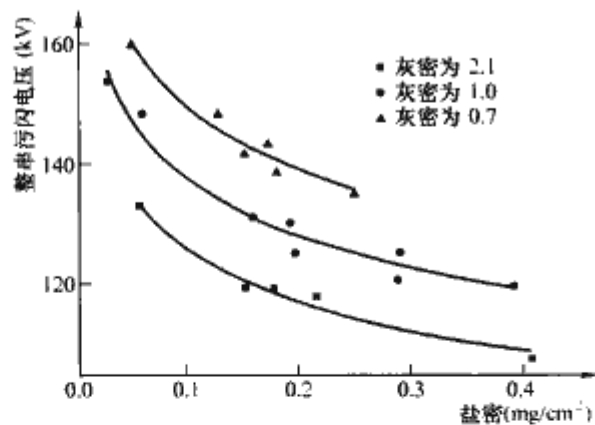


图 5.1-79 不同灰密条件下污闪电压与盐密的关系

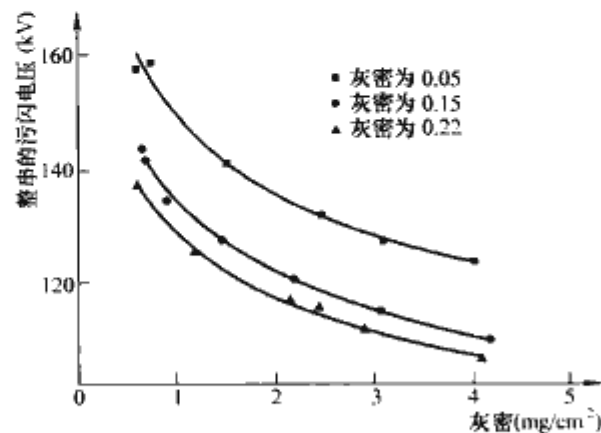


图 5.1-80 不同盐密条件下污闪电压与灰密的关系

由图 5.1-80 可以看出，不同  $\rho_{\text{ESDD}}$  条件下， $U_f$  均随  $\rho_{\text{ESDD}}$  的增加而下降，且其下降的趋势基本一致。

重庆大学对图 5.1-79 和图 5.1-80 的试验结果进行了分析及公式拟合，通过分析认为：

(1) 人工污秽条件下，合成绝缘子的污闪电压是灰密和盐密的函数，且灰密和盐密对污闪电压的影响相互独立。随着盐密或灰密的增加，合成绝缘子的污闪电压按幂函数规律下降。灰密或盐密影响特征指数是与绝缘子结构和材质有关。

(2) 人工污秽条件下，110kV 合成绝缘子的污闪电压可表示为

$$U_f = 110.0 (\rho_{\text{ESDD}})^{-0.106} (\rho_{\text{NSDD}})^{-0.140} \quad (5.1-56)$$

即盐密影响特征指数为 0.106，灰密影响特征指数为 0.140，灰密影响大于盐密。这与瓷绝缘子相反。

#### 4.6.3 几种玻璃和瓷绝缘子的直流污闪特性

为了研究瓷和玻璃绝缘子的直流污闪特性，中国电力科学研究院在常压下，对不同盐密、上下表面污秽均匀分布和上下表面不均匀分布进行了直流污闪试验，并与国外试验数据进行了比较。试验采用升降法，试品参数如表 5.1-53 所示。

表 5.1-53 直流污闪特性研究的试品参数

绝缘子型号	绝缘子种类	结构高度 (mm)	盘径 (mm)	爬电距离 (mm)	表面积 (cm²)
XZP-210	瓷	170	320	545	3670
CA-745		170	320	560	3650
FC210P	玻璃	170	320	550	3720

各试验室得到的试验数据如图 5.1-81 所示。

由图 5.1-81 可以看出，3 个不同实验室得到的试验结果很接近，可以认为是一致的，并且爬电距离基本相同的玻璃绝缘子和瓷绝缘子的直流污闪电压基本相同。

#### 4.6.4 合成绝缘子的直流污闪特性

由于其绝缘材料所特有的憎水性迁移特性，复合绝缘子

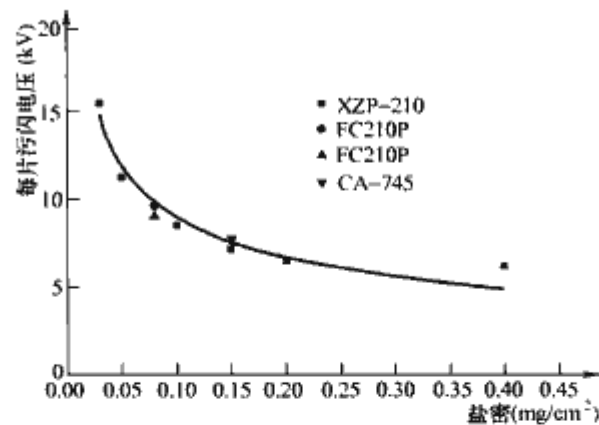


图 5.1-81 灰密为 1.0mg/cm²、均匀污秽条件下绝缘子污闪电压与盐密的关系

在憎水性条件下的污闪电压高于无憎水性状态下的污闪电压。复合绝缘子表面污层的憎水性越强，污闪电压越高。而当绝缘子表面无憎水性时，污闪电压最低。为了模拟复合绝缘子的最危险的运行状态，中国电力科学研究院在复合绝缘子无憎水性时的直流污秽闪络特性进行了试验研究。

试验采用 220kV 和 500kV 的交流复合绝缘子来代替直流复合绝缘子，交流复合绝缘子和直流复合绝缘子在伞套材料上没有差别，伞形和结构上的差别也很小，对于直流污秽试验结果不会产生影响。试验用的复合绝缘子的主要结构参数如表 5.1-54 所示。试验采用升降法，涂污采用定量涂刷法。

表 5.1-54 直流人工污秽试验采用的复合绝缘子的主要结构参数

序号	电压等级 (kV)	结构高度 (mm)	爬电距离 (mm)	伞径 (大/小, mm)
1	220	2240	6460	140/110
2	550	4400	14 000	160/130

图 5.1-82 中将无憎水性复合绝缘子的直流人工污秽试验结果与瓷和玻璃绝缘子的试验结果进行比较 (CA-745 的试验数据来自中国电力科学研究院的试验结果，FC210P 的试验数据来自 IREQ 的试验结果)。同 210kN 的钟罩型瓷绝缘子、玻璃绝缘子相比，在盐密为 0.08mg/cm²、灰密为 0.48mg/cm² 的情况下，复合绝缘子单位结构高度的污闪电压提高的百分比的平均值在 50% 以上。复合绝缘子的爬电距离也远远小于相同绝缘高度的瓷和玻璃绝缘子。

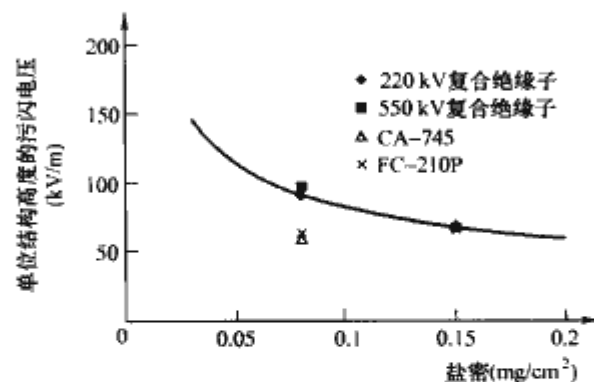


图 5.1-82 无憎水性复合绝缘子人工污秽试验结果

#### 4.7 自然污秽试验绝缘子的污秽闪络问题

在自然界运行的绝缘子，污秽物质在其表面上的沉积过程非常复杂，如风力大小及风向对污物的沉积有很大影响。一般来说，在绝缘子伞裙的下表面，特别是下表面有棱槽结构的，因为有涡流存在，沉积物较多，所以污物在伞裙表面一般是非均匀分布的。另外，在绝缘子的高场强区（如钢脚



附近),因为静电场对气流携带微粒的沉积起明显的作用,通过介质极化过程将微粒吸附,而且高场强处因泄漏电流的热效应又妨碍自然清洗。某些污秽对绝缘子表面瓷釉起化学侵蚀的作用,也增加了污物的沉积。在不同污染源地区及不同的气象条件下,绝缘子的积污条件和积污状况都不同,因此污闪特性也不相同。人工污秽试验不可能对复杂的自然条件都作出细致模拟,为了对具体的实际污秽情况有更明确的了解,有必要对绝缘子进行自然污秽试验。

自然污秽试验是指在工业污区或盐污区架设专门的试验段或建立自然污秽试验站,或直接利用污区的运行线路做试验线路,让绝缘子在运行电压和自然条件下受到污染和湿润,测量这些绝缘子的积污状况、泄漏电流以及闪络电压等多种参数,从而比较、判断各类绝缘子的耐污闪能力。由于这种方法在污源特征、积污过程、潮湿来源、湿润方式及电压作用等方面都能完全反映实际情况,所以试验结果最真实、最直接地表明绝缘子在实际运行条件下的特性,因而该试验方法有重要的地位。对自然污秽绝缘子特性研究,国内外都普遍重视。英国、德国开展得比较早,尔后美国、法国、日本、比利时、荷兰及瑞典等国也都建立了自然污秽试验站或试验线段。我国的自然污秽试验站最早主要建在华北及东北等地区。

虽然自然污秽试验方法在对污秽外绝缘的设计、安全运行、防污措施、维护方式以及新型绝缘子产品的设计定型等方面都起着重要作用,但它本身仍有局限性:①试验条件难以控制,如污秽量、潮湿方式等;②现场的试验条件有局限性,自然污秽条件千差万别,在一个点上获得的实验结果很难代表其他地区,因而其试验结果的普遍性受到了限制;③试品数量有限;④试验结果分散性大,重复性差;⑤试验周期长,难以在较短时间内获得可靠结果;⑥不使用此种方法仔细研究污秽闪络机理。所以一方面是通过现场试验线路或试验站取得试验研究数据,另一方面也不能忽视人工污秽试验,只有综合分析两者的试验结果,才能得到较完整的污秽绝缘特性。

#### 4.8 试验线路(段)或试验架

在进行超、特高压重要输电线路的设计阶段,若条件允许,宜建立试验线路(段),直接进行绝缘子的自然污秽试验及其他研究项目,也可利用运行的线路或备用线路进行。试验线路(段)必须有足够的长度,以便了解沿线路走廊所处地区的污秽环境、气象条件等因素对绝缘子的电气特性的影响。

自然污秽试验站内应建有试验架,绝缘子被装设在试验架上。

进行自然污秽试验研究,应对绝缘子长期施加运行电压,应装备能自动记录绝缘子发生闪络及泄漏电流的仪器设备,同时还要记录下发生闪络时的气象条件等。通过定期检测,掌握绝缘子在自然条件下的积污、湿润、自清洗情况以及在运行电压下的闪络次数,以便评定各类绝缘子的运行特性。

国内外有多座不同规模的自然污秽试验站坚持进行着长期试验研究。如日本碍子株式会社的 Chita 自然污秽试验站,其工频变压器的电压为 46.5/25/6.6kV,以悬式绝缘子、套管、半导体釉绝缘子和合成绝缘子为试验对象。英国的 1500kV 布赖顿绝缘子自然污秽试验站,其试验变压器为 900kV(单相)/ $3 \times 10^3$ kVA,短路电流在最大电压下可输出 30A 以上。试品有高压线路绝缘子、支柱绝缘子、合成

绝缘子等。德国在 1968 年建成曼海姆弗利任海姆岛户外试验装置,试验变压器输出电压为 150kV,曾在 1969 年 12 月至 1971 年 2 月期间对各种结构形状的高压长棒型绝缘子进行了自然污秽条件下的绝缘性能试验。1964 年美国建成太平洋煤气及电气公司莫司伦迁户外超高压试验站,其高压电源为 700kV,在 1971 年 5 月至 1974 年三年半的时间内曾对 500kV 的电站支柱绝缘子进行了自然污秽试验。

国内近几年也相继建立了一些自然污秽试验站,如东北、华东、华北、西北等地,东北地区曾先后建立了 7 座自然污秽试验站,国内第一座 500kV 自然污秽试验站建在辽宁省营口市,站内有 66kV、220kV 和 500kV 三个电压等级的试品区,其中 220kV 和 500kV 试品区配置可调压电源,设有微机在线数据采集系统和气象参数测量系统,是研究高压设备外绝缘的重要基地。

#### 4.9 自然污秽绝缘子的实验室试验

为了对比人工污秽与自然污秽试验结果,并把它有机地结合起来,将自然污秽绝缘子送到人工污秽实验室进行试验是一种较好的方法。它除了污秽物成分、染污方式与人工污秽试品不同外,其他如所使用的试验设备、受潮方式等均相同。

自然污秽绝缘子试品有 3 个来源:①根据预定的研究目的将悬挂在试验线路(段)或自然污秽试验站中的绝缘子按周期拆下送往实验室;②从运行系统因某种原因更换下来的绝缘子;③发生过污秽事故的绝缘子。试品在摘取、包装、运输时都需十分小心,尽量将积污完整地保存下来。

对自然污秽绝缘子施加电压的方式一般采用升压法或者是先耐受后闪络的方法。因为通常的耐受试验需要大量的污染状况相同的试品,而从运行系统中取下的绝缘子数量有限,所以只能采用从有限绝缘子中获得较多试验数据的方法来进行试验。

自然污秽绝缘子在人工雾室中可达到饱和受潮状态,能模拟出自然界中最严酷的受潮条件。实验结果能对外绝缘设计以及评价运行绝缘子耐污闪的安全余度给出有价值的数值。由于每支绝缘子的安装位置或在长串(或长棒)中部位的不同,因此各个试品上自然积污的状态及严重程度彼此不同,使得每支试品与其他试品都不一样,此外由于试品数量较少,试验结果的分散性颇大,很难获得具有统计意义的实验数据。

#### 4.10 人工污秽与自然污秽试验的等价性问题

同样盐密的自然污秽绝缘子的污闪电压和人工污秽绝缘子的污闪电压是不一致的,同样盐密的自然污秽绝缘子的污闪电压的分散性较大,一般都远高于人工污秽试品的污闪电压。其不等价的原因是下述各因素引起的。最重要的原因是盐的种类的影响,人工污秽试验用的可溶物质是 NaCl,而自然污秽中含有多种盐类,既有易溶于水的一价盐如 NaCl,还有不易溶于水的二价盐如  $\text{CaSO}_4$  等,在盐密的测量中由于用水量比较多, $\text{CaSO}_4$  等盐类的溶解度较大,对盐密的测量值有较大贡献。然而实际上绝缘子即使在饱和受潮状态,其表面能附着的水分也是很少的, $\text{CaSO}_4$  这类难溶于水的二价盐在微量水中的溶解度很小,对污层电导率的增加贡献很小。因此二价盐的含量越高,在同样等值盐密的前提下,其污闪电压就越高。

此外污层分布状况对等价性也有影响,人工污秽绝缘子的污层分布是均匀的,而自然污秽绝缘子的污层分布是不均



续表

种 类	具 体 措 施
针对潮湿,保持绝缘子表面干燥(防止绝缘子表面产生导电水膜)	(1) 电站设备装设在户内,户内附加通风防潮装置 (2) 涂憎水性涂料 1) 涂硅油、硅脂 2) 涂地蜡 3) 涂室温硫化硅橡胶(RTV) (3) 加装辅助伞裙 (4) 采用半导体釉绝缘子 (5) 采用复合绝缘子
针对作用电压,加强绝缘,限制绝缘子泄漏电流	(1) 增加绝缘子的爬距 (2) 改善绝缘子的结构、材料(采用防污型绝缘子或合成绝缘子) (3) 加装辅助伞裙

匀的,特别是伞裙上下表面的污秽度有明显差别,大量试验表明,均匀污秽对应最低的污闪电压,污秽分布越不均匀对应的污闪电压就越高。

由大量的研究得知,自然污秽绝缘子在雾室中的污闪电压与它在系统中闪络时的工作电压有较好的等价性,所以应该积极开展自然污秽绝缘子在实验室中的试验研究。

综上所述,人工污秽试验中代表污秽度的盐密,和对自然污秽绝缘子测出的盐密是不同的概念,因为两个盐密值不等价,所以两类绝缘子的污闪电压就不可能等价。如何解决等价性问题有两种思路,一是对自然污秽的可溶盐种类进行分析,分析出二价盐所占比例;此外再根据上下表面不均匀情况进行修正,将对自然污秽绝缘子实测出的盐密修正为等效盐密,就可用人工污秽绝缘子的试验结果估算污闪电压。另一种思路是改进人工污秽试验方法,所选用的可溶盐类要尽可能接近所研究地区的自然污秽情况,污秽的分布也采用不均匀分布,使其接近实际运行情况,这样获得的试验结果接近自然污秽绝缘子的污闪试验结果,此方法的缺点是试验烦琐,试验结果仅符合特定地区,不带有普遍性。关于人工污秽和自然污秽的等价问题仍在探索之中。

#### 4.11 防污闪措施

多年来广大科技工作者对防污闪问题做了很多研究,电力运行部门也采取了很多防污闪措施,但是污闪事故仍时有发生,说明防污闪问题是一个难度非常大的科学问题,还需我们做出不懈的努力。

在电力系统中,造成电力设备发生污闪的原因是相当复杂的。它涉及电力设备外绝缘本身的耐污闪的能力、当地的气象条件、环境的污染状况、现场运行维护管理水平,以及设备的制造质量、安装水平等许多因素。因此,防治污闪是个需综合治理的复杂问题。

绝缘子表面受到污染和绝缘子表面的污染物被湿润,是使绝缘子发生闪络的两个必备条件,缺少之中的任何一个条件,都可使污闪事故不发生。因此,针对任何一个因素采取对策,都可以达到防止污闪的目的。表 5.1-55 列举了国内、外防止污闪的主要方法。

表 5.1-55 国内、外防止污闪的主要方法

种 类	具 体 措 施
针对脏污,保持绝缘子清洁	(1) 根治污染源。科学治理三废,加强环境保护 (2) 避开污染源 1) 输电线路绕过污区 2) 不在污区内建立电站 3) 把电站设备装设在户内 4) 采用 SF <sub>6</sub> 组合电器 (3) 净化 1) 绝缘子自洁 a. 绝缘子表面采用光滑不易积灰的瓷釉 b. 采用空气动力型结构的防尘型绝缘子,使绝缘子有较好的风雨自清洗能力 2) 清扫 c. 停电清扫——人工清扫污物 d. 带电清扫——通过操作杆、机械手操作毛刷清扫或通过带电作业将悬式绝缘子从横担脱离,降至地面清扫 3) 气吹清扫——通过电动工具喷出压缩空气和锯木屑摩擦清扫 4) 水冲洗 a. 停电水冲洗 b. 带电水冲洗 通过人工操作移动式设备冲洗或通过固定式设备自动冲洗

电力部门总结现场多年来采用的防污闪方法,主要有以下 3 种措施,即加强绝缘,加强清扫和涂防污闪涂料,简称“爬(爬距)、扫、涂”,这些都是积数十年经验并被实践证明是行之有效的方法。它们各有优缺点及一定的适用范围,3 条措施不是排他性的,而是互为补充,相辅相成。

我国幅员辽阔,各地区地理环境、气象条件、污染源状况都不尽相同,各地防污闪的经验和措施也不完全一样。各地区必须根据本地区的具体情况,因地制宜,从安全、有效、经济、可行等方面作经济技术比较后,合理选择使用。

##### 4.11.1 半导体釉

提出半导体釉绝缘子的概念已有数十年的历史,日本、欧洲和我国都研制出多种配方的半导体釉绝缘子,在绝缘子的制造过程中,在瓷釉里添加某种物质(早期是氧化铁、氧化钛,现在是氧化锑、氧化锡等),使瓷釉的绝缘电阻率降低,处于绝缘体和导体之间,一般为  $10^5 \sim 10^9 \Omega \cdot \text{cm}$ ,称为半导体釉绝缘子。由于性能不稳定、使用寿命短等问题,使用并不广泛。然而人们并没有放弃努力,随着技术和工艺的进步,半导体釉绝缘子有可能成为防污闪的一条重要措施。

半导体釉主要有两个作用:

(1) 对绝缘子串起均压的作用。利用半导体釉使绝缘子表面绝缘电阻降低(每片悬式绝缘子的绝缘电阻约为  $10 \sim 30 \text{M}\Omega$ ),由于它的阻抗比容抗少很多,对绝缘子串的电压分布起主导作用。按表面电阻分布保持着电压均匀分布,减少了因分布电容使绝缘子串电压分布不均匀的影响。

(2) 半导体釉层绝缘电阻较低,在运行电压下,因半导体釉层流过较大的泄漏电流,它不断产生焦耳热效应。保持着绝缘子表面温度比环境温度高出  $3 \sim 5^\circ\text{C}$ ,这一定的温差防止了大气中的露、雾等水分凝结在瓷的表面上,使绝缘子表面保持干燥,避免出现污闪所需要的湿润条件,因此半导体釉绝缘子具有比普通绝缘子更高的耐污闪性能。

从国内外的运行经验来看,半导体釉绝缘子对防污闪有明显的效果。但是,在运行几年后,釉层将发生老化,寿命不长。这主要是由于它长期流过较大的泄漏电流,釉层老化,釉层电阻增加,失去了防污闪的作用。

国外也有报道,锡、锑氧化物半导体釉经实验室试验及 18 年运行验证,证明它不会出现腐蚀和老化。

因半导体釉绝缘子长期有泄漏电流沿面流过,电能损失问题不能忽略。

##### 4.11.2 憎水涂料

在 20 世纪 60 年代初,华东、山东和华北等电力试验研究所就采用了硅油、硅脂和地蜡等有机材料作防污闪涂料,并取得较好的使用效果。80 年代中清华大学研制出 RTV 防



污闪憎水长效涂料,并积极在电力部门推广应用,受到使用部门的欢迎。该涂料已成为我国防污闪的一项重要技术措施。

硅油涂料的特点是有效期稳定、安全可靠、无不良后果、涂敷方法比较简单、容易实施,缺点是有效期较短,不到一年。

硅脂的有效期比硅油长,缺点是清除困难,重新涂敷的工作量大。

地蜡会产生裂纹,长期使用的效果不好,重新涂敷的工作量大。

RTV 防污闪憎水长效涂料的耐污闪能力强、使用寿命长,有效期可达数年,在我国该涂料的最长使用寿命已达 18 年,它已成为上述三种涂料的更新换代产品,已在我国大面积推广使用。

## 5 特殊环境条件下的绝缘子电气特性

### 5.1 特殊环境条件的范畴

我国特殊的地理气候环境,有别于大多数发达国家,尤其是高海拔、覆冰、污秽、酸雨(雾)等环境因素对输电线路绝缘子构成了严重威胁。特殊环境条件是有别于普通环境的气象条件,对于输电线路外绝缘,是相对于绝缘子选择一般要求的普通大气环境而言,高海拔、覆冰、酸雨(雾)、污秽等因素构成的复杂环境条件。而由于特殊的地理气象环境和严重的污秽影响,使得我国输电线路外绝缘的设计必须综合考虑这些特殊环境条件单一作用或综合作用。随着“西电东送”和特高压交直流输电线路的兴建,对这些复杂环境条件下的绝缘子电气特性的研究显得尤为迫切。

由于试验条件的制约,国内大多研究机构对高海拔、覆冰、污秽、酸雨(雾)等条件下的输电线路绝缘子性能无法展开研究,重庆大学依托国内外先进的人工气候室和电源及测试设备深入开展了这些环境因素单一或综合作用下的研究。根据重庆大学和清华大学多年来所承担的国家自然科学基金项目、西电东送重大工程、青藏铁路电气工程、云广特高压直流输电工程、贵广超高压直流输电工程等科研项目的研究成果,结合国内外其他研究机构的研究结果,对在高海拔、覆冰、污秽、酸雨(雾)等复杂环境条件单一作用和综合作用下的输电线路绝缘子试验方法、试验结果、放电机理,以及复杂环境条件下输电线路绝缘子的选择方法等进行了归纳总结,为我国西电东送、特高压交直流输电工程中的绝缘子设计和运行提供技术依据和技术支撑以及相关的理论依据。

### 5.2 特殊环境对外绝缘的危害

我国领土辽阔,地貌类型多样,山多而高,地势东高西低,海拔超过 1000m 的高海拔地区超过国土总面积的 2/3。在这些高海拔地区,有相当一部分地区植被较好,空气清洁,污秽程度一般较轻,且在外绝缘选择时已考虑了高海拔的影响,因而污闪问题并不突出,但随着近些年来“西部大开发”战略的进展,能源矿产资源的大力开发,在城市近郊、厂矿企业附近污秽日趋严重,且西部地区内陆盐湖较多,盐湖周边的污染也不容忽视,如海拔 1500m 的兰州地区、1800m 的云南地区、2000m 的西宁地区及 2800m 的格尔木地区污闪事故时有报道。

覆冰是威胁我国输电线路绝缘子电气特性的又一重要因素,由于特殊的地理气候环境,我国是世界上输电线路冰害

严重的国家之一,每年的冬季和初春,由于冷、暖空气交汇在华中、西南地区常出现大面积的雨淞、混合淞覆冰,而在北方和高山地区也常会出现覆雪、雾淞等现象。绝缘子(串)覆冰后,电压分布畸变,泄漏距离缩短,电气强度降低,2004 年底至 2005 年初,华中电网(含川渝电网)大面积的覆冰事故造成多条超高压交直流输电线路绝缘子闪络跳闸,导致了严重的社会经济损失。

随着工农业的发展,在城市附近和化工厂地区,大气中的  $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_2$  等电离气体和相应的酸类生成物,通过水气的凝结和降水过程将形成酸雨、酸雾、酸露等湿沉降物,使绝缘子表面污层湿润后的导电性能显著增加,从而有利于沿面放电的产生和发展;在乡村地区,由于化肥的释放加剧了空气的污染,加之工业污秽飘尘的作用,也容易形成酸性湿沉降。在 20 世纪 90 年代以前,我国 pH 值低于 5 的降水基本上是出现在长江以南,但近几年来,酸雨区面积已达到国土面积的 1/3。湿沉降的酸化使得雨、雾、露水等的电导率增大,造成雨闪和污闪电压均有不同程度的下降。

### 5.3 高海拔地区绝缘子的污秽闪络问题

在我国西部,海拔在 1000m 以上的地区约占全国总面积的 60%。该地区空气稀薄,气压较低,昼夜温差大,电器设备的外绝缘强度下降,绝缘子的劣化率较高,常发生一些电气绝缘事故。本部分对高海拔地区绝缘子的污秽闪络问题进行详细的分析说明,首先对高海拔气体性质作一简单介绍。大气是由多种气体、水和固体杂质组成的。干洁空气是不含水分、尘埃和其他杂质的空气,含有水气的空气则称为湿空气,干洁空气和湿空气都可以看成是理想气体。在通常的大气温度和压强下,干空气及未饱和的湿空气都十分接近于理想气体,因此,干空气和湿空气仍满足气体状态方程。

干空气的状态方程为

$$p_d = \rho_d R_d T_d \quad (5.1-57)$$

式中:  $p_d$  为干空气所产生的气压, kPa;  $\rho_d$  为干空气的密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $T_d$  为干空气的绝对温度, K;  $R_d$  为干空气的比气体常数,可以用  $R^*$  [理想气体普朗克常量,其值为  $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ] 和  $\mu_d$  (干空气摩尔质量,  $28.97 \text{ g}/\text{mol}$ ) 表示为

$$R_d = \frac{R^*}{\mu_d} = 0.287 \text{ J}/(\text{g} \cdot \text{K}) \quad (5.1-58)$$

实际空气中是含有水分的,因此湿空气的状态方程为

$$p = p_d + p_w = \rho R T \quad (5.1-59)$$

式中:  $p_w$  为水汽压强, kPa;  $\rho$  为含有水汽的湿空气密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $R$  为湿空气的比气体常数,  $\text{J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ;  $T$  为空气绝对温度, K。

水汽的气体状态方程为

$$p_w = \rho_w R_w T = \frac{M_w R_w T}{V} \quad (5.1-60)$$

式中:  $R_w$  为水汽的比气体常数,  $R_w = \frac{R^*}{\mu_w} = 0.4615 \text{ J}/(\text{g} \cdot \text{K})$ , 其中  $\mu_w$  为水的摩尔质量,  $\mu_w = 18.053 \text{ g}/\text{mol}$ ;  $M_w$  为体积  $V(\text{m}^3)$  内水汽质量, kg。

绝对湿度定义为

$$h_a = \frac{M_w}{V} \quad (5.1-61)$$

因此,式(5.1-60)可写成

$$p_w = 0.4615 h_a T \quad (5.1-62)$$

由式(5.1-57)、式(5.1-59)可得



$$\rho_d = \frac{p - p_w}{R_d T} \quad (5.1-63)$$

$$\rho_w = \frac{p_w}{R_w T} \quad (5.1-64)$$

将式(5.1-63)、式(5.1-64)代入湿空气密度公式可得

$$\rho = \rho_d + \rho_w = \frac{p - p_w}{R_d T} + \frac{p_w}{R_w T} \quad (5.1-65)$$

由式(5.1-62)、式(5.1-65)可解得湿空气的气压为

$$p = R_d T \rho + (R_w - R_d) T h_a = (273 + t) \times [R_d \rho + (R_w - R_d) h_a] \quad (5.1-66)$$

$$\begin{aligned} p &= (273 + t) \times [R_d \rho_d \rho / \rho_d + (R_w - R_d) h_a] \\ &= 343.8122 \times (273 + t) \times (\delta + 5.0737 \times 10^{-4} h_a) \end{aligned} \quad (5.1-67)$$

式中:  $t$  为环境温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $\delta$  为空气的相对密度,  $\delta = \rho / \rho_d = \delta_d + h_a / \rho_d$ ;  $\delta_d$  为干空气相对密度。则

$$p = 343.8 \times (273 + t) \times (\delta_d + 1.3395 \times 10^{-3} h_a) \quad (5.1-68)$$

标准参考大气条件下的干空气相对密度  $\delta_{d,0} = 99.085\%$ , 水汽在此条件下约为  $0.915\%$ 。因此,

$$p / p_0 = 3.394 \times 10^{-3} \times (273 + t) \times (\delta_d + 1.3395 \times 10^{-3} h_a) \quad (5.1-69)$$

式中:  $p_0$  为标准大气压,  $p_0 = 101.3 \text{ kPa}$ 。

由式(5.1-69)可知, 未饱和前湿空气的气压  $p$  是温度  $t$ 、干空气相对密度  $\delta_d$  和绝对湿度  $h_a$  三者的函数。3 个大气参数之中的任何一个变化时, 都会引起气压  $p$  的变化, 气压综合反映了 3 个大气基本参数的变化。

根据国内外大量的统计资料可知海拔与平均气压之间满足以下关系, 即

$$p / p_0 = (1 - H / 45.1)^{5.36} \quad (5.1-70)$$

$$H = 45.1 \times \left[ 1 - \left( \frac{p}{p_0} \right)^{\frac{1}{5.36}} \right] \quad (5.1-71)$$

式中:  $H$  为海拔,  $\text{km}$ 。

这样, 气压的变化也可以反映海拔的变化, 因此用气压的变化模拟海拔的变化是可行的。

### 5.3.1 高海拔对绝缘子污秽放电影响机理

世界上发达国家主要在平原地区, 很少遇到高海拔问题, 由于地理条件的原因, 高海拔地区的染污放电问题对于大部分发达国家来说并不是主要关心的问题, 因此, 在此领域所做研究很少, 只有苏联、日本、加拿大、瑞典等国曾做过一些高海拔外绝缘污闪特性问题的研究。

从 20 世纪 80 年代开始, 我国对绝缘子污闪电压随气压或海拔的变化规律进行了较深入研究, 相对其他国家而言我国在此领域所做试验研究较多, 处于比较先进的水平, 对模型、实际绝缘子在不同气压下的染污放电特性做了比较多的试验工作。

普遍结论认为: 随气压降低, 染污绝缘子的直流和交流闪络电压都会降低, 污闪电压与气压  $p$  之间呈非线性关系, 可以用式(5.1-72)表示为

$$U = U_0 \left( \frac{p}{p_0} \right)^n \quad (5.1-72)$$

式中:  $U_0$  为常压  $p_0$  时的污闪电压;  $n$  为下降指数,  $n$  的大小反映气压对于污闪电压的影响程度。这种方法简明直观, 便于进行工程设计。

清华大学是我国最早涉及高海拔低气压条件下绝缘子污闪特性领域的研究工作。通过对四种小吨位悬式绝缘子在  $0.101 \sim 0.48 \text{ MPa}$  气压下的交流人工污秽试验, 得出下降指数  $n$  值和绝缘子的几何形状和污秽程度都有关系, 防污型绝

缘子的下降指数  $n$  值不见得比普通型的下降指数  $n$  值大。认为污闪电压随气压的下降而降低的原因是污层表面局部电弧伏安特性呈下降趋势、交流电弧恢复条件容易得到满足以及电弧弧径增大使剩余污层表面电阻减小这三方面原因综合作用的结果。

清华大学也研究高海拔、低气压条件下的直流污闪特性, 通过对几种小吨位直流型悬式绝缘子在  $0.101 \sim 0.48 \text{ MPa}$  气压下的直流污闪试验, 得出的下降指数  $n$  值除个别一个点外, 其余的都在  $0.12 \sim 0.34$  的变化范围内, 比交流污闪试验获得的下降指数  $n$  值明显要小。绝缘子的型号或盐密不同时, 下降指数  $n$  值不同, 看不出下降指数  $n$  值与盐密及绝缘子形状之间存在何种有规律的关系。

重庆大学对几种悬式绝缘子和支柱绝缘子在气压为  $99.3 \sim 62.4 \text{ kPa}$  下进行了直流污闪试验, 在直流负极性电压下, 悬式绝缘子的下降指数  $n$  值大部分在  $0.14 \sim 0.31$  之间变化, 平均值在  $0.2$  左右, 与清华大学的试验结果很接近。得出的支柱绝缘子的下降指数  $n$  值相对悬式绝缘子大, 主要原因是局部电弧的发展、桥接现象的产生与绝缘子的结构有很大的关系。

清华大学的周军博士通过大量的数学推导及试验数据的验证, 认为污闪电压与海拔呈线性关系

$$\frac{U}{U_0} = 1 - k_1 H \quad (5.1-73)$$

从物理意义的角度来讲, 从式(5.1-73)中可以看出, 海拔每升高  $1 \text{ km}$ , 污闪电压就下降  $k_1$  倍。例如  $k_1 = 0.07$ , 那么我们就可以说, 海拔每升高  $1 \text{ km}$ , 闪络电压就要下降  $7\%$ 。 $k_1$  能简单明了地表示出随海拔的升高污闪电压的下降程度。而传统的闪络电压与气压之间的非线性关系, 下降指数  $n$  的数值的大小可以表示出闪络电压随海拔的下降程度, 但是  $n$  本身物理意义无法清晰的直接表述。对工程设计而言, 污闪电压和海拔线性关系式使用起来更方便, 而且下降斜率  $k_1$  有明确的物理意义, 能更明显的表示出海拔对污闪电压的影响, 因此在高海拔区绝缘子外绝缘设计中建议推广使用。

关于海拔或气压对污闪电压影响的机理问题, 国内外都对此问题研究较少, 清华大学黄超锋博士对此问题作了一些研究, 他从简单平板染污模型着手, 提出气压对污闪电压影响的机理主要是由电弧特性的差异造成的; 认为交、直流电压所造成下降指数  $n$  值的差异是实现污闪所需条件不同造成的, 实现直流污闪只需满足电弧的发展条件; 实现交流污闪除需满足电弧的发展条件外, 还需满足交流电弧的恢复条件, 气压越低, 交流电弧的恢复条件越容易满足, 两种因素共同作用, 使得气压对交流污闪电压的影响更大。通过在伞裙之间加装隔板的试验, 证明了绝缘子形状对下降指数  $n$  值的影响主要是由于伞裙间的弧络现象造成的, 在低气压条件下局部电弧容易上飘, 容易在不够大的伞棱间弧络, 从而造成污闪电压的进一步下降。文献认为 Na 原子在低气压下对电弧的污染加重, 也是使得电弧的伏安特性进一步降低原因。

### 5.3.2 高海拔污秽条件下试验方法

为防止污闪事故的发生, 人们需要对污闪放电现象、污闪特性、污闪规律以及绝缘子的耐污闪能力有清楚和深刻的了解, 为此需通过各种可能的方法去研究和认识这些问题。

研究高海拔地区绝缘子耐污闪能力, 有两种方法:

(1) 建立自然污秽试验站, 可以测取绝缘子的积污状况, 确定绝缘子的耐污性能, 对各种绝缘子进行筛选。自然



污秽试验站要建在有代表性的严重污秽地区,有独立的电源及较大的试验架构。在自然污秽试验站便于对绝缘子的积污规律和污闪放电现象作出细致的观察和分析,也便于对不同形状绝缘子的耐污闪特性作出比较。此法的优点是接近真实情况,能反映绝缘子的自清洗能力,缺点是时间长,且需至少在4个不同海拔有自然污秽试验站,费用较大。

(2)建人工污秽低气压试验室,可以在可控气压下进行人工污秽试验,确定绝缘子的耐污性能,此法与一般人工污秽试验方法有相同的优缺点。它能方便地模拟出脏污、饱和受潮和低气压的条件,试验室内的环境条件可灵活调控,能模拟出自然界最严酷的环境条件,而且试验结果有很好的重复性、再现性和等价性。

### 5.3.3 高海拔条件的模拟

由于人工污秽低气压试验室内的气压条件是可控的,根据任务要求,能方便地模拟出不同的气压条件或不同的海拔,能在短时间内取得大量试验数据,便于作出统计分析。此方法的花费少,效率高。此方法的缺点是很难作出1:1真型尺寸的试验。由于气压室壁要承受压力,尺寸不可能做得很大。因此只能进行短串试验,求取短串绝缘子染污放电特性和气压的关系。大量的研究表明,绝缘子串的污闪电压和串长是线性关系,因此短串绝缘子染污放电特性和气压的关系也适用于长串绝缘子的污闪特性和气压的关系,因此用此方法进行高海拔地区绝缘子的耐污闪能力及绝缘子选型研究,是现实、可行且有效的。

清华大学的低气压室尺寸 $2\text{m} \times 1.5\text{m} \times 2\text{m}$ ,是用厚约9mm的钢板焊接而成,并用角钢加固。气压室正面装有气压表、法兰(低压接线板)、抽气和放气孔以及 $0.6\text{m} \times 1.4\text{m}$ 大小的门。气压室背面装有穿墙套管,可引入88kV高压。室内气压可在101~50kPa范围内调节以模拟不同海拔。

重庆大学大型多功能人工气候实验室为圆柱形,内径 $\phi$ 为7.8m,净空高度 $H$ 为11.6m。人工气候室由制冷系统、抽真空系统、喷雾系统以及风速调节系统等四个主要部分组成。室内最低气压可达30kPa,可模拟海拔9000m及以下海拔地区的大气条件。

### 5.3.4 模拟高海拔污秽绝缘子试验方法

高海拔污秽绝缘子的试验主要通过现场模拟和实验室模拟,现场模拟由于现场试验的高耗费和难于重复,在试验研究中甚少采用。

根据式(5.1-70)海拔与平均气压之间满足一定的关系,因此实验室高海拔污秽试验主要是采取低气压的方式来模拟高海拔,即在合适的真空设备里,在一定的低气压下进行污秽试验。其具体步骤可归纳为:

(1)试品准备。按GB/T 4585—2004(等效于IEC 60507:1991)推荐的方法对绝缘子进行处理(固体层法绝缘子进行染污),并静置。

(2)抽真空。按给定海拔由式(5.1-70)确定适合的气压,将试品放入人工气候室中,抽气以使气候室内气压达到要求。

(3)湿润。对固体层法,按IEC 60507:1996或GB/T 4585—2004在气候室内通入蒸汽或冷雾使绝缘子表面污秽湿润(根据长期的试验观察,在锅炉蒸汽压力保持在5MPa的情况下,瓷和玻璃绝缘子经6~10min即可完全湿润,7~15min可使复合绝缘子充分湿润);对盐雾法,进行通入盐雾。

(4)电气特性试验。试品完全湿润和气压达到预定要求后按IEC 60507:1996或GB/T 4585—2004的试验方法对绝

缘子进行加压试验。在此过程中,应保持气候室内气压的稳定。电气试验方法有:

1)最大耐受电压。对在给定污秽度的绝缘子进行耐压试验,4次试验中至少有3次能耐受住该试验电压。

2)50%耐受电压。绝缘子在一给定污秽度下经受至少10次的“有效”试验,每一次试验时施加电压水平应按升降法来确定。初始试验电压估计约为预期的50%耐受电压,这个初始电压由经验和试验试探确定。与前一次试验产生的效果不同的第一个试验则为第一个“有效”试验。由这一次试验和随后的至少9次试验作为有效的试验,并用它们来确定50%耐受电压。50%耐受电压表达式为

$$U_{50\%} = \frac{\sum (n_i U_i)}{N} \quad (5.1-74)$$

式中: $U_i$ 为某一施加电压水平, $V$ ;  $n_i$ 为在相同施加电压水平 $U_i$ 下进行的试验次数; $N$ 为有效试验次数。

3)50%闪络电压。试品污层充分湿润后,施加试验电压,以一定的速率升压直至闪络,每只试品进行4~5次闪络试验,取其中与平均值误差低于10%的3次试验结果;在同一个污秽度下,选择3~4串绝缘子进行重复试验,取其中与平均值误差不超过10%的所有闪络电压的平均值为该污秽度下试品的50%闪络电压。

### 5.3.5 高海拔污秽绝缘子的污闪特性及其海拔修正

#### 5.3.5.1 几种玻璃和瓷绝缘子的交流污闪特性及其海拔修正

清华大学在不同气压条件下对8种瓷和玻璃绝缘子进行了详细的研究。8种试品的几何形状如图5.1-76所示,几何参数如表5.1-52所示。8种瓷和玻璃线路绝缘子的污闪电压和海拔之间关系的试验结果如图5.1-83和图5.1-84所示。由图5.1-83和图5.1-84可看出8种绝缘子的污闪电压有很大的差别,不仅闪络电压的高低有差别,而且污闪电压随海拔升高或气压降低的变化规律也有差别。通过比较可以看出何种绝缘子的耐污闪强,何种绝缘子在高海拔地区使用效果较好。

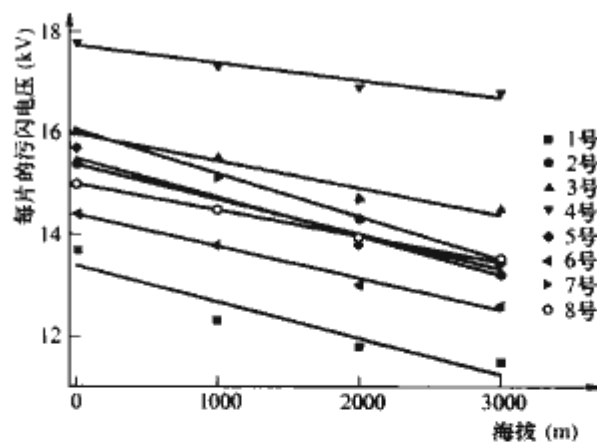


图 5.1-83 盐密 $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ 时瓷和玻璃线路绝缘子的污闪电压和海拔之间关系

由于各种试品的泄漏距离及结构高度的不同,简单地进行平均每片闪络电压的比较并不能完全说明问题。下面进行泄漏距离利用效率的比较,8种试品在两种盐密下沿单位泄漏距离的闪络电压的比较结果,分别如图5.1-85、图5.1-86所示。

绝缘子污闪电压随海拔或气压的变化规律如式(5.1-72)所示。下降指数 $n$ 值反映了气压对污闪电压的影响程度。它与绝缘子的外形和污秽度有关,能够反映不同形状绝缘子的污闪电压随海拔升高的下降程度。 $n$ 值越大,绝缘子的污闪电压随海拔升高的下降程度也越大, $n$ 值较小的绝缘子在高海拔地区的使用效果比较好。根据式(5.1-72)可计



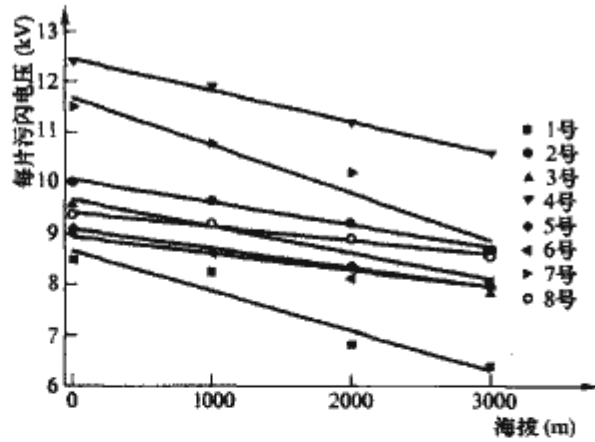


图 5.1-84 盐密  $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$  时瓷和玻璃线路绝缘子的污闪电压和海拔之间关系

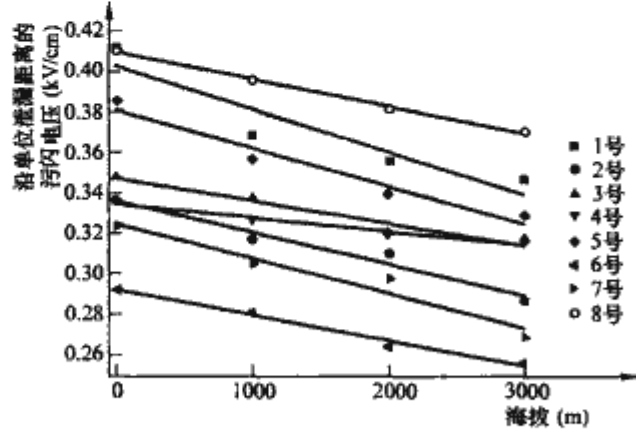


图 5.1-85 盐密  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$  时不同海拔下绝缘子沿单位泄漏距离的污闪电压的比较

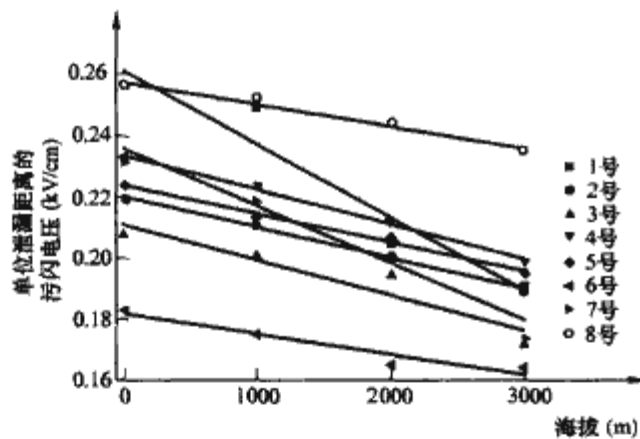


图 5.1-86 盐密  $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$  时不同海拔下绝缘子沿单位泄漏距离的污闪电压的比较

算  $n$  值, 根据同种绝缘子在同一盐密下 4 种海拔的试验数据, 可计算出不同海拔对应的  $n$  值, 同种情况不同海拔所对应的  $n$  值的差别并不显著, 可取平均值作为该绝缘子在该盐密下的  $n$  值。表 5.1-56 中列出了上面的 8 种线路绝缘子在两种盐密下的  $n$  值。

表 5.1-56 8 种线路绝缘子的  $n$  值

试 品	材 料	$n$ 值		
		盐密为 $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$	盐密为 $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$	平均值
1 号	瓷	0.66	0.64	0.65
2 号		0.42	0.34	0.38
3 号		0.28	0.35	0.32
4 号		0.22	0.40	0.31
5 号	玻璃	0.54	0.37	0.45
6 号		0.36	0.36	0.36
7 号		0.45	0.59	0.52
8 号		0.30	0.19	0.25

从表 5.1-56 的数据中可以看出, 1 号普通型瓷绝缘子的  $n$  值较大, 形状最为简单的 8 号空气动力型玻璃绝缘子的  $n$  值最小, 2 号双层伞型瓷绝缘子和 4 号三层伞型瓷绝缘子的  $n$  值也比较小。

### 5.3.5.2 合成绝缘子的交流污闪特性及其海拔修正

除了上述 8 种线路悬式绝缘子外, 清华大学还作了一种复合绝缘子的在两种盐密和 4 种海拔的污闪试验, 为了模拟自然界中最危险的运行状态, 污闪试验是在憎水性尚未迁移到污层表面的条件下进行的。复合绝缘子的几何形状如图 5.1-87 所示。

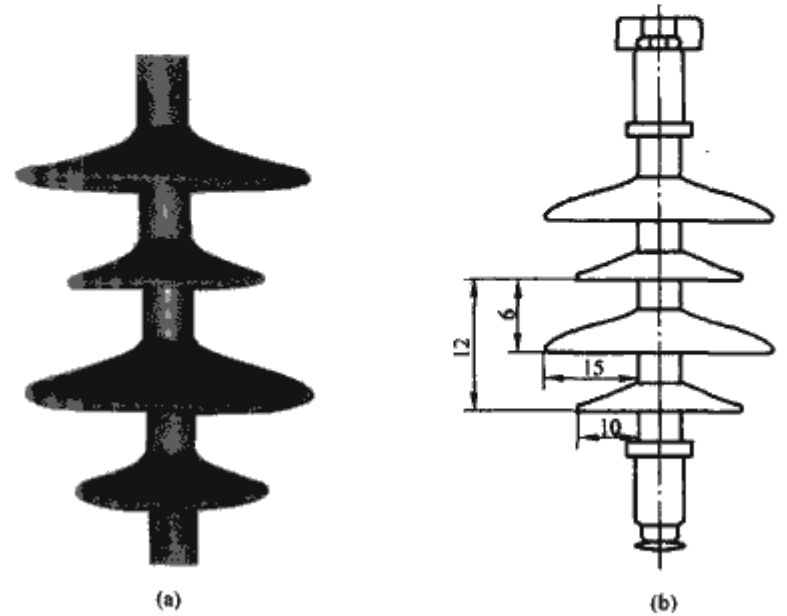


图 5.1-87 复合绝缘子的几何形状  
(a) 实物照片; (b) 几何尺寸

复合绝缘子的试品采用大小伞的伞型, 共有两个大伞、两个小伞, 试品的泄漏距离为  $63.8\text{cm}$ , 两大伞间距为  $12\text{cm}$ , 大小伞间距为  $6\text{cm}$ , 伞径为  $15\text{cm}/10\text{cm}$ , 杆径为  $2.4\text{cm}$ 。复合绝缘子的污闪试验结果如图 5.1-57 和图 5.1-89 所示。

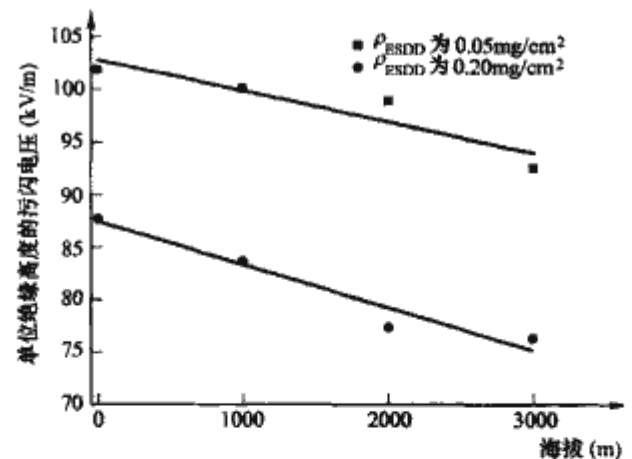


图 5.1-88 不同盐密条件下复合绝缘单位绝缘高度污闪电压与海拔的关系

复合绝缘子的结构形状和瓷或玻璃绝缘子有很大不同, 它不能用平均每片的污闪电压和瓷或玻璃绝缘子作比较。但是我们可以用沿单位泄漏距离的污闪电压和瓷或玻璃绝缘子沿单位泄漏距离的耐污闪电压作比较, 复合绝缘子 2 号和 4 号瓷绝缘子的比较结果如图 5.1-89 所示。通过比较可以看出, 复合绝缘子的耐污闪能力明显高于瓷绝缘子, 这里应强调指出, 复合绝缘子的试验结果是在表面憎水性丧失的条件下得到的, 它模拟了复合绝缘子在运行中最危险的工作条件, 在实际绝大部分气象条件下复合绝缘子都表现出较好的表面憎水性, 因此实际的耐污闪能力比试验结果

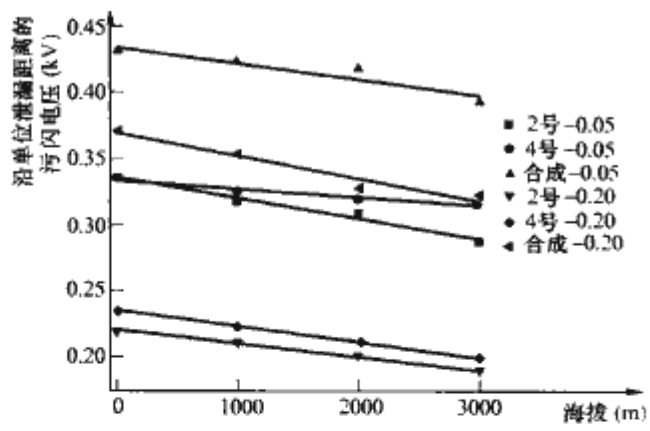


图 5.1-89 不同盐密条件下复合绝缘子单位  
泄漏距离污闪电压与海拔的关系

还要好。从试验结果还可以看出，在污秽越严重地区复合绝缘子的耐污闪性能和电瓷绝缘子耐污闪能力的差距越大，因此积极推荐在高海拔重污区采用复合绝缘子。

线路复合绝缘子在两种盐密下的  $n$  值如表 5.1-57 所示。

表 5.1-57 线路合成绝缘子的  $n$  值

材 料	$n$ 值		
	盐密为 $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$	盐密为 $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$	平均值
合成	0.18	0.42	0.30

从表 5.1-57 可以看出，复合绝缘子的  $n$  值与瓷和玻璃绝缘子相比较小，因此复合绝缘子在高海拔地区的使用效果比较好。

5.3.5.3 几种玻璃和瓷绝缘子的直流污闪特性及其海拔修正

(1) 玻璃和瓷绝缘子直流污闪特性。为了研究高海拔条件下的玻璃和瓷绝缘子的直流污闪特性，清华大学在云南电力试验研究院超高压基地（海拔 1970m）对几种玻璃和瓷绝缘子进行了直流污闪特性的研究。几种试品的几何形状如图 5.1-90 所示，几何参数如表 5.1-58 所示。4 种电瓷和玻璃线路绝缘子的污闪电压和海拔之间关系的试验结果如图 5.1-91 和图 5.1-92 所示。试验方法采用升降法，涂污采用定量涂刷法。

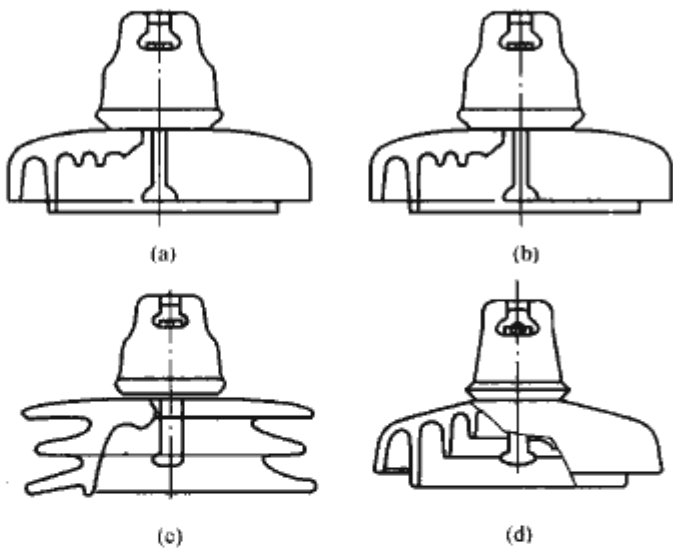


图 5.1-90 电瓷和玻璃绝缘子的几何形状

(a) 1 号试品，XZP-210 钟罩型；(b) 2 号试品，XZP1-300 钟罩型；(c) 3 号试品，XZSP-300 三层伞；(d) 4 号试品，FC530P/C240DC 钟罩型

由图 5.1-91 可以看出，当上下表面污秽不均匀时，210kN 和 300kN 钟罩型瓷绝缘子的污闪电压随盐密的增加下降趋势基本相同。当上下表面污秽均匀时，两种不同吨位钟罩型瓷绝缘子的下降趋势不同：对 210kN 瓷绝缘子，污闪特性曲线的拐点在  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$  以后，此后下降趋势越来

表 5.1-58 几种电瓷和玻璃绝缘子的几何结构参数

试品编号	材料	盘径 (mm)	结构高度 (mm)	爬电距离 (cm)	表面积 ( $\text{cm}^2$ )	机械强度 (kN)
1	电瓷	320	170	54.5	3524	210
2		100	195	63.5	5304	300
3		400	195	63.5	5354	300
4	玻璃	380	195	71.0		300

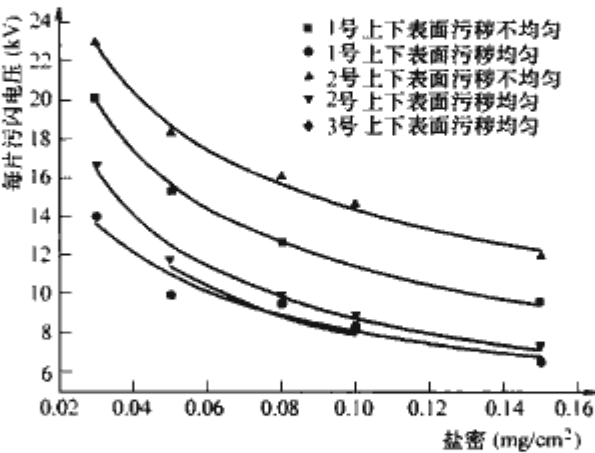


图 5.1-91 高海拔条件下 3 种瓷绝缘子  
直流污闪电压的比较

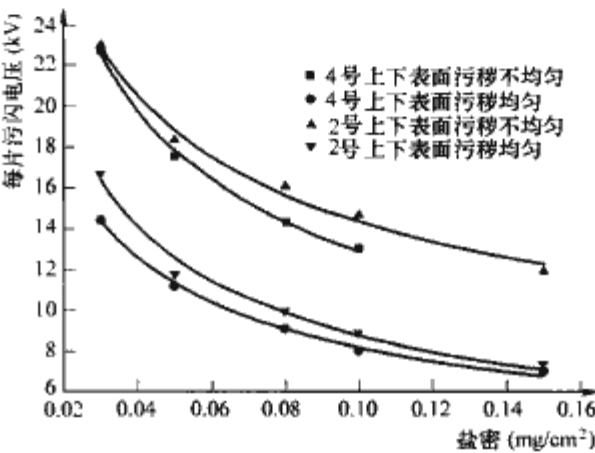


图 5.1-92 高海拔条件下 300kN 瓷绝缘子  
与玻璃绝缘子直流污闪电压的比较

越小；而对 300kN 瓷绝缘子，拐点在  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$  之后， $0.05\sim 0.1\text{mg}/\text{cm}^2$  之间下降趋势较大，因此  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$  以后两种绝缘子的污闪特性相差不大。说明在高海拔地区，重污秽条件下通过增加爬距来提高污闪电压的效果不明显。另外 300kN 三层伞绝缘子的直流污闪特性与 300kN 钟罩型绝缘子相似，污闪电压稍低。

由图 5.1-92 可以看出，上下表面污秽不均匀条件下，300kN 玻璃绝缘子污闪特性曲线随盐密的增大下降趋势较大；上下表面污秽均匀条件下，300kN 的玻璃绝缘子与瓷绝缘子的直流污闪特性相差不大，污闪电压稍低。

(2) 海拔修正系数。我们利用污闪电压与海拔的线性表达式，参考式 (5.1-73) 求取直流悬式绝缘子的海拔修正系数。

我们利用海拔 2km 条件下的 XZP-210kN 钟罩型绝缘子污闪电压与中国电力科学研究院的 XZP-210kN 钟罩型绝缘子污闪电压得出海拔污闪电压校正系数，如表 5.1-59 所示。

表 5.1-59 实际不同海拔污闪电压校正系数

盐密 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	0.03	0.05	0.08	0.15	0.03	0.05	0.10	0.15
上下表面污秽比	1:3	1:5	1:8	1:10	1:1	1:1	1:1	1:1
灰密 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	0.18	0.30	0.48	0.90	1.0	1.0	1.0	1.0
海拔	0km	21.05	16.37	12.53	9.36	15.89	11.25	8.52
	2km	20.12	15.36	11.68	9.61	13.99	9.94	8.35
下降斜率 $K$	0.022	0.031	0.034	0.001	0.060	0.058	0.010	0.044



从表 5.1-59 可以看出,不均匀污秽和均匀污秽条件下,直流污闪电压随海拔的下降斜率不同,不均匀条件下,下降斜率大部分在 0.03 左右;均匀污秽条件下,下降斜率大部分在 0.05 左右。所以我们认为,在两种不同条件下,选取不同的海拔校正系数比较合适。

通过分析表 5.1-59 可以看出,在不均匀污秽条件下,除了盐密为  $0.15\text{mg}/\text{cm}^2$  情况下为 0.001,其他的下降斜率相差不大,而 0.001 显然不符合实际情况,所以把该数据舍去,其他三种情况下的平均下降斜率为 0.029,取值为 0.03,因此在不均匀污秽条件下,直流污闪电压和海拔的线性关系可以表示为

$$\frac{U}{U_0} = 1 - 0.03H \quad (5.1-75)$$

在均匀污秽条件下,除了盐密为  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  情况下下降斜率为 0.010,其他三种情况的下降斜率相差不大,而 0.010 也偏离平均值较大,所以我们把该数据舍去,其他三种情况的平均下降斜率为 5.4%,取值为 5%,因此在均匀污秽条件下,直流污闪电压和海拔线性关系可表示为

$$\frac{U}{U_0} = 1 - 0.05H \quad (5.1-76)$$

#### 5.3.5.4 合成绝缘子的直流污闪特性及其海拔修正

为了研究高海拔条件下合成绝缘子的直流污闪特性,清华大学在云南电力试验研究院超高压基地(海拔 1970m)对合成绝缘子进行了直流污闪特性的研究,并与中国电力科学院低海拔的数据进行了比较,如图 5.1-93 和图 5.1-94 所示。

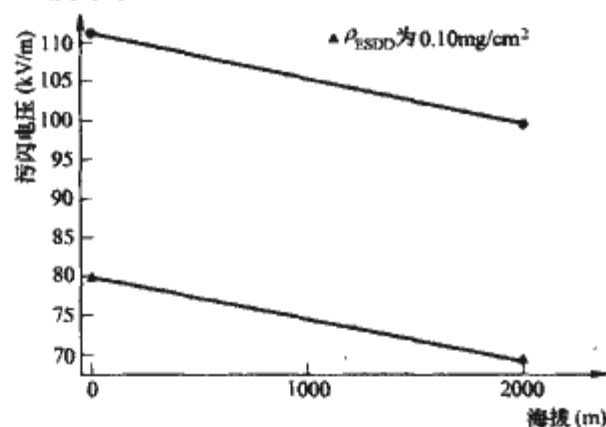


图 5.1-93 同一盐密条件下复合绝缘单位绝缘高度污闪电压与海拔的关系

通过图 5.1-93 可以看出,同一盐密条件下复合绝缘子的直流污闪特性随海拔的下降规律基本相同。利用前面论述的污闪电压与海拔的线性表达式(5.1-73)可以得出复合绝缘子的直流污闪电压随海拔的下降斜率  $k_1$  为 0.06,则复合绝缘子的直流污闪电压和海拔的线性关系可以表示为

$$\frac{U}{U_0} = 1 - 0.06H \quad (5.1-77)$$

为了说明高海拔条件下复合绝缘子的优势,将海拔 2000m 条件下的复合绝缘子和 210kN 钟罩型瓷绝缘子的直流污闪特性进行了比较,如图 5.1-94 所示(复合绝缘子的直流污闪特性进行了污秽上下表面不均匀修正)。

由图 5.1-94 可以看出,在实际海拔 2000m 条件下,复合绝缘子的直流污闪特性明显好于 210kN 瓷绝缘子:盐密为  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$  条件下复合绝缘子的直流污闪特性比 210kN 瓷绝缘子上下表面污秽不均匀的情况高 15% 以上,比 210kN 瓷绝缘子上下表面污秽均匀的情况高 80% 以上,因此积极推荐在高海拔重污区采用复合绝缘子。

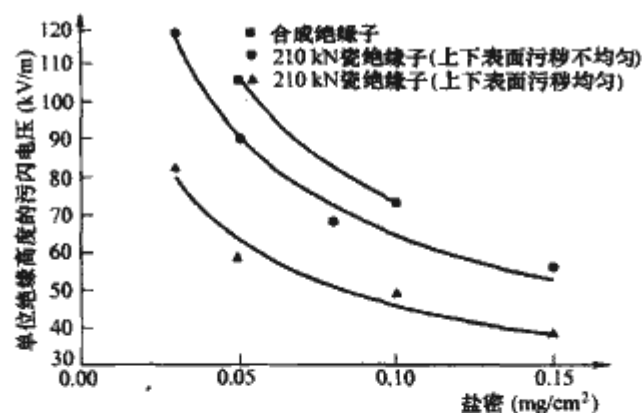


图 5.1-94 海拔 2000m 条件下合成绝缘子与 210kN 钟罩型瓷绝缘子污闪特性的比较

#### 5.3.5.5 绝缘子不同悬挂方式污闪特性

为了研究高海拔条件下绝缘子串不同安装方式对直流污闪特性的影响,清华大学在云南省高海拔超高压交、直流输电试验基地(海拔 1970m)进行了各种绝缘子串形式的直流污闪试验。试验中,灰密均取  $1.0\text{mg}/\text{cm}^2$ ,盐密取  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ 。对 I 串、三种角度( $60^\circ$ ,  $90^\circ$  和  $120^\circ$ )的 V 串以及 Y 串(上部的 V 形结构角度为  $90^\circ$ )进行直流污闪试验。

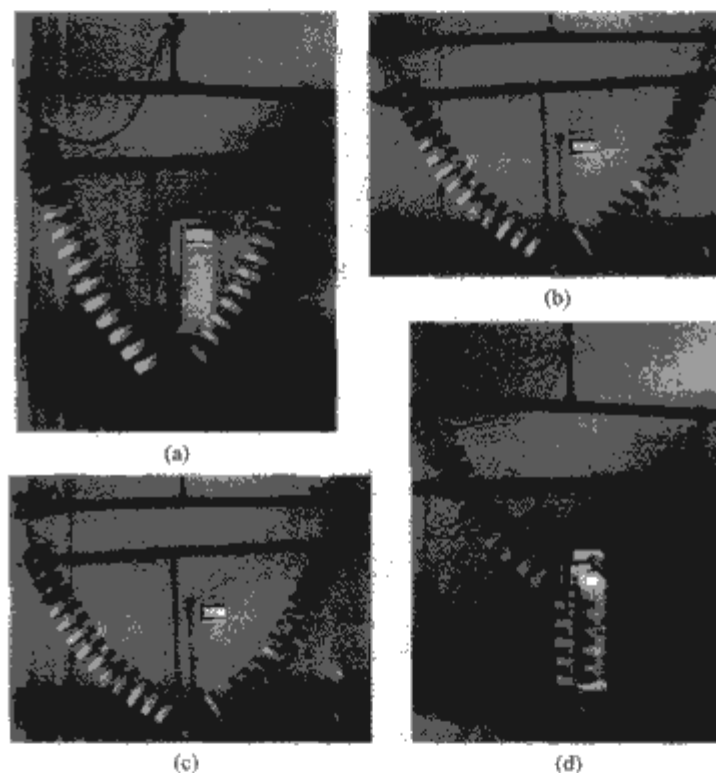


图 5.1-95 V、Y 串悬挂方式

(a)  $60^\circ$  V 串; (b)  $90^\circ$  V 串; (c)  $120^\circ$  V 串; (d) Y 串  
注:为避免对横梁直接放电,在试验时多安装 2~4 片未涂污绝缘子并短接。

为便于比较,I 串片数取 10 片,V 串为  $10 \times 2$  片;Y 串为  $5 \times 2 + 5$  片。钟罩型绝缘子具体悬挂方式参见图 5.1-95 所示。三伞与钟罩型绝缘子悬挂方式基本相同。

不同结构形式的绝缘子串试验结果如表 5.1-60 表所示。

表 5.1-60  $0.05/1.0\text{mg}/\text{cm}^2$  时 50% 污闪电压 kV

绝缘子类型	I 串	V 串			$90^\circ$ Y 串
		$60^\circ$	$90^\circ$	$120^\circ$	
钟罩	118.1	115.6	113.2	126.4	97.6
三伞	113.2	102.4	114.4	115.0	91.4

(1) V 串污闪特性分析。将 V 串与 I 串的数据整理对比如表 5.1-61 所示。



表 5.1-61 I 串和 V 串试验结果对比

盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	绝缘子 类型	I 串 污闪 电压 (kV)	V 串污闪电压 (kV)					
			60°		90°		120°	
0.05	钟罩	118.0	115.6	-2.08%	113.2	-4.07%	126.4	7.12%
	三伞	113.4	102.4	-9.70%	114.4	0.88%	115.0	1.41%

注 百分数表示 V 串比 I 串污闪电压高的百分比；负号说明 V 串比 I 串污闪电压低。

由表 5.1-61 中可以看出：

1) V 串的夹角对污闪电压有影响。钟罩型绝缘子 60°和 90°的污闪电压相差不大，120°时污闪电压有明显提高；三伞型绝缘子 60°时的污闪电压较低，90°和 120°夹角时的污闪电压相近，且比 60°时有明显提高。

2) V 串和 I 串污闪电压相比，规律较复杂，与绝缘子形状、V 串夹角以及盐密等因素都有关系。三伞型夹角为 90°和 120°的 V 串的污闪电压和 I 串相近，60°时 V 串的污闪电压明显低于 I 串；钟罩型绝缘子 60°和 90°时 V 串的污闪电压略低于 I 串，120°时 V 串的污闪电压明显高于 I 串。

3) 总体上来说，V 串结构倾角的增加可使污闪电压上升，这是因为倾角的增加使得在放电电弧发展过程中因高温而热电离的空气容易逸出，降低了沿绝缘子表面空气放电通道的电导率。但是同时，V 串结构会增加绝缘子闪络概率，导致污闪电压相比 I 串下降。污闪电压的不同可以看作是以上两种影响共同作用的结果。在倾角较小的情况下，闪络概率增加带来的影响超过了由于绝缘子串倾斜带来的影响。因此钟罩型绝缘子的 60°和 90°V 串以及三伞型绝缘子的 60°V 串的闪络电压均比对应 I 串污闪电压低。而钟罩型绝缘子的 120°V 串以及三伞型绝缘子的 90°和 120°V 串污闪电压均比对应的 I 串高。

(2) Y 串污闪特性分析。在所有的结构形式中，Y 串的污闪电压最低，且比 I 串低的幅度较大：钟罩型绝缘子低 17.3%；三层伞绝缘子低 19.4%。试验中发现，Y 串在耐受过程中，Y 串绝缘子的下半串首先产生电弧并贯穿，之后向上半部分的小 V 串发展，最终整体闪络。这是因为上面的小 V 有两支短串，泄漏电流都经过下半支，电弧首先在下半支发展。当电弧贯穿下半支时，由于飘弧作用，上面的小 V 串很容易产生电弧，上面小 V 中的其中一支电弧开始发展，整体绝缘子就很容易实现闪络。电弧的发展过程表明 Y 串容易闪络。因此，在实际工程应用中，不推荐采用 Y 串结构。

对于交流绝缘子的不同悬挂方式污闪特性的研究的相关文献较少，有待于进一步的研究。

5.3.6 高海拔地区防污闪措施

与平原地区相比，高海拔地区的染污绝缘问题更为严重。高海拔地区高压输电线路的污闪事故屡有发生，我国高海拔地区的染污绝缘问题比低海拔地区矛盾更为突出。清华大学多年对高海拔、低气压条件下的污闪问题的研究表明，随海拔升高或气压降低，绝缘子的污闪电压明显降低，而且降低的幅度还较大。换句话说，与平原地区相比，高海拔地区的输变电设备的外绝缘要选择较高的绝缘水平、海拔越高，绝缘水平也要越高，而且绝缘水平的选择将由海拔和污区湿污特征两个因素共同决定。在这些高海拔地区，输电线路同低海拔地区一样要受到工业污染和自然污染。因此，开展高海拔地区防污闪问题的研究具有重要的意义。

高海拔地区的防污闪措施，除了包括低海拔地区的防污闪措施外，还具有特殊的措施。

5.3.6.1 线路绝缘子

(1) 在低气压高海拔条件下进行直流绝缘子污闪特性的研究，选择在低气压高海拔条件下耐污闪性能好的瓷或玻璃绝缘子。

(2) 在海拔较高或污秽较严重的地区增加绝缘子的片数。

(3) 选用伞裙结构参数合理的复合绝缘子。

5.3.6.2 电站支柱绝缘子

(1) 加装增爬裙。增爬裙的主要作用是阻断雨水对伞裙间的桥接，避免了大雨条件下由伞裙被雨水桥接而造成的闪络事故，同时增加了绝缘子的爬距。增爬裙的这种阻断作用在平原地区和高海拔地区是一样的，不会因为海拔升高而作用减弱。因此在平原地区获得的使用增爬裙的经验都可直接用于高海拔地区。

(2) RTV 防污闪憎水长效涂料。RTV 防污闪憎水涂料能提高绝缘子的污闪电压和雨闪电压的机理，是由于硅橡胶材料表面的憎水性和憎水迁移性，可以肯定地说，在高海拔低气压条件下硅橡胶材料的憎水性和憎水迁移性仍然是存在的，因此，可以用来预防高海拔地区的污闪问题。

5.4 覆冰地区绝缘子的污秽闪络问题

5.4.1 绝缘子覆冰特征及其危害

输电线路覆冰是由气象条件决定的，受温度、湿度、冷暖空气对流、环流及风等气象要素决定的综合物理现象，在我国，输电线路覆冰主要发生在西南、西北及华中地区。西南及华中地区冬季平均气温几乎都高于 0℃，但受西伯利亚寒流和太平洋暖流的影响，几乎每年冬季都出现短期的雾凇及雨凇覆冰气象条件，平均雾凇雨凇日数在 3~15 天，短期的雾凇、雨凇覆冰给电力设备外绝缘造成了很大的影响。

影响输电线路覆冰的因素很多，主要有气象条件、地形及地理条件、海拔、凝结高度、风速风向、水滴直径等，覆冰的区别主要体现在密度、外观、黏附力等的差别。

通覆冰按形成条件及性质可分为雨凇、混合凇（硬雾凇）、软雾凇、白霜、雪五种，如表 5.1-62 所示。

表 5.1-62 覆冰的性质和类型

类 型	性 质	形成条件及过程
雨 凇 (Glaze)	纯粹、透明的冰，坚硬，可形成冰柱，密度为 0.9g/cm <sup>3</sup> 或更高，黏附力很强	在低地由过冷却雨或毛毛雨降落在冻结温度的物体上形成，气温 -2~0℃；在山地由云中冰晶或含有水滴的地面雾在高风速下形成，气温 -4~0℃
混合凇 (Hard Rime)	不透明（奶色）或半透明的冰，常由透明和不透明冰层交错而成，坚硬，密度为 0.6~0.9g/cm <sup>3</sup> ，黏附力强	在低地由云中来的冰晶或有水滴的地面雾形成，气温 -5~0℃；在山地，相当高的风速下，由云中来的冰晶或带有中等大小水滴的地面雾形成，气温 -10~-3℃
软雾凇 (Soft Rime)	白色，呈粒状雪，质轻，为相对坚固的结晶，密度为 0.3~0.6g/cm <sup>3</sup> ，黏附力弱	在中等风速下形成，在山地由云中来的冰晶或含水滴的地面雾形成，气温 -13~-8℃
白霜 (Hoar Frost)	白色，雪状，不规则针状结晶，很脆而轻，密度为 0.05~0.3g/cm <sup>3</sup> ，黏附力弱	水汽从空气中直接凝结而成，发生在寒冷而平静的天气，气温低于 -10℃
雪 (Snow)	在低地为干雪，密度低，黏附力弱；在丘陵为凝结雪和雨夹雪，质量大	黏附雪经过多次融化和冻结，成为雪和冰的混合物，可以达到相当高的质量和体积



(1) 雨淞。雨淞覆冰是在冻雨期发生于低海拔地区的覆冰，持续时间一般较短，环境温度在 $-2^{\circ}\text{C}\sim 2^{\circ}\text{C}$ ，风相当大，积冰透明，在冻结物体上的黏附力很强，冰的密度很高，约为 $0.9\sim 0.92\text{g}/\text{cm}^3$ 。许多文献中常说雨淞覆冰出现在 $0^{\circ}\text{C}$ 以上的气温，实际上天气预报的气温是未加风的气温，但由于风速大，实际上凝结物体表面的温度在 $-5^{\circ}\text{C}\sim 0^{\circ}\text{C}$ 之间。由于冻雨期持续时间一般较短，因此，覆冰为纯粹的雨淞覆冰的情况较少，但雨淞覆冰是混合淞覆冰的初始阶段。

(2) 混合淞。当温度在冰点以下，风比较大时，则形成混合淞。混合淞是一个复合覆冰过程，首先是雨淞，然后是雾淞，是一种交替冰的形成，生长速度快，对线路危害严重。在混合淞覆冰条件下，水滴冻结比较弱，积冰有时透明，有时不透明，冰的黏合力强。混合淞密度较高，约为 $0.6\sim 0.9\text{g}/\text{cm}^3$ 。

(3) 软雾淞。软雾淞是由于山区低层云中含有的过冷却水滴在极低温度与较小风速下形成的，在第二个水滴到来之前，第一个水滴已冻结在物体上。积冰呈白色、不透明、晶状结构，附着力相当弱，密度小于 $0.6\text{g}/\text{cm}^3$ 。这种冰对线路一般不构成威胁。

(4) 白霜。空气中湿气与 $0^{\circ}\text{C}$ 以下的冷物体接触时，湿气在冷物表面凝华而成白霜。白霜的形成不需要有过冷却水滴的存在，形成时风速相当小。白霜的基本特性是针状或树枝状晶体，黏附力非常微弱，对绝缘子基本上不构成直接威胁。

(5) 积雪。雪分为干雪和湿雪，干雪或冰晶很难黏结在物体表面，因此只有空气中的雪为湿雪时才会发生积雪现象。积雪温度在 $0^{\circ}\text{C}$ 左右、风速很小时，湿雪粒子与“水体”一起通过“毛细管”作用相互黏结并黏附到物体表面。覆雪受风速影响，当风速大于 $3\text{m}/\text{s}$ 时，覆雪不可能发生。

白霜是地面湿气凝华产生的覆冰；雾淞和混合淞是由雾中或云中过冷却水滴引起的，统称为云中覆冰；雨淞及积雪是由冻雨和降雪造成的，总称为降水覆冰。

从覆冰形成的机理及形成过程，覆冰增长过程可分为两类，即干增长覆冰过程（冻结物体表面温度低于 $0^{\circ}\text{C}$ ）和湿增长覆冰过程（冻结物体表面温度为 $0^{\circ}\text{C}$ ）。软雾淞覆冰是干增长过程，雨淞覆冰是湿增长过程，混合淞是介于干、湿增长之间的一种覆冰过程，干雪是干增长过程，湿雪是湿增长过程。

#### 5.4.2 我国覆冰的分布及特征

在我国西南及华中地区，每年冬季或初春季节，北方冷空气与南方暖空气交汇在山脉上空常形成“静止峰”及其延伸的“准静止峰”，在“静止峰”影响范围内的大气中会出现逆温现象，即地面向上（地面向上至静止峰线），温度先是在 $0^{\circ}\text{C}$ 以下，往上由于暖气团的影响，温度反而升高至 $0^{\circ}\text{C}$ 以上，再往上，又进入气温在 $0^{\circ}\text{C}$ 以下的气层，再继续往上，就达到了凝结高度。在凝结高度以上的是冰晶或雪花。在逆温层的影响下，过冷却水滴、雪花和冰晶在下降过程中温度升高，雪花和冰晶或部分融化，或全部融化。大的过冷却水滴多半遇到凝结核变成冰粒落至地面；较小的过冷却水滴以下降缓慢的过冷却水滴形式落至地面，即“冻雨”。这种冻雨形式的过冷却水滴极不稳定，一旦遇到地面上较冷的物体，如导线、绝缘子，在碰撞运动和风力作用下，过冷却水滴凝结成雨淞或雾淞形式的覆冰。很小的过冷却水滴可凝结成雾淞；相对较大的过冷却水滴可凝结成雨淞。在我国，雨淞覆冰多见于湖南、粤北、赣南、湖北、湖南及皖南

等丘陵地区，而雾淞则多见于云贵高原或海拔在 $1000\text{m}$ 以上的高山地区，尤以海拔在 $2000\sim 3000\text{m}$ 的高山为甚。我国北方，由于不在静止峰的影响范围内，覆冰主要以积雪或雾淞的形式出现，如东北、华北、西北等。

除了静止峰导致冻雨覆冰现象外，冻雾覆冰，即含过冷却水滴的云雾在线路上的凝聚也是覆冰的一种重要成因，如西南高原和青海等高海拔地区的初冬和晚春常见这种覆冰现象。此外，云、贵、川的部分山区，冬、春季节在寒冷无风的夜间因辐射冷却也可形成晶状覆冰。

### 5.5 覆冰绝缘子试验方法

目前 IEC 和国标尚未对绝缘子覆冰的试验方法作出规定，CIGRE 工作组汇总了现有资料，推荐了覆冰（雪）绝缘子的一些试验方法，IEEE 工作组系统地提出了绝缘子覆冰试验方法和覆冰试验流程。

#### 5.5.1 绝缘子覆冰测量

用何种特征参数表征绝缘子覆冰至今国内外尚无统一的认识，国内外不同学者采用的绝缘子覆冰特征指数也各不相同。目前对输电线路绝缘子覆冰的测量采用的依然是覆冰厚度，该方法借鉴于输电线路导线覆冰的测量，而人工覆冰一般采用以下几种参量表征绝缘子的覆冰状态。

(1) 监测圆柱导体上的覆冰厚度。

(2) 绝缘子（串）上的覆冰重量，也有直接用覆冰厚度，实际两者有一定程度的对应，见图 5.1-96。

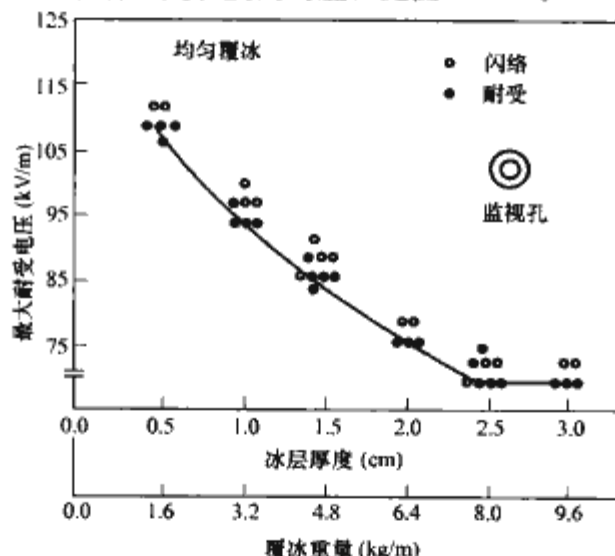


图 5.1-96 IEEE 标准绝缘子串最大耐受电压  
梯度与冰量的关系

(3) 覆冰、融冰水电导率，泄漏电流，片间冰凌根数及其桥接绝缘子串间气隙状态也可作为特征参数。

综合国内外的经验，人们认为采用覆冰重量或覆冰厚度的方法较为适宜。对绝缘子上覆冰的厚度根据 ANSI C37.34—1995 对高压空气开关覆冰机械试验的要求，冰厚通过约  $\phi 25.4\text{mm} \times 608.6\text{mm}$  ( $\phi 1\text{in} \times 2\text{ft}$ ) 的金属棒或金属管测得，该方法推荐金属棒或管的纵轴水平放置在试品末端，这样可以尽可能地与试验开关一样的湿润。

#### 5.5.2 人工覆冰方法

绝缘子的覆冰方法有自然覆冰和人工覆冰两种，由于自然覆冰的难以控制和难以重复，在对覆冰绝缘子电气特性的试验研究中，常采用人工覆冰。图 5.1-97 所示为典型的人工气候室模拟绝缘子覆冰试验示意图。

绝缘子人工覆冰有带电覆冰和不带电覆冰两种。输电线路绝缘子覆冰大多带电生成，线路电场对绝缘子覆冰的增长速度、重量和密度、空气间隙冰凌的生长等均有较大影响，因此带电人工覆冰更接近实际运行条件。根据试验结果，绝



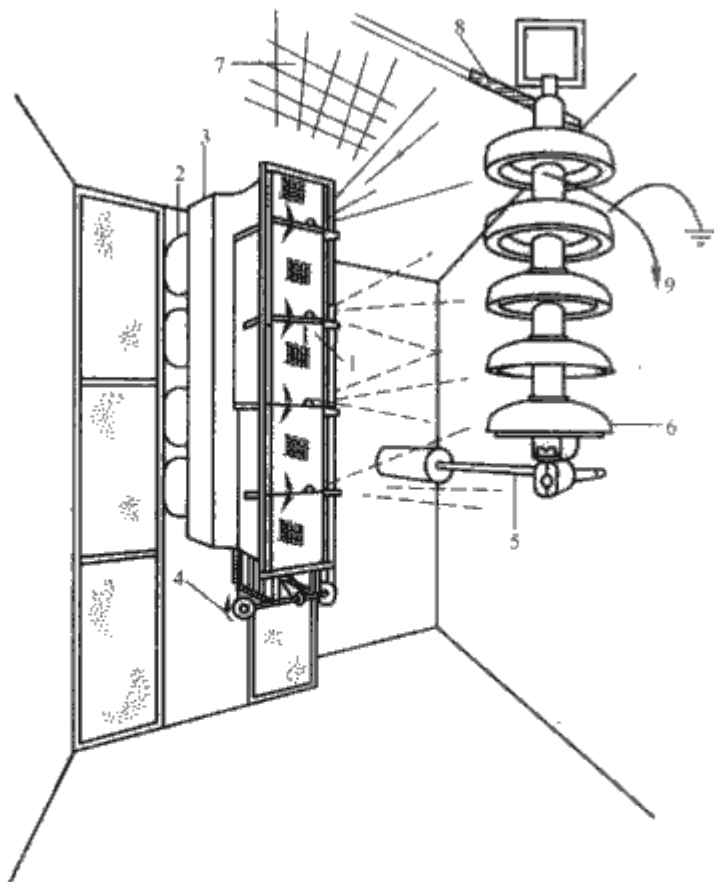


图 5.1-97 人工气候室模拟绝缘子覆冰试验示意图

- 1—喷嘴；2—风扇；3—喷管箱；4—振动驱动系统；  
5—高压连接端；6—绝缘子串；7—顶端网络；  
8—监测圆柱金属棒；9—接测量装置

缘子带电时覆冰的密度比不带电时低，从外观上讲，带电覆冰绝缘子上冰层疏松呈现毛绒状（见图 5.1-98），且密度的差异与覆冰水电导率有关，即覆冰水电导率越小，差异越明显，在覆冰水电导率较高时，覆冰过程中泄漏电流较大，其焦耳热可融化冰层，使其密度增加，从而更接近不带电时的覆冰密度；带电情况下高压端绝缘子不易被冰凌桥接，但低压端绝缘子会被桥接，其原因是绝缘子串覆冰后其电压分布发生严重畸变，串中其他绝缘子被冰凌桥接后，高压端绝缘子承受的电压占施加电压的 60% 以上，因此，在冰凌增长过程中，冰凌尖端的强电场导致冰尖产生局部放电，从而融化冰凌，阻碍了冰凌的生长；带电覆冰绝缘子的闪络电压高于不带电覆冰绝缘子。

然而带电覆冰试验实施困难、危险，目前很少采用。为此，用较低电压覆冰，达到覆冰要求后再升高电压进行闪络试验。此法危险性相对较低，虽不能完全反映运行线路绝缘子的实际覆冰的情况，但一定程度上考虑了电场及覆冰过程中泄漏电流的影响。

在人工覆冰过程中，气候室的气温、风速和喷头的喷雾量应可控且能维持稳定；喷头的喷水量为  $(60 \pm 2) \text{ L}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ ；小于  $100 \mu\text{m}$  的过冷却水滴覆冰过程中风速应小于  $3 \text{ m/s}$ ，而对较大的水滴，可适当加大风速，但应保证过冷却水滴碰撞覆冰表面且温度小于  $0^\circ\text{C}$ ；风与覆冰表面的法向方向宜取约  $45^\circ$ 。

在人工覆冰过程中对覆冰的测量采用临近试品的金属棒或管（直径  $20 \sim 30 \text{ mm}$ ，长约  $600 \text{ mm}$ ，转速为  $1 \text{ r/min}$ ）。

### 5.5.3 覆冰绝缘子试验方法

对覆冰绝缘子的电气特性的衡量需要合适的方法，覆冰绝缘子的电气试验方法可以分为覆冰期试验和融冰期试验。覆冰期试验模拟覆冰过程中绝缘子的电压耐受特性或闪络特性，要求不改变原来覆冰的各种条件包括温度和冻雨；融冰期试验模拟覆冰绝缘子融冰过程（是多数闪络事

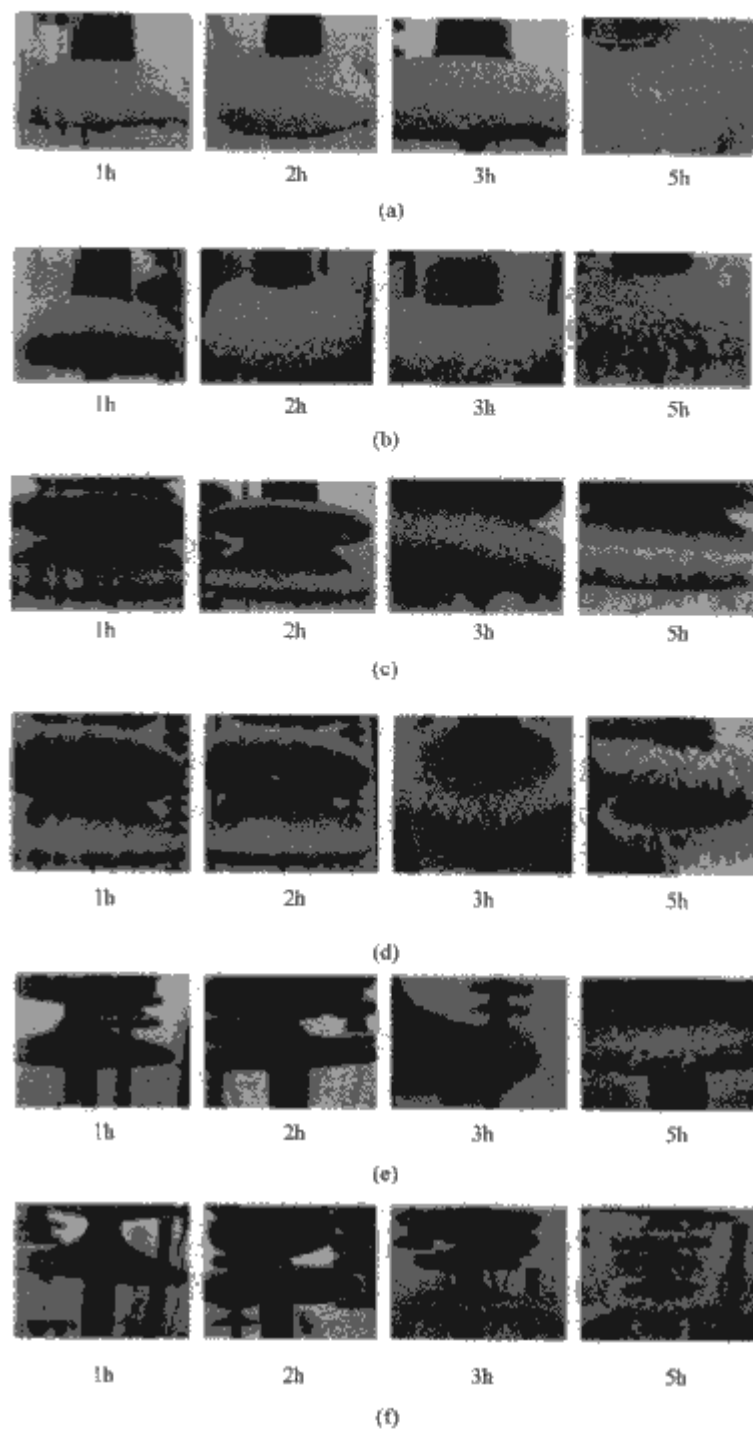


图 5.1-98 绝缘子带电与不带电覆冰结果

- (a) 7 片 XP-70 绝缘子串不带电覆冰过程；(b) 7 片 XP-70 绝缘子串带  $64 \text{ kV}$  电压覆冰过程；(c) 7 片 XWP-160 绝缘子串不带电覆冰过程；(d) 7 片 XWP-160 绝缘子串带  $64 \text{ kV}$  电压覆冰过程；(e) 合成绝缘子 FXBW4-110/100 不带电覆冰过程；(f) 合成绝缘子 FXBW4-110/100 带  $64 \text{ kV}$  电压覆冰过程

故的发生期) 中的电气特性，该特性是工程设计的重要参考依据。

对覆冰期试验，其原则是使绝缘子试验尽可能接近现场的冻雨条件，是在覆冰刚刚完成，绝缘子表面还有水膜时就进行试验，因此在施加电压前只需要  $2 \sim 3 \text{ min}$  的准备，在此时间内完成移除测量试品冰厚的设备、拍照等准备工作。

对融冰期试验，融冰之前要用  $15 \text{ min}$  的时间首先进行冷冻，以确保完成冰的硬化，使绝缘子和冰的温度达到一致。冷冻完成后就是融冰，气候室内的温度从零下逐渐升到融化温度， $-2^\circ\text{C}$  之前可快速上升，之后上升速度要控制在  $2 \sim 3^\circ\text{C}/\text{h}$ ，以免冰过早地脱落。

从以往的研究来看，绝缘子覆冰后更容易在融冰期发生闪络，因此，研究在融冰期的绝缘子覆冰电气特性就可以满足工程设计的要求。

覆冰期和融冰期绝缘子的电气特性均可用耐受特性和闪络特性来表征，表 5.1-63 所示为文献中推荐的三种方法。



表 5.1-63 覆冰绝缘子电气特性试验方法

试验步骤	试验方法		
	覆冰期电气特性 试验方法	融冰期电气特性 试验方法	IPS 方法
试品准备	清洗绝缘子, 染污, 干燥 (温度 $t=20^{\circ}\text{C}$ ), 冷却至覆冰温度 ( $0^{\circ}\text{C}$ 以下)		
覆冰	喷水量: $(60 \pm 20) \text{ L}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ ; 覆冰水电导率: $100 \mu\text{S}/\text{cm}$ ( $20^{\circ}\text{C}$ ); 风速: $10 \text{ km/s}$ ; 控制温度产生过冷却水滴		
测量	覆冰绝缘子附近悬挂的两根圆柱管 (直径 $25 \sim 30 \text{ mm}$ , 长度 $600 \text{ mm}$ ) 上的覆冰厚度; 施加电压; 泄漏电流; 绝缘子的表面覆冰状态; 冰凌桥接状态		
	用 $2 \sim 3 \text{ min}$ 进行拍照及其他参数测量	使绝缘子表面的冰继续冷冻 $15 \text{ min}$ , 而后, 温度以 $2 \sim 3^{\circ}\text{C}/\text{h}$ 的速度上升至 $0^{\circ}\text{C}$ 以上	施加电压, 直至产生的泄漏电流与覆冰过程中产生的泄漏电流相等
电气性能评估	根据标准 IEC 60507—1999、IEEE Std 4, 进行 5 次耐受试验得到最大耐受电压; 或进行 10 次耐受试验, 得到 50% 耐受电压		进行 3 次闪络试验, 得到平均闪络电压

根据经验并参照 IEC 60507—1999、IEEE Std 4 推荐污秽绝缘子试验方法, 目前采用以下几种方法:

(1) 最大耐受电压  $U_2$ 。它是绝缘子在给定覆冰状态下的最大耐受电压, 试验程序见表 5.1-64, 即覆冰绝缘子在电压  $U_2$  下 4 次试验中耐受 3 次, 在高于该电压 5% 的  $U_3$  下闪络 2 次, 则  $U_2$  是最大耐受电压。图 5.1-99 所示为日本 NGK 公司的融冰期最大耐受电压的试验流程, 耐压时间  $10 \text{ min}$ 。

表 5.1-64 覆冰绝缘子最大耐受电压试验程序

耐受电压	第一次	第二次	第三次	第四次
$U_1=0.95U_2$	耐受	耐受	耐受	—
$U_2$	耐受	闪络	耐受	耐受
$U_3=1.05U_2$	闪络	闪络	—	—

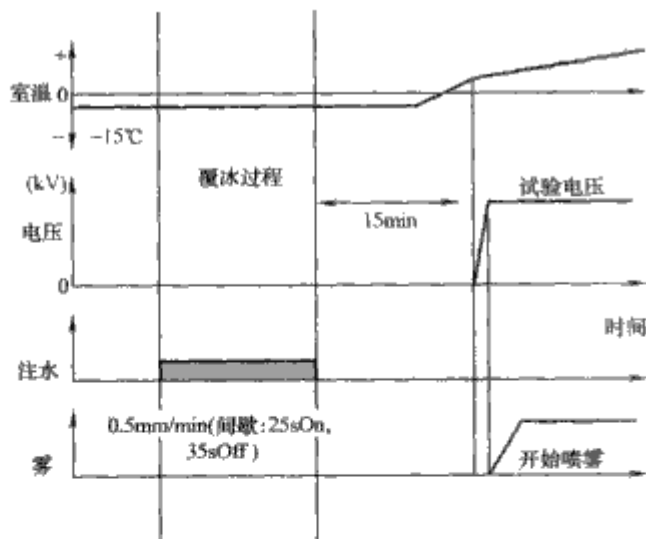
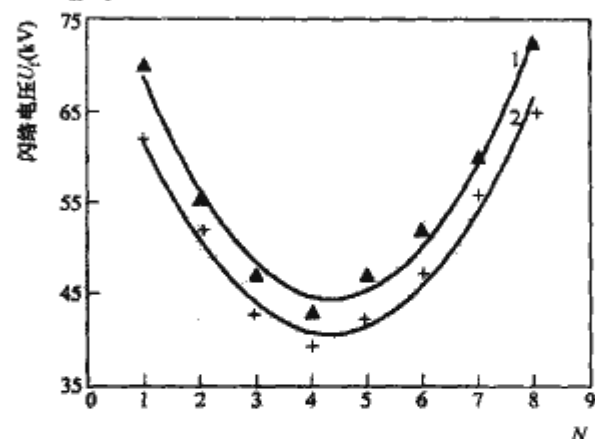


图 5.1-99 NGK 公司覆冰绝缘子耐压试验流程

(2) 50% 耐受电压  $U_{50\%}$ 。该试验也在覆冰条件不变的情况下进行, 共作 10 次有效试验, 设  $U_i$  是施加电压;  $n_i$  是在  $U_i$  下进行的单独试验次数;  $N=10$ , 是有效试验总次数;  $U_{50\%} = (1/N) \sum (n_i U_i)$ 。

(3) 50% 闪络电压法。也称平均闪络电压法, 是在绝缘子覆冰期或融冰期, 施加电压直至闪络, 切掉电源, 然后再次升压至闪络, 如此若干次后, 求取其平均闪络电压  $U_l = (1/n) \sum (U_{l1} + U_{l2} + \dots + U_{ln})$ 。

(4) U 形曲线法。该融冰期最低闪络电压的求法是重庆大学提出的, 是在绝缘子覆冰且环境温度升高条件下定时升压闪络一次, 直至得到闪络电压与融冰时间或闪络次数的 U 形曲线 (见图 5.1-100) 及其最低值  $U_{\min} = \min (U_{l1}, U_{l2}, \dots, U_{ln})$ 。



1:  $\rho_{\text{ESDD}}=0.01 \text{ mg}/\text{cm}^2$ ,  $U_{\min}=44.5 \text{ kV}$ ;  
2:  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03 \text{ mg}/\text{cm}^2$ ,  $U_{\min}=40.6 \text{ kV}$

图 5.1-100 融冰期覆冰绝缘子闪络电压与次数的关系

对于覆冰期试验和融冰期试验, 最大耐受电压法、50% 耐受电压法、50% 闪络电压法都是适用的, 但 U 形曲线法只适用于融冰期试验。IEEE 工作组推荐使用的试验方法为最大耐受电压法和 50% 耐受电压法。

## 5.6 覆冰绝缘子的闪络机理和过程

其放电也是表面泄漏电流引起的。

### 5.6.1 覆冰绝缘子的交、直流闪络机理

覆冰不仅导致绝缘子串电压分布畸变, 而且会引起单片绝缘子表面电压分布的畸变, 这种电压分布的畸变是绝缘子 (串) 冰上电压降低的主要原因之一。图 5.1-101 所示为不同覆冰状态的 XP-70 型绝缘子 7 片串电压分布。从图 5.1-101 中可看出, 无论覆冰轻重如何, 覆冰对绝缘子串电压分布都有畸变作用; 覆冰越重、电压分布畸变越大, 绝缘子串两端特别是高压引线端绝缘子承受电压百分数越高。

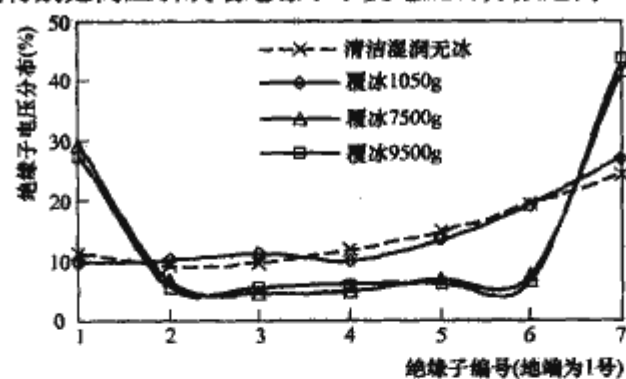


图 5.1-101 覆冰 XP-70 型绝缘子串电压分布

根据人工试验可知: 绝缘子覆冰后施加电压, 当泄漏电流小于  $5 \text{ mA}$  时, 外观上观测不到放电现象, 泄漏电流波形平稳; 随着电压的升高, 当泄漏电流超过  $5 \text{ mA}$  时, 高压端绝缘子钢脚出现蓝紫色局部电晕放电, 逐渐发展并加剧, 随着电压继续升高, 伞裙间冰凌尖端空气间隙的流注放电特别明显, 融冰现象也逐渐加剧。当泄漏电流超过  $20 \text{ mA}$  时, 蓝紫色的火花放电变成粉红色放电, 随后将突变成间歇性白弧, 此时电源供给的能量一部分维持电弧燃烧, 一部分用于融化冰层, 当两部分能量达到平衡时, 电弧熄灭。冰层在泄漏电流焦耳热作用下进一步融化时, 融冰所需的能量减少, 导电水膜增长, 电弧在此燃烧。当泄漏电流达到  $250 \text{ mA}$  时,

其白弧的焦耳热不仅可以使冰层充分融化，而且足以保证间歇性白弧稳定燃烧并在导电水膜表面空气中发展；此时绝缘子串各片间都已出现白弧，各段白弧迅速连通，跨越串长的 70% 左右。当泄漏电流达到 400mA 时，白弧与接地段的小弧连通而完成全面闪络。整个放电过程按泄漏电流的变化规律，可定性分为基本电流、电晕流注电流、白弧电流和闪络电流四个发展阶段。

图 5.1-102 所示为 9 片串雨淞覆冰标准绝缘子串的完整闪络过程，覆冰为重冰，除图中 G1、G2、G3 三处空气间

隙外，绝缘子完全被冰凌桥接。从图 5.1-102 中可看出，由于覆冰导致的电场分布不均匀，局部电弧首先在电场最强的、未被冰凌桥接的空气间隙 G1 处产生，随着电压的升高，G1、G2 先后产生局部电弧，电压继续升高，局部电弧逐渐发展，直到最后发展成完全闪络，整个过程所需时间为 10.2s。在整个电弧发展直到闪络的过程中，将发生多次局部电弧的“建立、发展、熄灭”，在污秽放电中称为“零休”的现象，图 5.1-103 给出了局部电弧的一次建立、发展、熄灭过程。

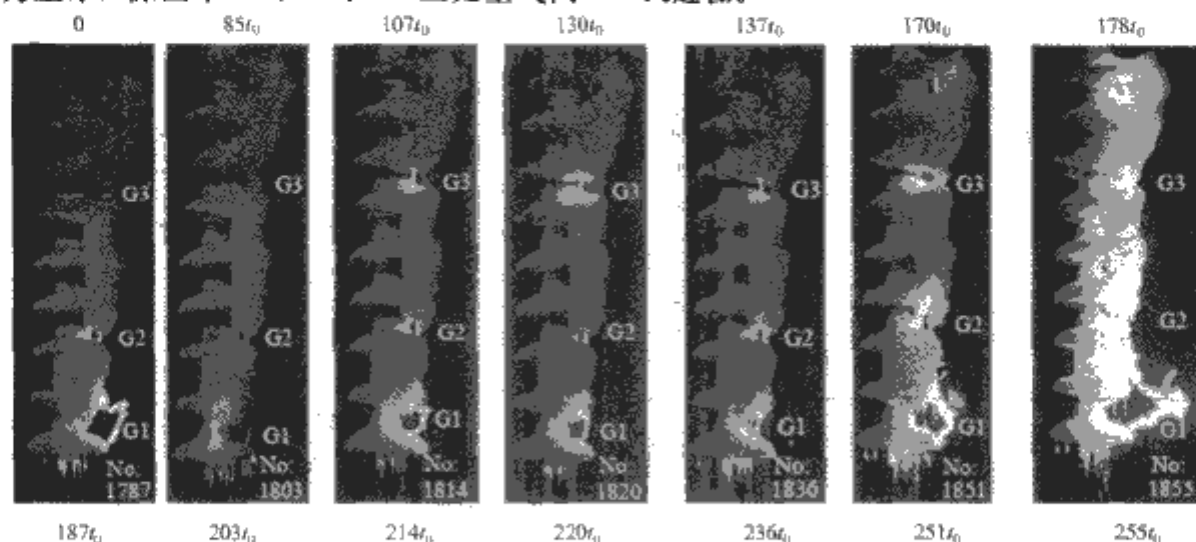


图 5.1-102 9 片串标准绝缘子严重覆冰时的  
闪络过程 ( $t_0=0.04s$ )

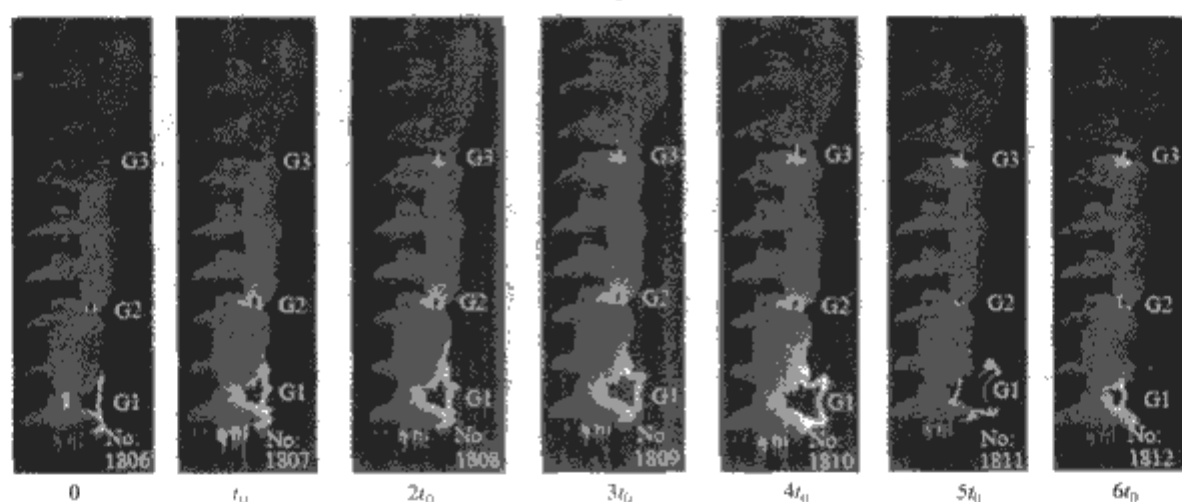


图 5.1-103 9 片串标准绝缘子严重覆冰时局部  
电弧的一次建立、发展和熄灭过程 ( $t_0=0.04s$ )

与污秽绝缘子的放电过程相比，在覆冰绝缘子放电发展过程中，同样有“零休”现象，然而在覆冰绝缘子局部电弧发展过程，伴随着冰的融化和脱落，其闪络机理更为复杂，目前对覆冰绝缘子闪络机理的研究还没有达到污秽绝缘子闪络机理那样的深度。

### 5.6.2 覆冰绝缘子放电的物理数学模型

影响覆冰绝缘子闪络过程的因素甚多，至今尚未见有比较公认的数学物理模型，研究较多的是基于 Obenaus 概念的电路模型。

#### 5.6.2.1 电路模型

最早根据树脂玻璃槽模型（见图 5.1-104）中的模拟试验结果，Bui 等人提出的结冰状态的冰面电弧电压公式为

$$U = ArI^{-m} + U_E \quad (5.1-78)$$

式中：U 为施加的电压，V； $U_E$  为电极压降，V；x 为电弧长度，cm；A、m 为静态电弧常数。

对式 (5.1-78) 拓展，增加未被电弧桥接部分冰面上的电阻电压，基于 Obenaus 概念（见图 5.1-105）提出的第一个覆冰闪络的数学模型的基本方程、电弧重燃方程如下

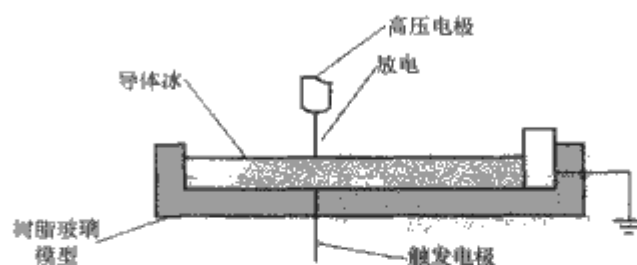


图 5.1-104 树脂玻璃槽模型

$$U = U_E + AxI^{-m} + IR_r(x) \quad (5.1-79)$$

$$I = \left( \frac{kx}{U} \right)^{\frac{1}{b}} \quad (5.1-80)$$

式中：k、b 为电弧的重燃常数。

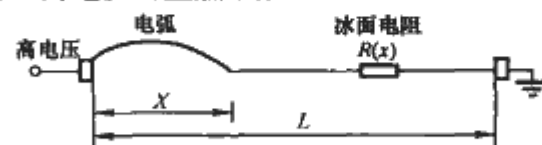


图 5.1-105 冰表面闪络模型回路

当考虑实际绝缘子串的覆冰是一个半圆柱状的冰体，剩



余电阻方程为

$$R_r(x) = \frac{1}{2\pi\gamma_e} \left[ \frac{4(L-x)}{D+2d} + \ln \left( \frac{D+2d}{4r_0} \right) \right] \quad (5.1-81)$$

式中:  $k$ 、 $b$  分别为电弧重燃常数 (交流下存在);  $\gamma_e$  为冰层表面电导率, S/cm;  $L$ 、 $D$  分别为绝缘子的长度和直径, cm;  $d$  为冰层厚度, cm;  $r_0$  为电弧根部半径, cm。

$r_0$  同电压极性等因数有关, 通常用  $r_0 = \sqrt{I/k_1\pi}$  表示。式中,  $k_1$  称为电弧根部半径系数, 不同的电压类型和极性下有不同的值。

现有的覆冰闪络数学模型基本上是以此为基础, 对其中的参数进行研究, 且重点集中在冰面电弧的研究上, 也就是在各种情况下的  $A$ 、 $m$ 、 $U_E$  及  $R_r(x)$  等参数值。

加拿大的 Chen Xing 以圆柱形覆冰物理模型 (见图 5.1-106) 为研究对象, 观察研究交直流电压下电弧的  $U-I$  特性和  $U_E$ 。对于圆柱状的覆冰物理模型, 冰表面起弧后的剩余冰面电阻为

$$R_r(x) = \frac{1}{\pi\gamma_e} \left[ \frac{\pi(L-x)}{w} + \ln \left( \frac{w}{2\pi r_0} \right) \right] \quad (5.1-82)$$

式中:  $\gamma_e$  为未被电弧跨越部分的冰层表面电导率, 同覆冰水电导率、温度和电压极性密切相关, S/cm;  $w$  为冰面宽度, cm。

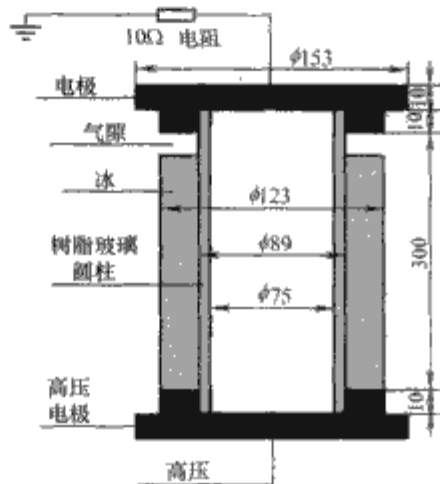


图 5.1-106 圆柱形覆冰物理模型

将  $r_0$  代入式 (5.1-82), 再代入式 (5.1-79), 进行  $dU/dI=0$  和  $dU/dx=0$  的运算, 就可以得到临界闪络的电压  $U_c$ 、电流  $I_c$  和临界闪络电弧长度  $x_c$ 。使用此数学模型计算的闪络电压同 5 片串的 IEEE 标准绝缘子串的试验结果进行比较, 结果比较吻合。然而由于受到试验条件的限制, 该模型没有也无法对长绝缘子串进行试验验证。

Farzaneh, Zhang Jianhui 等人以图 5.1-107 所示的三角形平板冰物理模型为对象, 研究了交、直流电压下的冰面电弧的模型。对于直流, 引入系数  $k \geq 1$ , 式 (5.1-79) 改写为

$$U = AkxI^m + U_E + IR_r(x) \quad (5.1-83)$$

加入式 (5.1-82), 令  $\partial U / \partial I = 0$  和  $\partial U / \partial x = 0$ , 当确

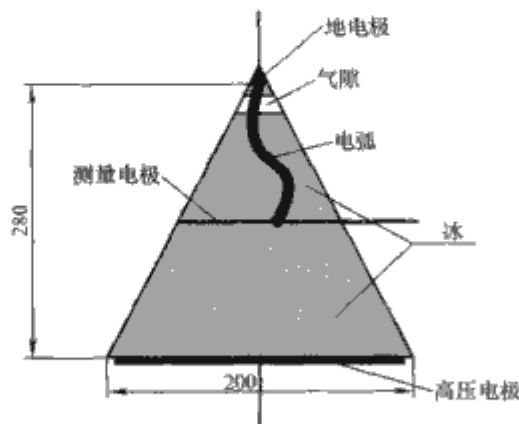


图 5.1-107 三角形平板冰物理模型

定了  $A$ 、 $k$ 、 $m$ 、 $U_E$ 、 $\gamma_e$ 、 $r_0$  后, 可得在直流条件下绝缘子串的临界闪络电流和电压值。

在交流条件下, 电极压降  $U_E$  可忽略或是包含在  $A$  中, 以峰值计算, 式 (5.1-79) 改写为

$$U_m = AxI_m^m + I_m R_r(x) \quad (5.1-84)$$

加入电弧重燃的条件  $I_m = \left( \frac{kx_m}{U_m} \right)^{\frac{1}{b}}$ 。

将式 (5.1-82) 和式 (5.1-84) 结合, 可得交流临界闪络电压, 而临界闪络电流为

$$I_c = \left( \frac{kx_c}{U_c} \right)^{\frac{1}{b}} \quad (5.1-85)$$

之后 Farzaneh, Zhang Jianhui 等人又深入研究了气压、污秽对冰表面的电弧行为、闪络电压的影响, 确定各种情况下的  $A$ 、 $m$ 、 $U_E$  和  $R_r(x)$  参数值, 对不同情况下覆冰模型闪络的特性和机理有了初步的认识。

三角形冰物理试品对于研究冰表面的闪络有很大的帮助, 其建立在式 (5.1-79) 基础上, 对式 (5.1-79) 的参数进行探讨, 在对短支柱绝缘子覆冰进行验证, 也得到了比较好的结果, 但是依然没有对长支柱绝缘子或长绝缘子串进行验证。

建立在污秽模型基础上的覆冰闪络模型, 在覆冰比较轻的情况下, 可能是适用的。但是在覆冰比较重的情况下, 是否适用, 还存在着争论。

对冰表面电弧发展的速度, 有冰面电弧发展速度的数学模型为

$$v(t) = K \left[ \frac{dI(t)}{dt} \right]^n \quad (5.1-86)$$

式中:  $K$ 、 $n$  为参数, 与电压极性有关, 负极性,  $K=2.22$ ,  $n=0.32$ ; 正极性,  $K=1.14$ ,  $n=0.60$ 。

#### 5.6.2.2 热力学模型

从热力学角度对覆冰表面闪络的模型进行分析, 以一个理想的均匀覆冰的圆柱绝缘子 (见图 5.1-108) 作为研究对象。从理论分析和试验得到最低闪络电压和冰表面最小表面电阻是相对应的, 进而得出覆冰绝缘子最低闪络电压的必要条件: 在冰表面冰融化的速率不小于水结冰的速率。

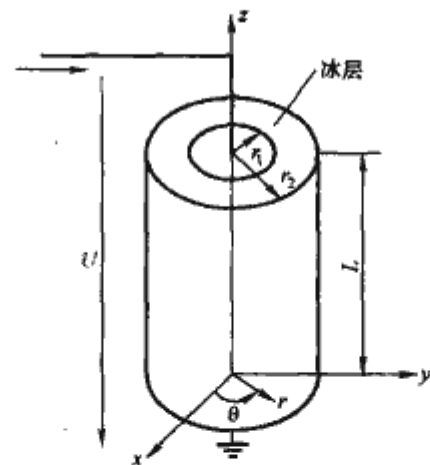


图 5.1-108 理想的光滑圆柱均匀覆冰模型

由电弧弧柱电场强度小于未被电弧跨越部分冰面电场强度, 得到了圆柱形绝缘子稳态下的临界闪络的电流和电压分别为

$$I_{cr} = A_{cr}^{\frac{1}{n}} \left\{ \frac{\rho_{ic}}{\frac{\pi(r_2^2 - r_1^2)}{2\ln(r_2/r_1)} - \pi r_2^2 - 2a\pi r_2 \delta \frac{\rho_{ic}}{\rho_w}} \times \left[ \frac{2\pi k t_1}{\ln(r_2/r_1)} + \beta(t_3 - t_2) + P \right] \right\}^{\frac{1}{2n}} \quad (5.1-87)$$

$$U_{\alpha} = \frac{LA^{\frac{1}{2}}\rho_{ic}^{\frac{1}{2}-\frac{1}{2k}}}{\pi(r_2^2-r_1^2)+2\pi r_2\delta\frac{\rho_{ic}}{\rho_w}} \left\{ \frac{1}{\frac{\pi(r_2^2-r_1^2)}{2\ln(r_2/r_1)}-\pi r_2^2-2a\pi r_2\delta\frac{\rho_{ic}}{\rho_w}} \left[ \frac{2\pi k_1}{\ln(r_2/r_1)}+\beta(t_3-t_2)+P \right] \right\}^{-\frac{1}{k}}$$
  
(5.1-88)

式中： $\rho_{ic}$ 、 $\rho_w$  为冰体的电阻率和冰面水膜的电阻率， $\Omega \cdot m$ ； $r_1$ 、 $r_2$ 、 $\delta$  分别为绝缘子直径、覆冰后外径、冰层厚度， $m$ ； $L$  为绝缘子长度， $m$ ； $t_1$ 、 $t_2$ 、 $t_3$  分别为绝缘子表面、冰表面和空气温度， $t_2=t_1, ^\circ C$ ； $k$  为冰的热传导系数； $a$  无量纲，与冰表面积、外界与冰体温度、周围空气温度、密度有关； $\beta(t_3-t_2)$  为由于冰表面和周围空气温差单位长度上从外界传入绝缘子内部的热量， $J/m$ ； $P$  为绝缘子单位长度上传入的外界辐射热， $J/m$ 。

该模型从热力学和功率平衡方面开拓了研究的视野和思路，但模型较粗糙，临界闪络电流和电压公式中的参数也未确定，不能做定量的分析，且电弧弧柱电场强度小于未被电弧跨接部分冰面电场强度，实质上讲也就是电弧单位长度电阻小于未被电弧跨接部分冰面的单位长度电阻，也就是说其基本理论与 Obenaus 概念的观点一致。

5.6.2.3 电磁场模型

利用计算机软件对覆冰绝缘子的电场分布进行计算以研究覆冰绝缘子闪络的特性和机理。对图 5.1-109 所示的支柱绝缘子不同的覆冰形式，使用边界元法对其电场分布进行计算，结果显示覆冰改变了沿绝缘子表面的电场分布，这主要是由于沿泄漏表面的空气间隙的存在而导致的。这些空气间隙上承担的电压相当高的，足以导致局部电弧的发生，如果整个绝缘子上的电压足够高，闪络就有可能发生。

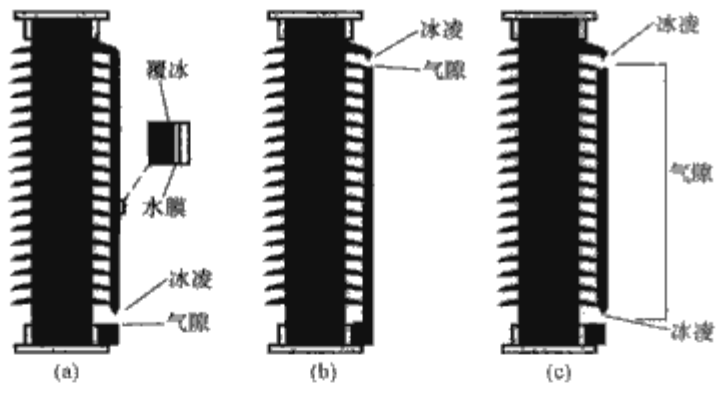


图 5.1-109 支柱绝缘子的不同覆冰形式

对覆冰绝缘子电场的模拟可以采用有限元法，也可以采用边界元法。

国内外对覆冰闪络模型的研究进行了大量的工作，取得了一些研究成果，并在短支柱绝缘子和短绝缘子串上得到了验证。但因覆冰闪络的影响因素太多，闪络的机理复杂，能准确反映覆冰的闪络特性及机理的模型仍有争论，已有的模型没有在长串中得到验证。

5.7 覆冰绝缘子电气特性

5.7.1 人工覆冰绝缘子的交流电气特性

5.7.1.1 瓷和玻璃绝缘子的交流冰闪特性

图 5.1-110 所示为海拔  $H=232m$ ，XP-70 型绝缘子在不同等值盐密 ( $\rho_{ESDD}$ ) 条件下的平均每片 XP-70 型瓷绝缘子最低交流闪络电压  $U_{min}$  (kV) 与覆冰量  $W$  (kg) 关系的试验结果。

由图 5.1-110 可知，在不同等值盐密 ( $\rho_{ESDD}$ ) 下，平均每片 XP-70 型绝缘子的最低交流闪络电压  $U_{min}$  均随覆冰量  $W$  的增加而按指数规律降低，并且当覆冰量  $W$  增加到一定

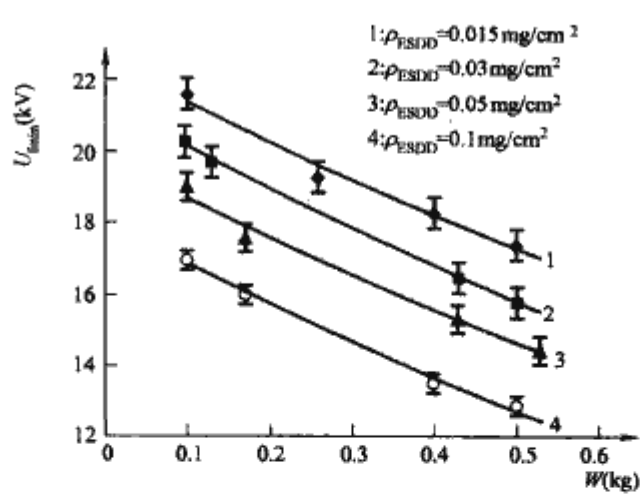


图 5.1-110 平均每片 XP-70 型绝缘子的  $U_{min}$  与  $W$  的关系 (误差线: 2%)

程度后，最低交流闪络电压  $U_{min}$  随覆冰重量  $W$  增加而降低的趋势逐渐缓慢。其原因在于：

(1) 当覆冰量少时，绝缘子串伞裙边缘不会形成冰凌或冰凌很短，伞裙间空气间隙不会被冰凌短接，泄漏距离得到充分利用。因此，覆冰绝缘子的最低交流闪络电压较高。

(2) 随着覆冰量的增加，伞裙边缘冰凌数增多且伸长，伞间空气间隙缩短，冰凌的形成及增长将可能改变闪络路径，电弧沿冰凌尖端桥接空气间隙的可能增加，最低交流冰闪电压则逐渐降低。

(3) 当覆冰量增加到绝缘子伞裙间隙被冰凌完全短接时，冰闪路径则是沿着最短爬电路径，闪络电压明显降低。如覆冰量继续增加，闪络电压会随冰凌的根数和表面覆冰厚度增加导致电阻的降低而降低，但其降低趋势较为缓慢。

对图 5.1-110 中试验结果进行分析，并按其最佳拟合曲线进行拟合，即用指数函数曲线对试验结果进行拟合，可得平均每片 XP-70 型绝缘子的最低冰闪电压可表示为

$$U_{min}(H,W,\rho_{ESDD})=U_{min}(0,0,\rho_{ESDD})\times e^{-mW}$$
  
(5.1-89)

式中： $U_{min}(H,W,\rho_{ESDD})$  为海拔  $H$  (km)、覆冰量  $W$  (kg)、等值盐密  $\rho_{ESDD}$  时的闪络电压，kV； $m$  为覆冰量影响的特征指数； $W$  为覆冰量，kg； $U_{min}(0,0,\rho_{ESDD})$  为参考标准气压条件下，绝缘子覆冰为零但其表面仍为  $\rho_{ESDD}$  覆冰水湿润时的闪络电压，kV。用式 (5.1-89) 对图 5.1-110 试验结果进行曲线拟合可得表 5.1-65 的结果。

表 5.1-65 图 5.1-110 试验结果按式 (5.1-89) 拟合后  $U_{min}(0,0,\rho_{ESDD})$ 、 $m$  和  $R^2$  (回归系数) 的值

$\rho_{ESDD}$ (mg/cm <sup>2</sup> )	0.015	0.03	0.05	0.10
$U_{min}(0,0,\rho_{ESDD})$ (kV)	22.7	21.5	20.0	18.0
$m$	0.54	0.61	0.61	0.64
$R^2$	0.86	0.93	0.95	0.91
$\bar{m}$	0.60			

由表 5.1-65 可知，不同  $\rho_{ESDD}$  下，覆冰量影响特征指数  $m$  在 0.54~0.64 之间，其平均值为 0.60， $\rho_{ESDD}$  对  $m$  有一定的影响，但不十分明显，其基本趋势是  $\rho_{ESDD}$  越高， $m$  值越大。但总的来说，这种差异并不十分明显，可以忽略其影响，取其平均值分析覆冰量的影响。因此可认为覆冰量的影响是独立的。

图 5.1-111 所示为不同等值盐密 ( $\rho_{ESDD}$ ) 时平均每片 XP-70 型覆冰绝缘子平均闪络电压  $U_f$  与气压比  $p/p_0$  的关



系。图 5.1-112 所示为不同覆冰量时平均每片 XP-70 型覆冰绝缘子的平均闪络电压  $U_f$  与气压比  $p/p_0$  的关系。

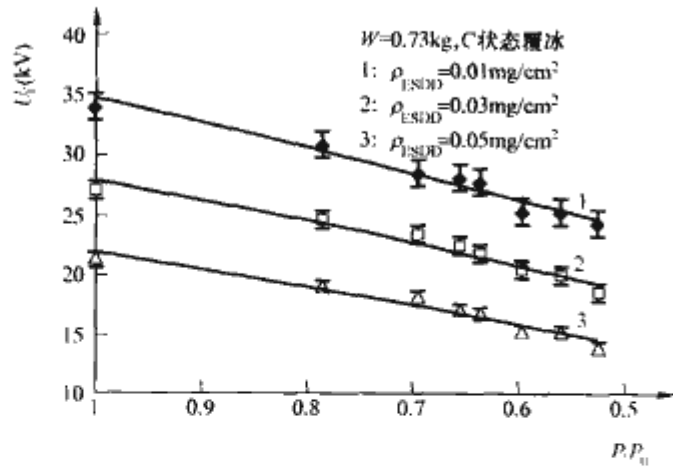


图 5.1-111 不同  $\rho_{ESDD}$  时平均每片 XP-70 型覆冰绝缘子  $U_f$  与  $p/p_0$  的关系 (误差线: 3%)

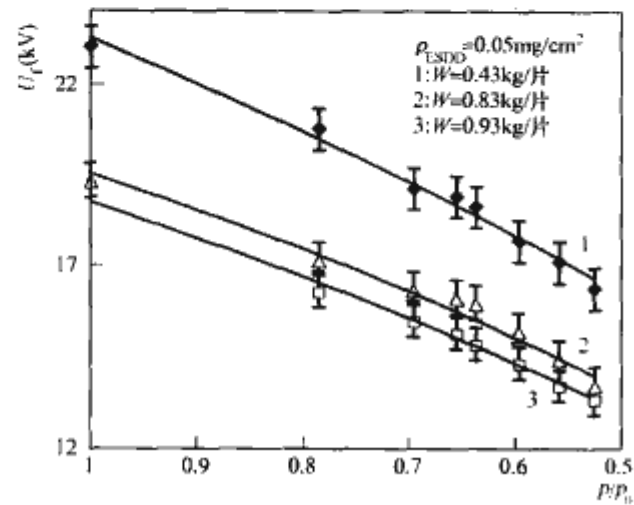


图 5.1-112 不同  $W$  时平均每片 XP-70 型覆冰绝缘子  $U_f$  与  $p/p_0$  的关系 (误差线: 3%)

由图 5.1-111 和图 5.1-112 可知, 在一定的  $\rho_{ESDD}$  和覆冰量  $W$  下, 覆冰绝缘子的平均闪络电压  $U_f$  均随气压  $p$  的降低 (或海拔  $H$  的增加) 而下降。

高海拔地区覆冰绝缘子的闪络电压  $U_f$  与气压  $p$  的关系, 即染污覆冰绝缘子在气压为  $p$  时的闪络电压仍可表示为

$$U_f(H, W, \rho_{ESDD}) = U_f(0, W, \rho_{ESDD}) \times \left(\frac{p}{p_0}\right)^n \quad (5.1-90)$$

式中:  $U_f(0, W, \rho_{ESDD})$  为参考标准大气压下覆冰绝缘子的平均闪络电压;  $p_0$  为标准大气压, 其值为 101.3kPa;  $p$  为实际大气压, kPa;  $n$  为覆冰绝缘子闪络电压的气压影响特征指数, 反映了海拔或者气压对高海拔地区覆冰绝缘子平均闪络电压的影响程度, 与电压类型、绝缘子形状、覆冰程度等因素有关。

对图 5.1-111、图 5.1-112 的试验结果按照式 (5.1-90) 进行回归分析可得气压影响特征指数  $n$ 、 $U_f(0, W, \rho_{ESDD})$  以及拟合相关系数如表 5.1-60、表 5.1-67 所示。

表 5.1-66 不同污秽程度下的海拔影响指数

$\rho_{ESDD}$ (mg/cm <sup>2</sup> )	0.01	0.03	0.05
$U_f(0, 0.73, \rho_{ESDD})$ (kV)	34.5	27.9	21.8
$n$	0.52	0.52	0.54
$R^2$	0.98	0.96	0.94
$\bar{n}$	0.52		

表 5.1-67 不同覆冰量下的海拔影响指数

$W$ (kg)	0.43	0.83	0.93
$U_f(H, W, 0.05)$ (kV)	23.3	19.6	18.7
$n$	0.52	0.51	0.53
$R^2$	0.99	0.96	0.99
$\bar{n}$	0.52		

由表 5.1-66、表 5.1-67 结果可知:

(1) 当覆冰严重时, 不同  $\rho_{ESDD}$  下,  $U_f(H, W, \rho_{ESDD})$  的气压影响特征指数为 0.52, 0.52, 0.54。由此可知, 不同等值盐密下气压影响特征指数有差异但不明显, 可取平均值  $\bar{n}$  (0.53) 分析。

(2) 当  $\rho_{ESDD}=0.05\text{mg/cm}^3$  时, 不同覆冰量下, 即不同覆冰状态下,  $U_f(H, W, \rho_{ESDD})$  的气压影响特征指数为 0.52, 0.51, 0.53, 其平均值 ( $\bar{n}$ ) 为 0.52, 其差异仍不明显。

表 5.1-66、表 5.1-67 两种情况下的特征指数的平均值分别为 0.53, 0.52, 其差异仍不明显。由此可以推测, 气压对覆冰绝缘子闪络电压的影响特征指数虽受污秽程度和覆冰量的影响, 但不明显, 这种差异可能是试验或测量引起的。因此, 可以认为气压影响是独立的。

从以上分析可看出, 覆冰绝缘子的闪络电压不仅随覆冰量增加而降低, 而且随覆冰水电导率的增加而下降。覆冰绝缘子电气强度的降低是两者共同作用的结果。通过大量的试验摸索和分析, 转换为 20℃ 的覆冰水电导率  $\gamma_{20}$  与每片绝缘子平均覆冰量  $w$  的积  $\gamma_{20}w$  作为新的特征参量来表征覆冰和污秽对绝缘子串闪络电压的影响较为合理, 并为分析覆冰绝缘子闪络特性带来了很大方便, 且易于被工程应用所采纳。为分析方便, 用  $ISP$  表示新的特征参量, 即  $ISP=\gamma_{20}w$ , 其单位为  $\text{g}/(\Omega \cdot \text{m})$ 。

图 5.1-113 所示为  $ISP$  与覆冰绝缘子最低交流闪络电压  $U_{fmin}$  的关系。由于大气中的污秽物沉积在运行中的绝缘子表面上, 虽然覆冰后被冰层覆盖, 但在融冰过程中, 污秽物中的强电解质会很快溶解于水中, 使融冰水电导率增大, 同时, 覆冰量越多, 对应的污秽越重。因此, 覆冰绝缘子串的最低交流闪络电压随  $ISP$  的增大而降低。

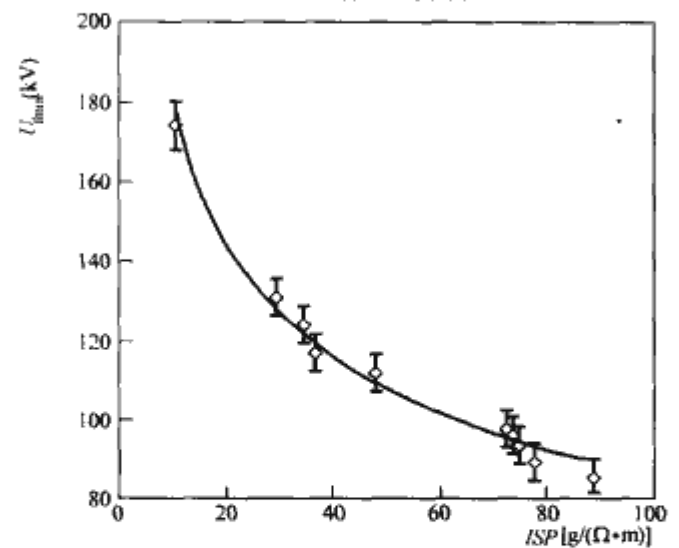


图 5.1-113 9 片串 XP-70 型覆冰绝缘子的  $U_{fmin}$  与  $ISP$  关系 (误差线: 3%)

从图 5.1-113 可知, 覆冰绝缘子串的最低闪络电压  $U_{fmin}$  与覆冰量及覆冰水电导率的积即  $ISP$  的关系是随  $ISP$  的增大,  $U_{fmin}$  逐渐下降。覆冰绝缘子串的最低闪络电压  $U_{fmin}$  与  $ISP$  的关系为

$$U_{\min} = A (ISP)^{-p} \quad (5.1-91)$$

式中:  $A$  为常数, 决定于绝缘子片数及绝缘子结构, 对于 9 片 XP-70 型覆冰悬式绝缘子,  $A$  值为 378.0;  $p$  为一个反映覆冰量和覆冰水电导率综合作用时对最低闪络电压  $U_{\min}$  影响的特征指数, 它与绝缘子的结构和覆冰的状态有关, 对于 XP-70 型瓷悬式绝缘子串, 当绝缘子 2/3 被冰凌桥接时,  $p$  为 0.32, 即 9 片串的 XP-70 型绝缘子的冰闪电压为

$$U_{\min} = 378.0 (ISP)^{-0.32} \quad (5.1-92)$$

利用式 (5.1-92) 可预测 9 片串 XP-70 型绝缘子串在不同  $ISP$  时的最低闪络电压值。在这里必须说明,  $ISP$  是一引入的新的特征参量, 是覆冰量和覆冰水电导率的综合反映。对于高海拔覆冰地区, 空气一般比较洁净, 其覆冰水电导率一般在  $100\mu\text{S}/\text{cm}$  左右。而现场试验和试验室试验结果均表明, 对于 XP-70 型绝缘子, 当覆冰量达到  $1.0\text{kg}/\text{片}$ , 绝缘子串的 2/3 将被冰凌短接。

根据  $ISP$  的定义, 当  $\gamma_{20} = 100\mu\text{S}/\text{cm}$ ,  $w = 1.0\text{kg}/\text{片}$  时,  $ISP = 10.0\text{g}/(\Omega \cdot \text{m})$ 。因此, 以下研究中将选择  $ISP = 10.0\text{g}/(\Omega \cdot \text{m})$  作为参考。

覆冰 XP-70 型绝缘子串的  $U_{\min}$  ( $ISP = 10.0$ ) 与绝缘子串长的关系如图 5.1-114 所示, 由图 5.1-114 可知, 覆冰绝缘子的  $U_{\min}$  与绝缘子串长 (或片数) 基本呈线性关系。因此, 按照直线进行拟合可得覆冰绝缘子串最低闪络电压与绝缘子串片数  $N$  的关系可表示为

$$U_{\min} (ISP = 10.0) = 20N \quad (5.1-93)$$

式中:  $N$  为绝缘子片数;  $U_{\min} (ISP = 10.0)$  为  $ISP = 10.0$  时的最低闪络电压。用拟合式 (5.1-93) 计算的结果与表 5.1-65 的结果之间的相对误差小于 1%。因此, 可以认为拟合式 (5.1-93) 是合理的。由此可知, 在绝缘子串长达 21 片标准悬式绝缘子时, 覆冰绝缘子串在融冰期的最低闪络电压与绝缘子串长之间是线性关系。

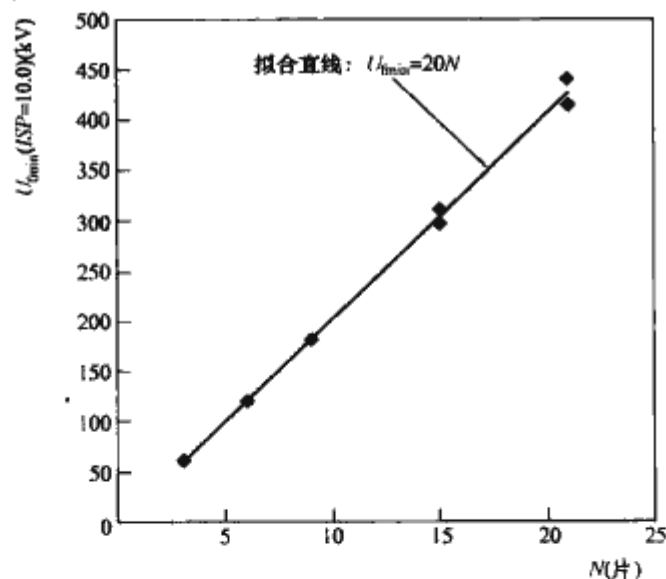


图 5.1-114 XP-70 型覆冰绝缘子串长与最低交流闪络电压的关系

由式 (5.1-93) 可知, 覆冰绝缘子串的最低闪络电压与绝缘子片数之间呈线性关系。而根据式 (5.1-91), 绝缘子串的最低闪络电压与特征参数  $ISP$  之间满足负指数的幂函数关系。因此, 根据式 (5.1-91) 和式 (5.1-93), 可得每片覆冰 XP-70 型绝缘子的最低闪络电压  $U_{\min}$  为

$$U_{\min} = 42.0\sigma_0^{-0.32} \quad (5.1-94)$$

式中:  $U_{\min}$  为每片覆冰绝缘子最低闪络电压的平均值,  $\text{kV}$ 。若  $ISP = 10.0\text{g}/(\Omega \cdot \text{m})$ , 由式 (5.1-93) 则可得  $U_{\min} = 20$ , 这与式 (5.1-94) 的结果一致。因此, 由式 (5.1-91) 和式 (5.1-94) 可得串长为  $N$  片的覆冰绝缘子的闪络电压为

$$U_{\min} (ISP, N) = 42.0N (ISP)^{-0.32} \quad (5.1-95)$$

式 (5.1-95) 表示覆冰 XP-70 型绝缘子串的最低闪络电压与绝缘子片数  $N$  及  $ISP$  的关系。由式 (5.1-95) 可以估算 XP-70 型绝缘子在不同覆冰水电导率条件下, 即不同污秽程度下, 不同覆冰量的最低闪络电压。由式 (5.1-95) 可绘出图 5.1-115 的覆冰绝缘子的闪络电压  $U_{\min}$  与串长  $N$  及  $ISP$  三者之间的关系, 图 5.1-115 可为重冰区超、特高压输电线路外绝缘的设计提供参考。

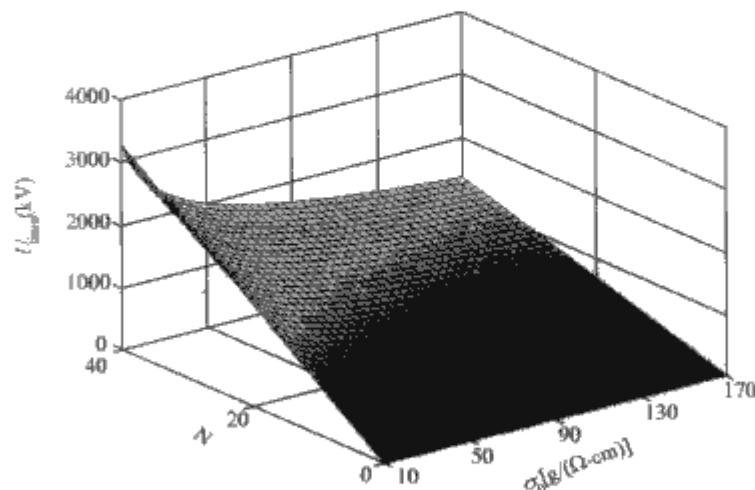


图 5.1-115 覆冰 XP-70 型绝缘子串的最低闪络电压

由式 (5.1-95) 还可知, 当  $ISP = 10.0\text{g}/(\Omega \cdot \text{m})$  时, 21 片 XP-70 型绝缘子的最低闪络电压为  $420\text{kV}$ 。即在空气洁净的覆冰地区, 即使 2/3 以上被雨淞冰凌桥接, 绝缘子串仍具有很高的电气强度。但当污秽比较严重时, 其闪络电压将急剧降低。因此, 从这个意义上说, 覆冰绝缘子串的闪络始终是与污秽相联系的, 覆冰是一种特殊的污秽形式。在覆冰地区进行外绝缘设计时, 在考虑覆冰程度的同时, 必须考虑污秽的影响。

#### 5.7.1.2 复合绝缘子的交流冰闪特性

同瓷和玻璃绝缘子相比, 复合绝缘子由于其材料表面的憎水性, 覆冰过程中过冷却水滴趋向于滑动到伞裙边缘冻结并形成冰柱; 由于其较小的裙间距, 裙间隙容易被冰凌桥接, 因此在较小的覆冰量时, 绝缘子伞裙即可被伞裙桥接。形成冰柱和桥接是复合绝缘子冰闪电压下降的主要原因。图 5.1-116 为不同海拔下, 覆冰 FXBW-10/70 型绝缘子的最低交流闪络电压  $U_{\min}$  与覆冰量  $W$  的关系, 其覆冰水电导率为  $300\mu\text{S}/\text{cm}$  ( $20^\circ\text{C}$ ), 该关系同覆冰量对瓷或玻璃绝缘子冰闪电压影响的趋势一致。

由图 5.1-116 可知, 在不同海拔  $H$  下, 复合绝缘子的

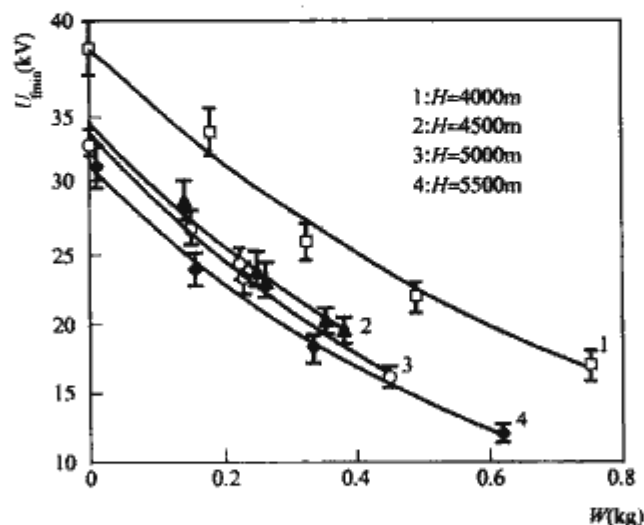


图 5.1-116 覆冰 FXBW-10/70 型复合绝缘子最低交流闪络电压与覆冰量的关系 (误差线: 5%)



平均交流冰闪电压  $U_{lim}$  均随覆冰量  $W$  的增加而呈指数关系降低,但在不同海拔下  $U_{lim}$  随  $W$  降低的趋势并不一致,即在不同的海拔下,  $W$  影响的特征指数  $m$  有差异,FXBW-10/70 型复合绝缘子覆冰量影响的特征参数  $m$  如表 5.1-68 所示。由表 5.1-68 可知,不同海拔下,  $m$  有一定差异。

表 5.1-68 FXBW-10/70 型复合绝缘子覆冰量影响的特征参数  $m$

海拔 $H$ (km)	$U_0 (H, 0)$ (kV)	$m$	$R^2$
4.0	39.9	1.16	0.97
4.5	34.7	1.50	0.94
5.0	33.8	1.61	0.96
5.5	31.5	1.56	0.98

由图 5.1-116 还可知,当覆冰量  $W$  增加到一定程度后,  $U_{lim}$  随  $W$  增加而降低的趋势逐渐缓慢,这与 XP-70 型绝缘子的现象类似,每一种复合绝缘子有一饱和覆冰量。

FXBW-10/70 型、FXBW-35/100 型和 FXBW-110/100 型的冰闪试验结果有一定的差异,但不明显。不同绝缘子的饱和覆冰量  $\bar{W}$ ,如表 5.1-69 所示。

表 5.1-69 不同复合绝缘子的平均饱和覆冰量  $\bar{W}$

绝缘子型号	FXBW-10/70 型	FXBW-35/100 型	FXBW-110/100 型
$\bar{W}_s$ (kg)	0.45	1.4	3.5

覆冰是一种特殊的污秽形式。这种污秽形式有两种含义,一是冰中本身就有污秽,二是洁净冰是有很高的电气强度,只有当有污秽存在时,电气强度才会降低。因此,  $\rho_{ESDD}$  是决定覆冰绝缘子电气强度的十分重要因素。图 5.1-117 所示为 FXBW-35/100 型、FXBW-110/100 型复合绝缘子在  $-15^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$  条件下最低交流闪络电压  $U_{lim}$  与  $\rho_{ESDD}$  关系,其误差线为 3%。由图 5.1-117 中试验结果可知,FXBW-35/100 型和 FXBW-110/100 型覆冰复合和绝缘子交流平均闪络电压随  $\rho_{ESDD}$  的增加而下降并逐渐趋于饱和。分析闪络过程中电弧特性得知,等值盐密越高,电弧弧径越粗,由其形成的电弧燃烧更稳定且难以熄灭,并易于飘弧,其闪络电压降低。

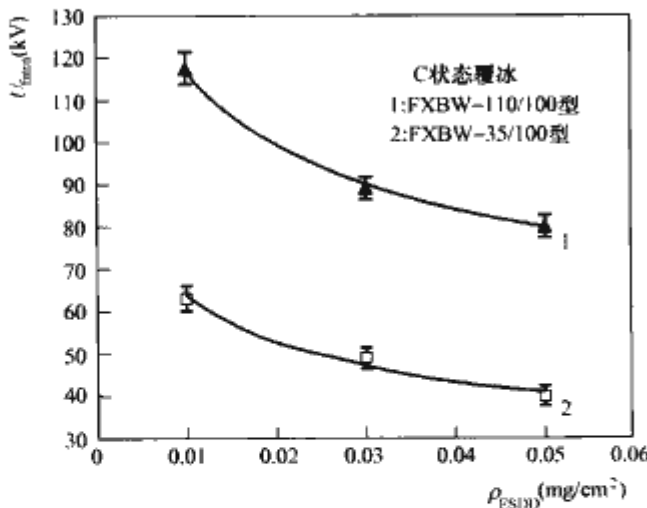


图 5.1-117  $\rho_{ESDD}$  对复合绝缘子最低交流闪络电压  $U_{lim}$  的影响 (误差线: 3%)

气压对复合绝缘子影响与瓷或玻璃绝缘子的规律基本一致。以 10kV 复合绝缘子为例来进行分析和研究,图 5.1-118 所示为不同覆冰状态下 FXBW-10/70 型复合绝缘子的平均交流闪络电压  $U_l$  (kV) 与气压比  $p/p_0$  的关系,其误差线为 3%。由图 5.1-118 可知,不同覆冰状态下复合绝缘子的

闪络电压  $U_l$  随气压比  $p/p_0$  的降低 (或海拔  $H$  的增加) 而下降。回归分析可得覆冰复合绝缘子在不同覆冰状态下的气压影响特征指数  $n$  如表 5.1-70 所示。

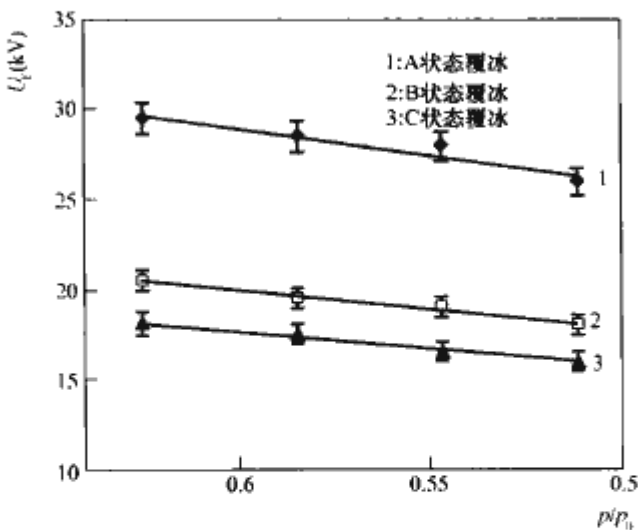


图 5.1-118 FXBW-10/70 型复合绝缘子平均交流闪络电压与  $p/p_0$  关系 (误差线: 3%)

表 5.1-70 FXBW-10/70 型覆冰复合绝缘子的气压影响特性指数  $n$  值

状态类别	A 类覆冰状态	B 类覆冰状态	C 类覆冰状态
$n$	0.64	0.60	0.59

由表 5.1-70 可知,3 种不同覆冰状态下的气压影响特性指数  $n$  虽有差异但不明显,可以取其平均值 (0.61) 作为复合绝缘子的气压影响特征指数。

5.7.2 人工覆冰绝缘子的直流电气特性

同覆冰绝缘子的交流冰闪特性一样,覆冰绝缘子的直流冰闪特性也受绝缘子型式、污秽程度、气压、串长等的影响,此外还受电压极性的影响。

5.7.2.1 瓷和玻璃绝缘子的直流冰闪特性

(1) 极性效应。直流电压极性对绝缘子闪络电压的影响,通常称为极性效应。极性效应指对同一种绝缘子高压端为正极性和负极性时出现闪络电压不同的现象。当电弧由正极性金属电极起弧并导致闪络,称为正极性电弧;反之,由负极性金属电极起弧并导致闪络,则称为负极性电弧。对污秽绝缘子直流试验结果的分析认为,绝缘子闪络电压的极性效应主要是由于阴极的强电子发射能力造成的,虽然也可以用来对覆冰绝缘子的极性效应进行分析,但因覆冰改变了绝缘子 (串) 的沿面电场分布并且改变了绝缘子金具的对称性,因此,覆冰绝缘子闪络电压的极性效应与污秽绝缘子相比又存在一定的差异。目前对于覆冰绝缘子 (尤其是长串) 闪络特性的研究不多,对于极性效应的研究就更少,研究的结果也各有所异。其中: Renner, Hill, Ratz 对悬式绝缘子长串的研究结果认为,在重冰情况下的极性效应不明显; Sugawara, Hokari 在冰凌尖端的放电试验表明,正极性放电电压低于负极性。加拿大魁北克大学 Chicoutimi 分校的试验研究发现,有机玻璃圆柱覆冰的正极性最大耐受电压比负极性的高 6%~9%; 三角形平板冰模型常压下正极性最低闪络电压要比负极性的高 13%,而在 30kPa 低气压下正、负极性的最低闪络电压基本一致; 短支柱绝缘子的正极性的最低闪络电压比负极性低,两者差异随着气压的降低更大。从目前国内试验研究结果看: 短串的直流闪络电压负极性略低于正极性,但不同形式的悬式绝缘子两者可能很接近,一般认为负极性直流闪络电压 (或耐受电压) 比正极性约低 10%~20%; 绝缘子长串的直流闪络电压极性效应与覆冰

量、串长等有关。

图 5.1-119 和图 5.1-120 分别为不同串长的 XZP-160 型直流瓷绝缘子串和 LXP-160 型直流玻璃绝缘子串的最低直流闪络电压  $U_{fmin}$  与气压比  $p/p_0$  的关系。从图 5.1-119 和图 5.1-120 中可以看出, XZP-160 型和 LXP-160 型绝缘子串的最低闪络电压存在明显的极性效应, 普遍来讲, 对于瓷和玻璃绝缘子, 正极性闪络电压高于负极性。

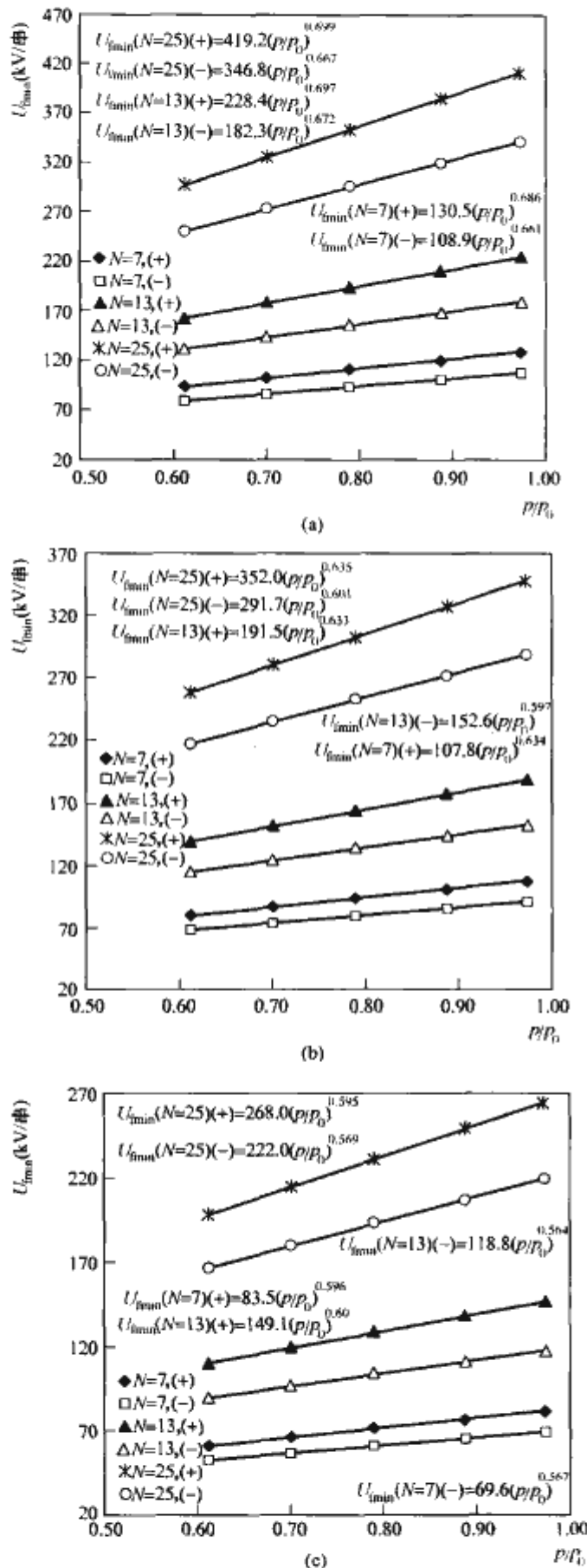


图 5.1-119 XZP-160 型绝缘子串正、负极性最低闪络电压与  $p/p_0$  的关系

(a)  $\rho_{ESD} = 0.03 \text{ mg/cm}^2$ ; (b)  $\rho_{ESD} = 0.05 \text{ mg/cm}^2$ ;  
 (c)  $\rho_{ESD} = 0.10 \text{ mg/cm}^2$

同时从图 5.1-119 和图 5.1-120 中也可以得出极性效应与串长、污秽、气压等相关因素的关系, 以 XZP-160 型直流绝缘子串为例:

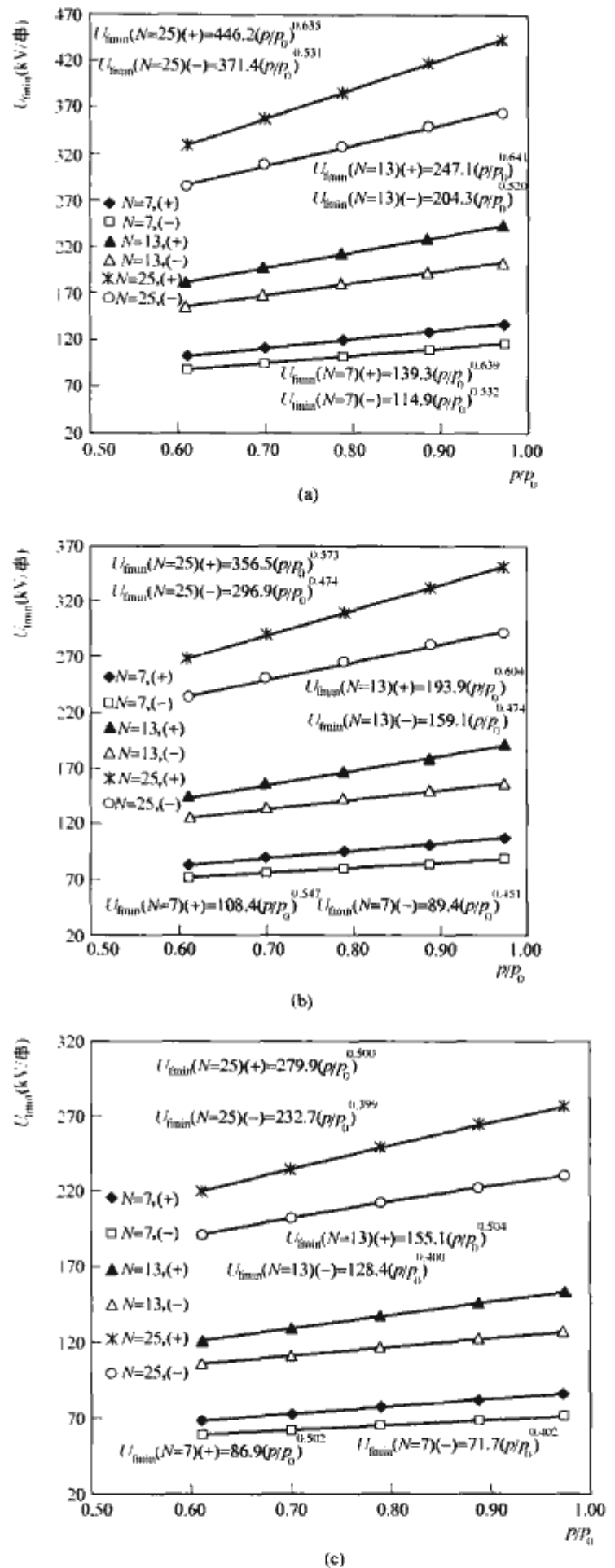


图 5.1-120 LXP-160 型绝缘子串正、负极性最低闪络电压与  $p/p_0$  的关系

(a)  $\rho_{ESD} = 0.03 \text{ mg/cm}^2$ ; (b)  $\rho_{ESD} = 0.05 \text{ mg/cm}^2$ ;  
 (c)  $\rho_{ESD} = 0.10 \text{ mg/cm}^2$

1) 对串长  $N$  分别为 7 片, 13 片, 25 片, 当  $\rho_{ESD} = 0.03 \text{ mg/cm}^2$  时,  $U_{fmin,0}(+)$  比  $U_{fmin,0}(-)$  分别高 19.8%, 25.3%, 20.9%, 当  $\rho_{ESD} = 0.05 \text{ mg/cm}^2$  时,  $U_{fmin,0}(+)$  比  $U_{fmin,0}(-)$  分别高 19.8%, 25.5%, 21.0%, 而当  $\rho_{ESD} = 0.10 \text{ mg/cm}^2$  时,  $U_{fmin,0}(+)$  比  $U_{fmin,0}(-)$  分别高 19.9%, 25.4%, 20.7%, 可见极性效应与串长有关, 但与串长增加没有明显的关系, 并不是串长越长, 极性效应就越明显。



2) 串长  $N$  为 7 片,  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  时,  $U_{\text{min},0}(+)$  比  $U_{\text{min},0}(-)$  分别高 19.8%, 19.8%, 19.9%,  $N$  为 13 片时, 分别为 25.3%, 25.5%, 25.4%,  $N$  为 25 片时, 则分别为 20.9%, 21.0%, 20.7%, 因此污秽程度对极性效应的影响不明显。

3) 正极性的气压影响特征指数  $n$  大于负极性(见表 5.1-71), 如  $N=7$  和  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  时,  $n(+)$  比  $n(-)$  分别大 3.8%, 5.1%, 5.2%;  $N=13$  和  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  时,  $n(+)$  比  $n(-)$  分别大 3.7%, 6.0%, 6.4%; 而  $N=25$  和  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  时,  $n(+)$  比  $n(-)$  分别大 4.8%, 4.8%, 4.6%, 由此可知, 正极性的气压影响特征指数  $n$  大于负极性的  $n$  的百分比也与污秽程度和绝缘子串长有关, 这意味着随着气压的降低, 正、负极性冰闪电压差异减小。

表 5.1-71 XZP-160 型直流绝缘子的极性效应  
对  $U_{\text{min},0}$  和  $n$  的影响

$\rho_{\text{ESDD}}$ ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	串长 $N$ (片) 电压极性	7		13		25	
		$U_{\text{min},0}$ (kV)	$n$	$U_{\text{min},0}$ (kV)	$n$	$U_{\text{min},0}$ (kV)	$n$
0.03	(+)	130.5	0.686	228.4	0.697	119.2	0.699
	(-)	108.9	0.661	182.3	0.672	346.8	0.667
0.05	(+)	107.8	0.634	191.5	0.633	352.0	0.635
	(-)	90.0	0.603	152.6	0.597	291.6	0.606
0.10	(+)	83.45	0.596	149.1	0.600	268.0	0.595
	(-)	69.63	0.567	118.9	0.564	222.0	0.569

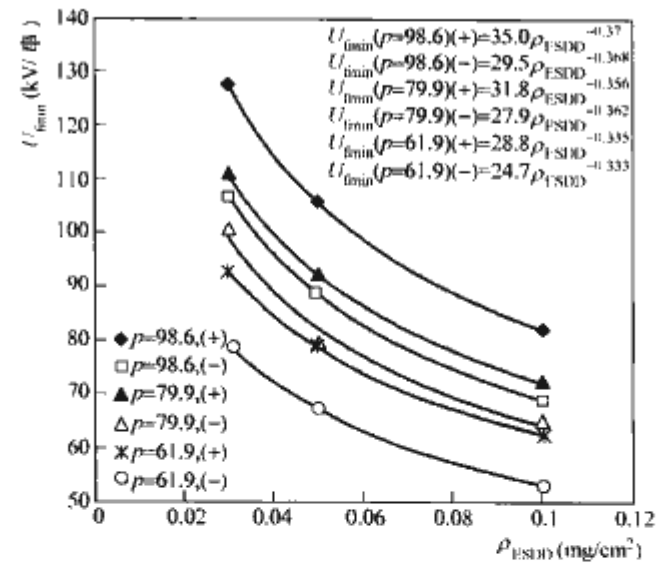
(2) 污秽程度对覆冰绝缘子串的影响。污秽影响特征指数  $a$  与电压极性有关系, 但不明显(见图 5.1-121、图 5.1-122 和表 5.1-72、表 5.1-73), 如  $p=98.6\text{kPa}$  情况下: 当  $N=7, 13, 25$  片时,  $a(+)$  比  $a(-)$  分别高 0.5%, -0.56%, 0.54%; 而当气压  $p$  为 79.9, 61.9kPa 时, 存在同样的趋势, 也就是说, 在不同串长, 电压极性对污秽影响特征指数没有明显影响。

表 5.1-72 XZP-160 型绝缘子串的  $A$  和  $a$  值

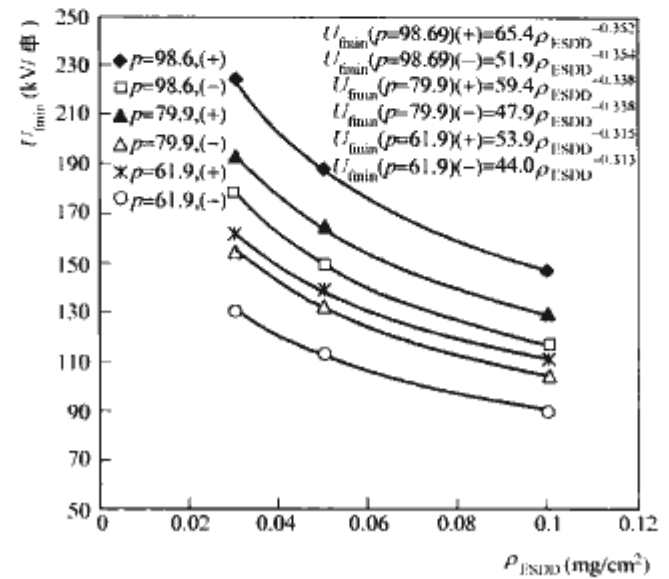
气压 $p$ (kPa)	串长 $N$ (片) 电压极性	7		13		25	
		$A$	$a$	$A$	$a$	$A$	$a$
98.6	(+)	35.0	0.370	65.4	0.352	113	0.371
	(-)	29.5	0.368	51.9	0.354	94.1	0.369
79.9	(+)	31.8	0.356	59.4	0.338	104	0.353
	(-)	27.9	0.362	47.9	0.338	86.6	0.353
61.9	(+)	28.8	0.335	53.9	0.315	93.8	0.331
	(-)	24.7	0.332	44.0	0.313	78.6	0.333

表 5.1-73 LXP-160 型绝缘子串的  $A$  和  $a$  值

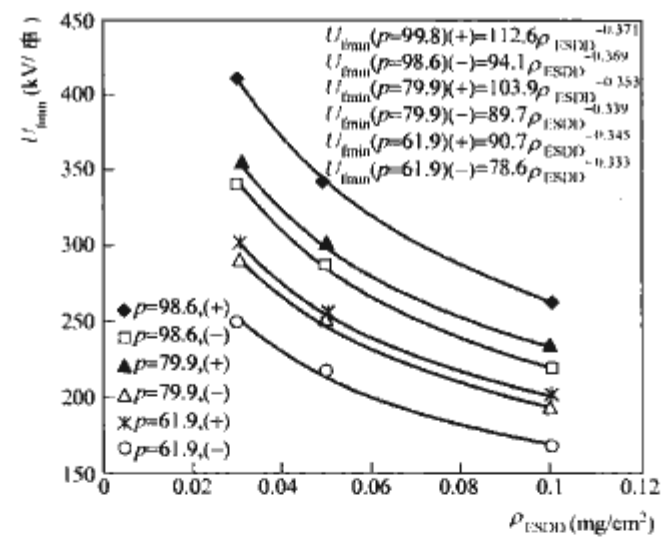
气压 $p$ (kPa)	串长 $N$ (片) 电压极性	7		13		25	
		$A$	$a$	$A$	$a$	$A$	$a$
98.6	(+)	35.3	0.382	62.9	0.381	113	0.382
	(-)	29.2	0.382	52.0	0.381	95.4	0.379
79.9	(+)	33.3	0.360	59.8	0.355	108	0.359
	(-)	27.9	0.361	50.4	0.359	91.7	0.361
61.9	(+)	31.1	0.336	56.2	0.327	102	0.329
	(-)	26.8	0.338	48.5	0.331	88.6	0.330



(a)



(b)



(c)

图 5.1-121 不同气压下 XZP-160 型绝缘子串正、负极性最低闪络电压与  $\rho_{\text{ESDD}}$  的关系

(a)  $N=7$  片; (b)  $N=13$  片; (c)  $N=25$  片

图 5.1-123 所示为不同污秽度  $\rho_{\text{ESDD}}$ 、气压  $p$  下 XZP-210 型绝缘子串 50% 直流闪络电压与串长的关系。

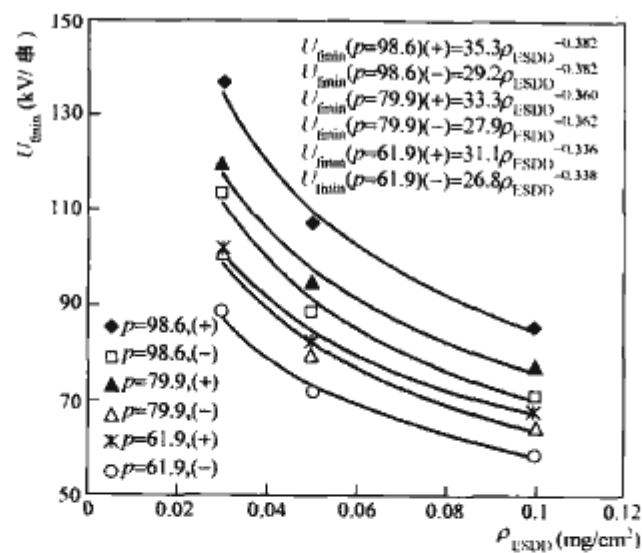
根据图 5.1-123 中试验结果, 50% 闪络电压  $U_{50\%}$  和绝缘子片数  $N$  满足下式关系

$$U_{50\%} = (A - \nabla u \cdot N)N \quad (5.1-96)$$

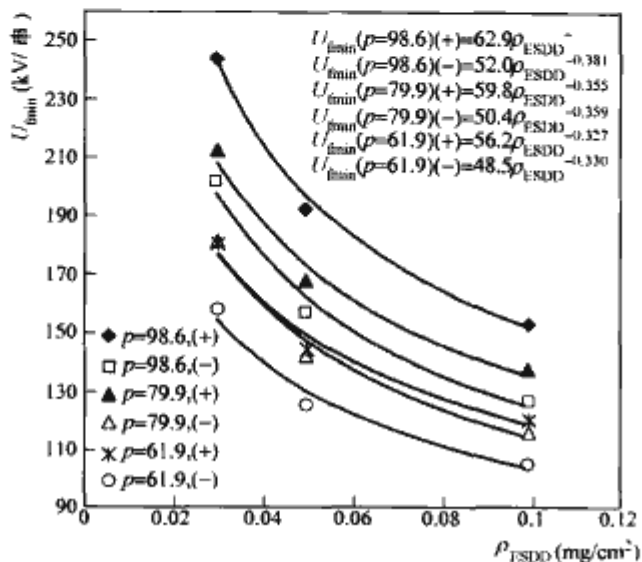
式中:  $\nabla u$  和  $A$  为常数, 不同盐密和气压下的  $\nabla u$  和  $A$  如表 5.1-74 所示。

通过对试验结果的分析, 可知:

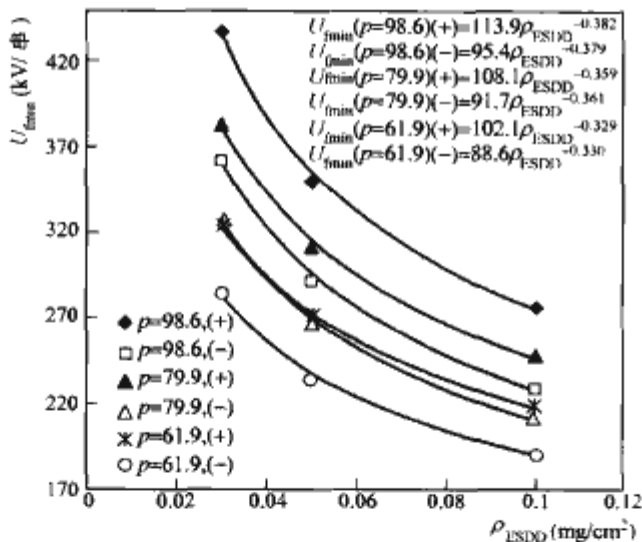
1) 随着  $N$  值的增加, XZP-210 型绝缘子串的 50% 直流闪络电压逐渐升高, 其升高的变化趋势虽然呈一定的线性关



(a)



(b)



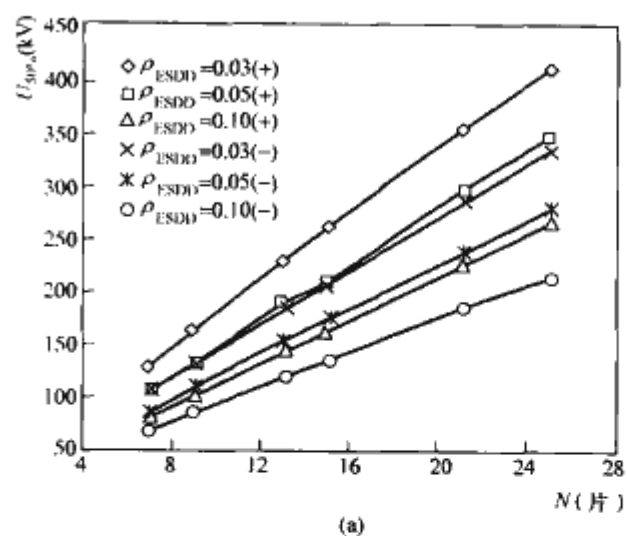
(c)

图 5.1-122 不同气压下 LXP-160 型绝缘子串正、负极性最低闪络电压与  $\rho_{ESDD}$  的关系

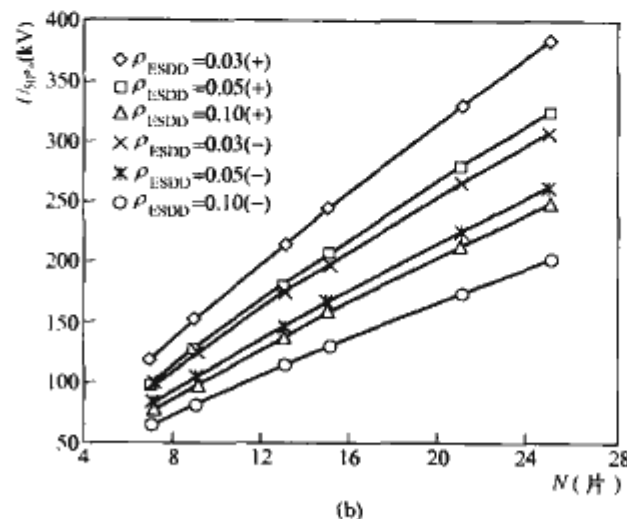
(a)  $N=7$  片; (b)  $N=13$  片; (c)  $N=25$  片

表 5.1-74 不同盐密和气压下的  $\nabla u$  和  $A$  值

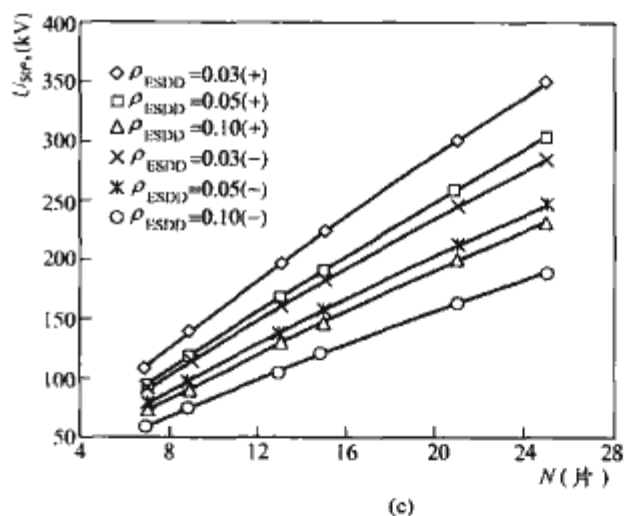
$\rho_{ESDD}$ ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )		0.030		0.050		0.100	
$p$ (kPa)		(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)
98.6	$A$	18.90	15.400	15.500	12.700	12.100	9.900
	$\nabla u$	0.100	0.087	0.070	0.064	0.060	0.055
89.9	$A$	17.600	14.500	14.700	12.100	11.500	9.500
	$\nabla u$	0.090	0.084	0.066	0.063	0.062	0.056
79.9	$A$	16.200	13.400	13.600	11.2	10.6	8.8
	$\nabla u$	0.086	0.079	0.059	0.053	0.053	0.048
70.9	$A$	15.000	12.300	12.600	10.400	10.000	8.2
	$\nabla u$	0.080	0.068	0.057	0.050	0.053	0.046



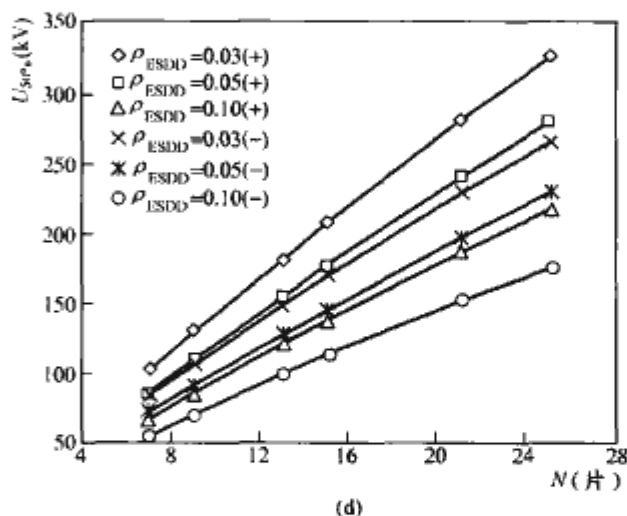
(a)



(b)



(c)



(d)

图 5.1-123 XZP-210 型绝缘子串 50% 直流闪络电压与串长的关系

(a)  $p=98.6\text{ kPa}$  ( $H=232\text{ m}$ , 试验室海拔); (b)  $p=89.9\text{ kPa}$  ( $H=1000\text{ m}$ ); (c)  $p=79.9\text{ kPa}$  ( $H=2000\text{ m}$ ); (d)  $p=70.9\text{ kPa}$  ( $H=3000\text{ m}$ )



系,但在污秽度较轻时,其线性关系并不明显。如  $p=98.6\text{kPa}$ 、 $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$  时,其 50% 闪络电压是串长  $N$  的  $(18.9-0.1N)$  的倍数关系,也就是说,当  $N=7$  时,平均每片绝缘子的 50% 直流闪络电压  $U_{50\%,1}(N=7)$  为  $18.2\text{kV}$ ,而当  $N=20$  时,平均每片绝缘子的 50% 直流闪络电压  $U_{50\%,1}(N=20)$  则只有  $16.6\text{kV}$ ,即随着绝缘子串长的增加,绝缘子串中的每片绝缘子的 50% 闪络电压  $U_{50\%,1}$  逐渐降低。这主要是因为本文试验中绝缘子覆冰和污秽度较轻的缘故。较轻的覆冰使得绝缘子串上冰凌很少,且冰凌未桥接绝缘子伞裙,且由于冰层较薄,融冰期易形成冰层不连续的区域,在冰层表面不易形成连续水膜;加之污秽度轻,融冰水电导率小,这些因素使得整个绝缘子串融冰期的电阻比严重覆冰(冰凌有  $2/3$  以上桥接)和污秽度较大时高得多,绝缘子串上的电压分布受杂散电容影响较大,呈较明显的电容性分布,电压分布不均匀(两端高,中间低)。随着串长的增长,绝缘子串上电压分布不均匀程度进一步增大,起弧电压降低,闪络电压随之降低,使得平均每片绝缘子的 50% 闪络电压降低,闪络电压与串长的线性关系不明显。但随着污秽度的增加,融冰水电导率增大,绝缘子串表面电阻减小,杂散电容对绝缘子串电压分布的影响减弱,闪络电压的非线性度降低,每增加一片绝缘子时平均每片绝缘子的 50% 直流闪络电压  $U_{50\%,1}$  降低的趋势也逐渐减小。如在  $p=98.6\text{kPa}$  的情况下,当  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$  时,  $\nabla u$  分别为  $0.1\text{kV}$ 、 $0.07\text{kV}$ 、 $0.06\text{kV}$ ,即污秽度增大, XZP-210 型直流绝缘子 50% 闪络电压与串长关系越接近线性。

2) 随着气压的降低,绝缘子串中每增加一片绝缘子时平均每片绝缘子的 50% 直流闪络电压  $U_{50\%,1}$  降低的趋势逐渐减小。如  $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ 、电压为正极性时,当  $p=98.6\text{kPa}$ ,  $89.9\text{kPa}$ ,  $79.9\text{kPa}$ ,  $70.9\text{kPa}$  时,  $\nabla u$  分别为  $0.1\text{kV}$ ,  $0.09\text{kV}$ ,  $0.086\text{kV}$ ,  $0.80\text{kV}$ ,即气压越低, XZP-210 型直流绝缘子 50% 直流闪络电压与串长的关系越接近线性。

3) 不同极性下,当绝缘子串中每增加一片绝缘子,负极性平均每片绝缘子的 50% 直流闪络电压  $U_{50\%,1}(-)$  比正极性的  $U_{50\%,1}(+)$  低。如  $p=98.6\text{kPa}$ 、 $\rho_{\text{ESDD}}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$  的情况下,  $\nabla u(-)$  为  $0.087\text{kV}$ ,而  $\nabla u(+)$  则为  $0.10\text{kV}$ ,即负极性时, XZP-210 型直流绝缘子串 50% 直流闪络电压与串长的线性关系比正极性下更接近。

对试验结果的分析可知:不同盐密  $\rho_{\text{ESDD}}$  ( $0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$ ) 和气压  $p$  ( $98.6\text{kPa}$ ,  $89.9\text{kPa}$ ,  $79.9\text{kPa}$ ,  $70.9\text{kPa}$ ) 下,  $\nabla u$  最大值为  $0.10$ ,即绝缘子每增加 1 片,每片绝缘子的 50% 闪络电压最多降低  $0.1\text{kV}$ ,每片绝缘子闪络电压降低的趋势是比较微弱的;并且随着气压  $p$  的降低、污秽度  $\rho_{\text{ESDD}}$  的增大和电压极性的变化  $\nabla u$  都有明显的降低趋势, XZP-210 型直流绝缘子 50% 直流闪络电压与串长的关系越接近线性。因此,在工程允许的误差范围内,认为绝缘子串的不同电压极性 50% 闪络电压与串长基本呈线性关系。

图 5.1-124 所示为具有相同结构高度的 XZP-210 型、LXZP-210 型和 XZWP4-160 型三种直流绝缘子 3 片串在不同气压下的平均直流闪络电压与气压的关系及回归分析的拟合曲线,覆冰前为清洁状态时,三种绝缘子的爬电距离基本一致,采用污液电导率法得到的覆冰水电导率分别为  $420\mu\text{S}/\text{cm}$ ,  $640\mu\text{S}/\text{cm}$ ,  $840\mu\text{S}/\text{cm}$ ,  $1120\mu\text{S}/\text{cm}$ 。闪络电压与气压之间满足式 (5.1-72) 的关系。由回归分析得到  $U_0$  和  $n$  如表 5.1-75 所示。通过对试验结果的分析,可知:

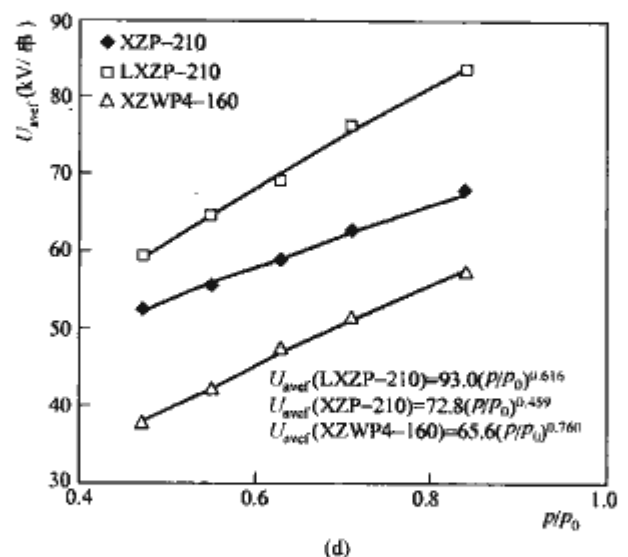
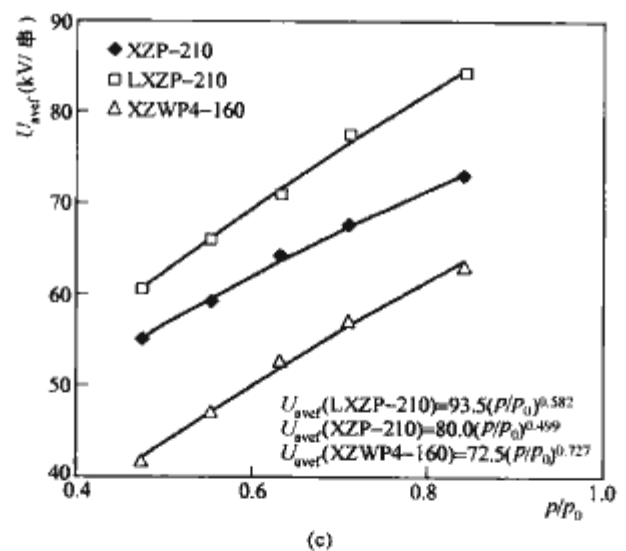
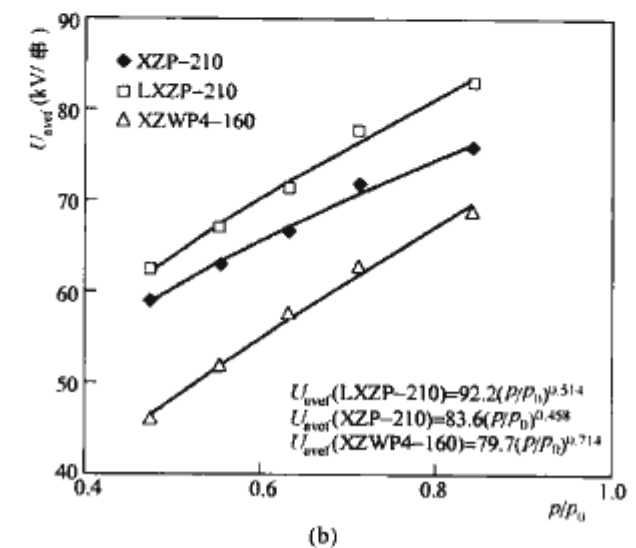
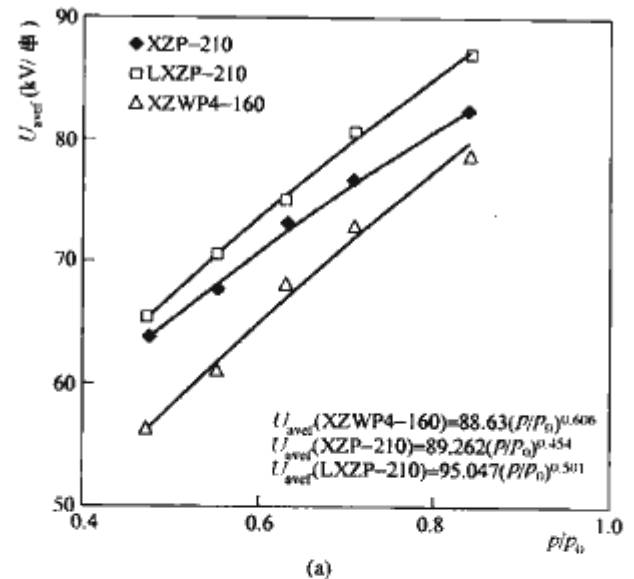


图 5.1-124 不同形式 3 片串直流绝缘子覆冰期直流平均闪络电压  $U_{\text{avef}}$  与气压  $p/p_0$  的关系  
(a)  $\gamma_{20}=420\mu\text{S}/\text{cm}$ ; (b)  $\gamma_{20}=640\mu\text{S}/\text{cm}$ ;  
(c)  $\gamma_{20}=840\mu\text{S}/\text{cm}$ ; (d)  $\gamma_{20}=1120\mu\text{S}/\text{cm}$

1) 绝缘子的结构形式对平均直流闪络电压的影响较为明显, 其中, 三伞型 XZWP4-160 型绝缘子的平均直流闪络电压随着气压的下降而下降的趋势比钟罩型 XZP-210 型和 LXZP-210 型绝缘子更为明显。

2) 覆冰绝缘子平均闪络电压的气压特征指数  $n$  随覆冰水电导率的变化而有一定差异, 但其变化趋势并不明显, 即认为覆冰期平均闪络电压的气压影响特征指数  $n$  与覆冰水电导率的关系并不明显, 因此可以认为将不同的覆冰水电导率下的平均闪络电压的气压影响特征指数的平均值作为该绝缘子的气压影响特征指数, 用  $\bar{n}$  来表示。由表 5.1-75 可知, XZP-210 型、LXZP-210 型及 XZWP4-160 型的  $\bar{n}$  分别为: 0.467, 0.553, 0.702。由平均特征指数  $\bar{n}$  可知: 三伞型绝缘子 XZWP4-160 型的平均直流闪络电压受气压的影响比钟罩型绝缘子明显, 而 XZP-210 型和 LXZP-210 型绝缘子的平均闪络电压气压影响特性指数基本一致。

3) 由图 5.1-124 可知, 在覆冰期, 平均每片 XZP-210 型绝缘子的平均直流闪络电压大于 20kV/片, 即使在污秽电导率高达 1120 $\mu$ S/cm 时也是如此。由此可看出, 即使污秽十分严重, 覆冰绝缘子的闪络电压仍很高, 具有较好的耐受特性, 这与运行中观测到的覆冰期绝缘子发生冰闪事故率较小是一致的。因此, 研究融冰期的冰闪特性具有更重要的意义。

表 5.1-75 三种形式绝缘子直流闪络电压的气压影响特征指数  $U_0$  以及  $n$

绝缘子 型号	覆冰水电导率 ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )								$\bar{n}$
	420		640		840		1120		
	$U_0$ (kV)	$n$	$U_0$ (kV)	$n$	$U_0$ (kV)	$n$	$U_0$ (kV)	$n$	
XZP-210	89.3	0.454	83.6	0.458	80.0	0.499	72.8	0.459	0.467
LXZP-210	95.0	0.501	92.2	0.514	93.5	0.582	93.0	0.616	0.553
XZWP4-160	88.6	0.606	79.7	0.714	72.5	0.727	65.6	0.760	0.702

5.7.2.2 复合绝缘子的直流冰闪特性

图 5.1-125 (a)、(b) 是 FXBW-10/70 型复合绝缘子在不桥接与全桥接两种情况下正、负极性闪络电压随气压变化的曲线。由图 5.1-125 可以看出: 当覆冰量很少, 伞裙边沿没有冰凌时, 极性效应不明显; 而当覆冰较多, 伞裙被冰凌完全桥接时, 有明显的极性效应。

当覆冰量较多, 伞裙被冰凌完全桥接时, 放电路径将沿着冰凌发展, 此时电位分布很不均匀, 冰凌上仅分担很小的电压, 大部分电压都集中在最下面伞裙和高压电极之间, 这与单片瓷绝缘子和玻璃绝缘子覆冰情况相似。图 5.1-126 是复合绝缘子在覆冰较多、伞裙被完全桥接时复合绝缘子闪络前起弧阶段的情况。由图 5.1-126 可看出: 电弧只在高压侧的伞裙下边沿出现, 而在伞裙间没有出现电弧, 这和玻璃绝缘子及瓷绝缘子相同, 是单电弧引起的闪络。图 5.1-127 是复合绝缘子在覆冰量较多、伞裙完全被冰凌桥接时复合绝缘子完全闪络的情况。这和瓷绝缘子和玻璃绝缘子闪络情况相同, 闪络沿着冰柱而不是沿伞裙边沿进行。负极性电弧金属阴极的强电子发射能力, 是造成较低的负极性冰闪电压的主要原因。

当覆冰量很少而伞裙边沿没有冰凌时, 整个复合绝缘子的爬电距离没有改变, 最下面伞裙和高压电极间分得的电压并不高, 闪络按泄漏路径发展; 另外由于复合绝缘子长度较长, 因此在其闪络路径上, 形成的局部电弧数量较多。图 5.1-128 是复合绝缘子在覆冰较少、伞裙未被冰凌桥接时复合绝缘子起弧阶段的情况。从图 5.1-128 中可以看出, 这与

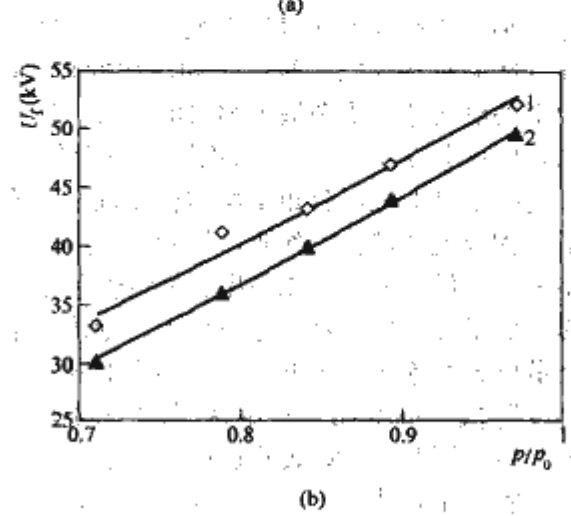
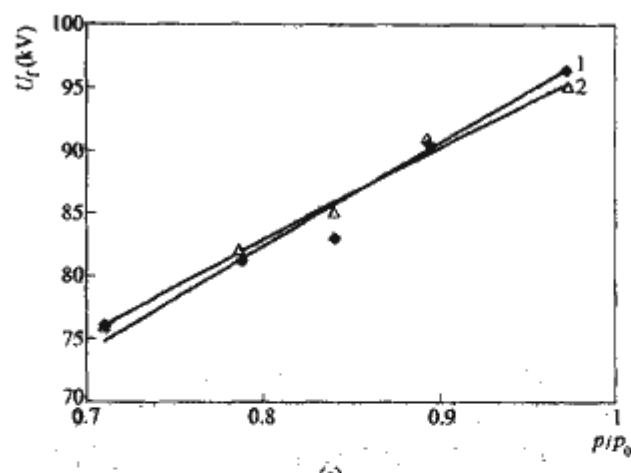


图 5.1-125 FXBW-10/70 型复合绝缘子闪络电压与气压的关系  
(a) 伞裙没有冰凌; (b) 伞裙被冰凌完全桥接  
1—正极性闪络; 2—负极性闪络

复合绝缘子被冰凌完全桥接的情况 (见图 5.1-126) 明显不同, 在其伞裙间出现了明显的局部电弧, 由于复合绝缘子只有上下两个金具, 因此除上、下两个电弧为具有金属电极的极性电弧外, 其他所有电弧均为非极性电弧, 这些无金属电极的非极性电弧决定了复合绝缘子覆冰量很少的条件下不具有极性效应。如图 5.1-129 是在复合绝缘子覆冰量较少、伞裙未被冰凌桥接时复合绝缘子闪络的情况。从图 5.1-129 可以看出, 此时闪络沿着伞裙边沿进行, 闪络基本按泄漏路径发展, 这也和伞裙被冰凌桥接的情况 (见图 5.1-127) 不同。



图 5.1-126 FXBW-10/70 型复合绝缘子严重覆冰时起弧照片



图 5.1-127 FXBW-10/70 型复合绝缘子严重覆冰时完全闪络照片

对伞裙边缘无冰凌形成的 FXBW-110/100 型复合绝缘子进行冰闪试验的试验结果列入表 5.1-76。由表 5.1-76 可知, 在伞裙边缘无冰凌的情况下, FXBW-110/100 型复合绝缘子与 FXBW-10/70 型绝缘子一致, 即其闪络电压不存在



明显的极性效应。



图 5.1-128 FXBW-10/70 型复合绝缘子覆冰较轻时起弧照片



图 5.1-129 FXBW-10/70 复合绝缘子覆冰较轻时完全闪络照片

表 5.1-76 FXBW-110/100 型冰闪极性效应的试验结果

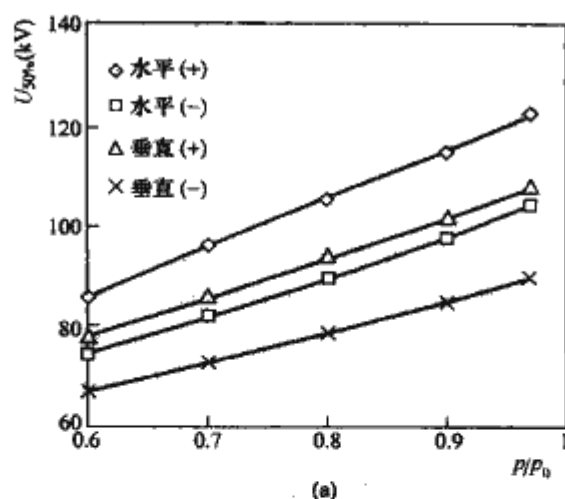
$\rho_{ESDD}(\text{mg}/\text{cm}^2)$		0.03		0.05		0.10	
电压极性		$U_{50\%}$ (kV)		$U_{50\%}$ (kV)		$U_{50\%}$ (kV)	
		(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)
$p$ (kPa)	98.6	148.4	147.9	129.9	130.1	115.0	114.8
	89.9	140.0	140.5	122.5	121.9	109.0	109.6
	79.9	129.2	128.5	113.8	114.1	102.0	101.8
	70.9	119.0	119.8	106.0	105.6	96.0	95.4
	61.9	110.0	109.6	98.0	98.3	89.0	89.5

### 5.7.3 不同布置方式下覆冰绝缘子串交、直流闪络特性

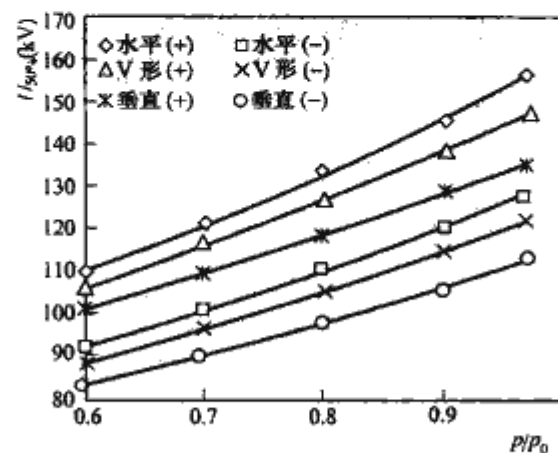
同污秽绝缘子串一样，绝缘子串的布置方式对其电气特性也有影响。Khalifa 和 Morris 对覆冰瓷、玻璃和复合绝缘子交流闪络特性的研究认为，单串绝缘子的交流闪络电压比双串的高，Cherney 对单串 IEEE 标准绝缘子串的研究表明：当覆冰较轻时，单串绝缘子的覆冰交流闪络电压比双串绝缘子的覆冰闪络电压高；当覆冰严重，单串和双串覆冰绝缘子闪络电压接近，Lee, Nellis 和 Brown 通过对不同布置方式的绝缘子串覆冰交流闪络特性进行研究得出：由于不同布置方式下覆冰的差异和伞裙间距增加而改变了绝缘子的覆冰特性，使得绝缘子串的布置方式对其交流覆冰闪络特性影响很大，因此 V 形串的交流覆冰闪络电压比相同长度的悬垂串的闪络电压高，而水平布置的闪络电压又比 V 形布置的闪络电压高。

图 5.1-130 所示为不同布置方式下的覆冰绝缘子串的直流闪络电压。

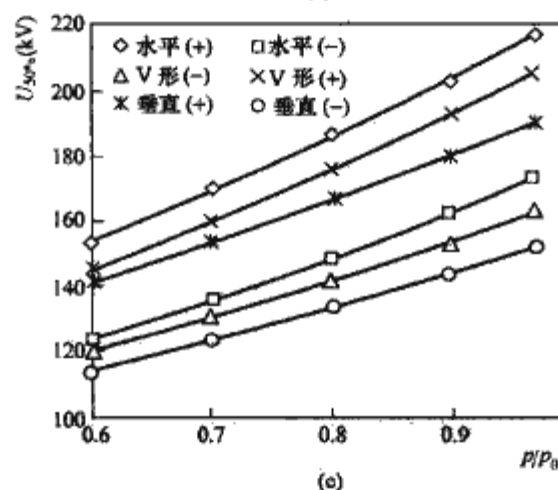
从图 5.1-130 中可知，在垂直、V 形和水平三种布置方式下，XZP-210 型绝缘子串的 50% 直流闪络电压  $U_{50\%}$  存在明显的差异，其中，水平布置的绝缘子 50% 直流闪络电压最高，V 形次之，垂直布置的绝缘子串 50% 直流闪络电压最低，这与污秽绝缘子类似。以串长  $N$  为 9 片串为例，在 98.6kPa, 89.9kPa, 79.9kPa, 70.9kPa, 61.9kPa 五个不同气压下，水平布置 XZP-210 型绝缘子串的正极性 50% 直流闪络电压比垂直布置的高 14.1%，13.1%，11.9%，10.5%，10.0%，水平布置 XZP-210 型绝缘子串的负极性 50% 直流闪络电压比垂直布置的则高 14.0%，13.3%，12.2%，11.0%，9.9%，V 形布置的正极性 50% 闪络电压比垂直布置的高 7.8%，7.2%，6.8%，5.9%，6.0%，而 V 形布置 XZP-210 型直流绝缘子串的负极性 50% 闪络电压比垂直布置的则高 7.7%，7.6%，6.6%，6.6%，5.7%。



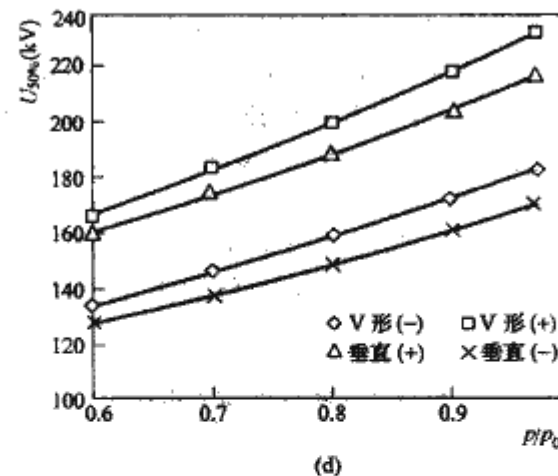
(a)



(b)



(c)



(d)

图 5.1-130 XZP-210 型绝缘子不同布置方式时直流  $U_{50\%}$  与  $p/p_0$  的关系 ( $\rho_{ESDD}=0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ )

(a)  $N=7$  片; (b)  $N=9$  片; (c)  $N=13$  片; (d)  $N=15$  片

也就是说，水平布置 XZP-210 型绝缘子串的 50% 直流闪络电压比垂直布置的高 9.9%~14.1%，V 形布置的 50% 直流闪络电压比垂直布置高 5.7%~7.8%，这与污秽情况下有一定的差异。因此，在覆冰地区进行线路外绝缘选择时，必须考虑不同布置方式的差异，同时采取防冰措施时，也可考

虑采用 V 形串或水平串提高闪络电压。

5.7.4 人工覆冰绝缘子和自然覆冰绝缘子电气特性的比较

自然覆冰与人工覆冰之间在外形和性质上均存在一定的差异,因此两者之间的闪络也有差异,因此人工覆冰与自然覆冰试验的等价性问题同污秽试验一样存在,且影响因素更多。

根据海拔 1800m 的贵州六盘水地区连续四年的自然覆冰试验发现:现场试验过程中测得的覆冰密度为 $0.9\text{g}\cdot\text{cm}^3$ ,基本上属于雨淞覆冰。XP-70 型、XP-160 型和 XWP2-160 型绝缘子 3 片串的自然污秽覆冰试验结果如表 5.1-77 所示。

表 5.1-77 3 片串自然污秽覆冰绝缘子现场交流闪络试验结果 (海拔 1800m)

试品	覆冰量 $m(\text{kg})$	等值盐密 $\rho_{\text{ESUD}}$ ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	最低闪络电压 $U_{\text{min}}$ ( $\text{kV}/3$ 片)	比人工模拟试验 结果增大百分数 (%)
XP-70 型	4.0	0.042	37.5	17.2
	4.1	0.036	40.0	20.8
	3.6	0.032	42.5	22.4
	3.8	0.027	45.0	25.2
XP-160 型	4.2	0.023	53.0	28.6
	3.6	0.027	48.8	22.0
	3.8	0.032	45.0	18.0
	3.5	0.042	40.5	13.4
	3.2	0.027	52.0	28.9
XWP2-160 型	4.1	0.023	46.0	7.1
	4.0	0.027	44.0	5.9
	5.0	0.035	40.4	6.1
	4.3	0.039	39.0	2.3

从现场试验结果可知,绝缘子现场自然覆冰试验与实验室人工模拟覆冰试验结果相似,绝缘子的最低交流闪络电压仍然是随着覆冰量的增加或者污秽度的增大而降低,并且绝缘子的最低闪络电压仍然是出现在覆冰期。相比实验室人工覆冰,自然覆冰绝缘子的最低闪络电压较高,3 片串的 XP-70 型、XP-160 型和 XWP2-160 型自然污秽覆冰绝缘子的最低交流闪络电压分别比实验室人工模拟染污覆冰绝缘子的最低闪络电压高 17.2%~25.2%、13.4%~28.9%和 2.3%~7.1%。

为了研究覆冰水化学成分对覆冰绝缘子闪络电压的影响,对自然观冰站的雪水进行定量化学分析,结果如表 5.1-78 所示。

表 5.1-78 自然观冰站雪水化学成分

离子种类	$\text{K}^+$	$\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Mn}^{2+}$	$\text{MnO}_4^{2-}$	$\text{NaCl}$	$\text{CaSO}_4$
离子含量 ( $\text{mg}/\text{L}$ )	0.20	1.01	10.60	0.28	0.01	0.01	2.57	36.00

用自然观冰站取回的雪水(电导率为 $80\mu\text{S}/\text{cm}$ )对 3 片串清洁 XP-160 型绝缘子进行雨淞覆冰,其在不同气压下的交流闪络试验结果如表 5.1-79 所示。

用自然观冰站取回的雪水(电导率为 $40\mu\text{S}/\text{cm}$ )对 3 片串自然污秽 XP-160 型绝缘子(等值盐密为 $0.018\text{mg}/\text{cm}^2$ )进行雾淞覆冰,其在不同气压下的交流闪络试验结果如表 5.1-80 所示。

表 5.1-79 3 片串清洁 XP-160 型绝缘子雨淞覆冰在不同气压下的交流闪络试验结果

覆冰水电导率 ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )	气压 $p(\text{kPa})$	覆冰量 $m(\text{kg})$	清洁绝缘子 最低闪络电压 $U_{\text{min}}(\text{kV}/3$ 片)
80	79.5	1.1	86.0
		2.4	80.5
		4.0	65.0
	70.4	2.6	72.0
		4.0	52.0
	62.4	1.5	76.5
		3.4	47.5

表 5.1-80 3 片串自然污秽 XP-160 型绝缘子雾淞覆冰在不同气压下的交流闪络试验结果

覆冰水电导率 ( $\mu\text{S}/\text{cm}$ )	气压 $p(\text{kPa})$	覆冰量 $m(\text{kg})$	清洁绝缘子最低 闪络电压 $U_{\text{min}}$ ( $\text{kV}/3$ 片)
40	89.7	5.4	75.0
		8.0	72.0
	79.5	2.7	80.5
		3.8	75.0
		6.8	71.5
	70.4	2.7	77.5
		5.3	69.0
		7.2	62.0

在不同气压下,用从自然观冰站取回的雪水对 3 片串自然污秽和人工污秽 XP-160 型和 XWP2-160 型绝缘子分别进行雨淞及雾淞覆冰交流闪络试验发现:自然观冰站雪水覆冰绝缘子闪络试验与实验室人工模拟覆冰闪络试验结果相似,绝缘子的最低交流闪络电压仍然是随着覆冰量的增加、污秽度的增大或气压的降低(即海拔的增加)而降低;覆冰绝缘子的闪络电压总是出现在融冰期;自然观冰站雪水覆冰绝缘子闪络电压的分散性比实验室人工覆冰模拟试验结果大;人工覆冰水覆冰绝缘子的闪络电压与自然观冰站雪水覆冰绝缘子的闪络电压之间存在差异,实验室人工覆冰水覆冰绝缘子闪络电压比自然观冰站雪水覆冰绝缘子闪络电压低 5.4%~11.2%。

5.8 覆冰地区防止绝缘子冰闪措施

5.8.1 防止绝缘子冰闪的措施和方法

总体上讲防止绝缘子冰闪的措施分为两类,一是防止绝缘子覆冰或对绝缘子进行有效除冰;二是防止绝缘子覆冰闪络。

热力除冰、机械除冰、自然脱冰等是目前实用较多的防冰除冰方法。热力除冰就是利用附加热源或导线自身发热,使冰雪在导线上无法积覆,或者是使已经积覆的冰雪融化;机械除冰就是利用机械外力手工或者自动强制使导线上的覆冰脱落;自然脱冰就是在导线上安装阻雪环、平衡锤等装置可以使导线上的覆冰堆积到一定程度时,在风或其他自然力的作用下使冰雪自行脱落。这些防冰除冰的方法主要是应用在导线上的,很少有应用在绝缘子上的,且防冰、除冰的效果也不好,因此防止覆冰绝缘子闪络主要应提高绝缘子的冰闪电压。



阻隔电导率高的融冰水形成闪络通道“水帘”，是提高覆冰绝缘子串冰闪电压的基本措施和方法。可采取以下措施防止覆冰绝缘子闪络：

(1) 采用 V 形串或者倒 V 形绝缘子串。这种安装方式可以提高冰闪电压 10%~20%。

(2) 直线单联瓷绝缘子的上部、中部、下部加装三个大帽瓶，隔断绝缘子的冰柱。比如在试验研究中采用 2+1, 3+1, 4+1 等方式，即每 2 片，3 片，4 片标准绝缘子加装 1 片空气动力绝缘子，且其半径大于标准绝缘子 50mm，其覆冰闪络电压提高 15%~35%。图 5.1-131 所示为不同插花方式 FC 100/146 型绝缘子串的交流冰闪特性。

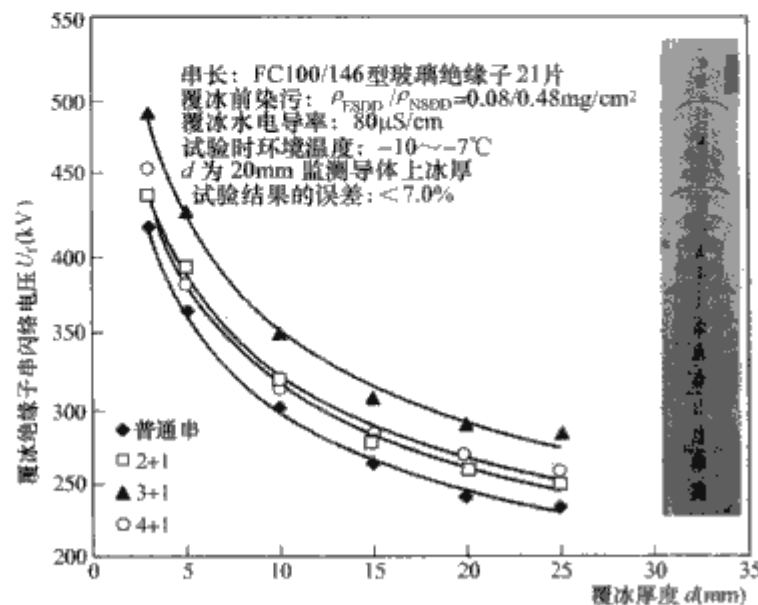


图 5.1-131 FC 100/146 型绝缘子串不同插花方式的闪络电压比较

(3) 考虑绝缘子串两侧的平衡，有意识地将顺路方向的绝缘子串偏斜角加大。

### 5.8.2 憎水性防冰涂料的应用

RTV 和 PRTV 涂料由于其优良的防污闪能力得到了很多研究者的青睐，并建议将其用于输电线路防冰闪，然而根据大量的人工覆冰试验表明：涂 PRTV 涂料的绝缘子串的闪络电压不但未得到明显的提高，反而闪络电压与普通绝缘子串相比，其闪络电压下降了（见图 5.1-132）。究其原因：涂有 PRTV 涂料的绝缘子在覆冰开始 1~2h 内，由于其憎水性的作用，覆冰速度较慢，即对于覆冰开始阶段，或者覆冰时间较短的情况下，PRTV 对于减少覆冰和延缓覆冰有一定的作用。但也是由于 PRTV 具有憎水性，覆冰开始时，其表面捕获的过冷却水滴以珠状形式存在，一旦这种珠状的过冷却水滴冻结，增加了绝缘子表面的粗糙度，从而更容易捕获水滴和阻滞水滴的流失，因此，有可能加速覆冰的形成。并且由于刷涂 PRTV 涂料后，绝缘子表面覆冰存在更多的气隙，放电更易在绝缘子表面而不是冰面发展，因此电弧更容易烧伤绝缘子表面 PRTV 涂料，烧痕迹十分明显。因此，在严重覆冰地区，是否应该使用涂料值得商榷。

## 5.9 酸雨（雾）地区绝缘子的放电特性

伴随着国民经济的迅速发展，不仅导致大气环境中的干沉降物日趋严重，而且使湿沉降的酸度逐年增大。但是，电力设计和运行部门大多只注意到大气中的干沉积物沉积到绝缘表面的污秽，并以其等值盐密、表面电导率等特征量作为污区划分的重要依据。迄今为止，国内外对湿沉降酸度增大而导致绝缘子表面电导率增大所引起的绝缘子电气特性下降的研究甚少，研究酸雨（雾）环境中绝缘子的交、直流闪络

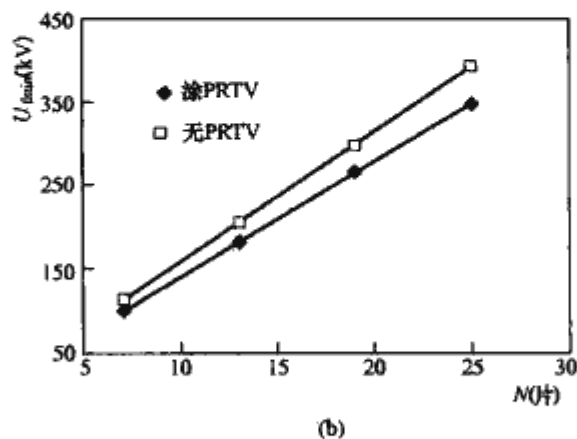
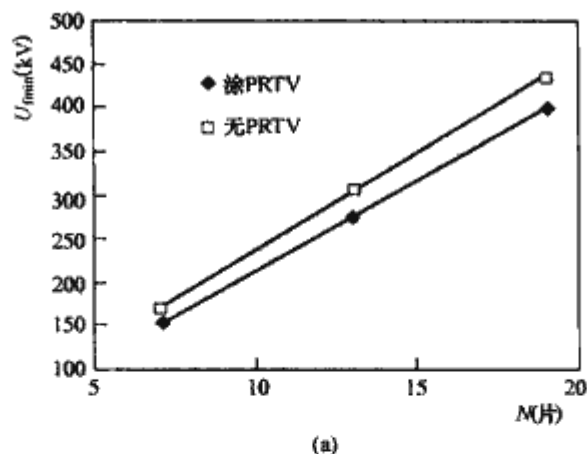


图 5.1-132 FC 100/146 型绝缘子串有  
无防涂料的闪络电压比较  
(a) 覆冰期；(b) 融冰期

特性对掌握污闪新动向和相应的对策具有重要的意义。

### 5.9.1 雨（雾）的形成及分布特征和对外绝缘的影响

酸性湿沉降包括酸雨、酸雾、酸露、酸雪、酸霰、酸雹等，是二氧化硫（ $\text{SO}_2$ ）、氮氧化物（ $\text{NO}_x$ ）和氯化物（ $\text{HCl}$ ）等这些人类活动排放到大气中的气体酸性物与空气中的水分反应形成的，pH 值小于 5.6。酸性湿沉降常用 pH 值来表征，pH 值越小，酸性越强，即酸度越高。

形成酸性湿沉降的酸性物质有自然源和人为源，自然产生的酸性物质，在正常的降雨过程中被稀释后不会产生什么危害，产生危害的酸性湿沉降主要是由于人类的工农业生产活动带来的。我国的能源生产和消费结构长期以煤炭为主。近年来随着经济和能源消耗的快速增长，化石燃料燃烧，尤其是原煤的大量直接燃烧，加之脱硫脱氮等排气净化装置配套的不完善，使  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  等酸性气体排放量不断增加；在城市附近和化工厂地区，汽车尾气和工厂排放的废气中也含有大量的酸类生成物，2005 年全国  $\text{SO}_2$  排放量 2549 万 t，居世界第一位。在乡村地区，由于化肥的使用加剧了空气的污染，加之工业污秽飘尘的作用，也容易形成酸性湿沉降。

虽然一定量的排放污染源是不可避免的，但区域性酸雨形成的大气气溶胶对降水酸度有重大影响。气溶胶中最重要的成分是  $\text{CaO}$ ，北方气溶胶中的钙多存在于  $\text{CaO}$  中，而南方多存于盐类，并使其水溶液偏酸性，它不仅不能中和降水中  $\text{SO}_2$  形成的酸，反而使降水酸度更高。因此，我国长江以南地区大气气溶胶物质对酸化的缓冲能力小，土地呈酸性，湿度大，气温高，太阳辐射强，这些因素都有助于降水酸化，因此我国长江以南地区区域性酸雨严重，而北方地区虽然  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  排放强度很大，但仍未出现区域性酸雨。从全国分布来看，以长沙、株洲、赣州、南昌等城市为中心的华中酸雨区和以重庆、贵阳、遵义等城市为中心的西南酸雨区是全国酸雨污染最严重的区域，中心区年均降水 pH 值低于 4.0，酸雨频率最高达 90%；珠江三角洲及广西东部地区的



华南酸雨区和长江中下游及南至厦门的华东酸雨区较华中、西南酸雨区弱，但分布范围广泛；而北方降水年均 pH 值低于 5.6 的只分布在个别城市地区。

研究表明，我国酸雨的化学特征是 pH 值低，硫酸根 ( $\text{SO}_4^{2-}$ )、铵离子 ( $\text{NH}_4^+$ ) 和钙离子 ( $\text{Ca}^{2+}$ ) 质量浓度远高于欧美国家，而硝酸根 ( $\text{NO}_3^-$ ) 质量浓度则低于欧美国家，酸性降水中硫酸根的当量比大约为 6.5:1，属典型的硫酸性酸雨。

酸雨（雾）对外绝缘的影响主要有两类：酸雨对绝缘子雨闪特性的影响和酸雨（雾）对绝缘子表面污闪特性的影响。

(1) 酸雨对绝缘子雨闪特性的影响。绝缘子的淋雨闪络是一种沿着被雨淋湿的表面和空气间隙串联路径的放电。在清洁、干燥状态下，沿绝缘子表面的电压分布是容性分布，但是在淋雨状态下，绝缘子淋雨面和未淋雨面的电压分布可近似地通过简化等值电路确定，且淋雨时间越长，特别是雨量大时，淋雨表面的电阻将大幅下降，所以，几乎所有的电压都加在未受雨淋的表面上。受雨淋的表面，由于淋湿不均匀，即使在稳定的水层形成后，沿淋雨表面的电压分布也将严重畸变，阻性电压沿淋湿表面的分布为不均匀分布。当雨水有可能在绝缘子伞裙之间形成下滴的水桥时，水桥往往导致绝缘子雨闪电压非常低，同时，这种情况也增加了雨闪电压的分散性。

通常，当雨水淋到清洁、干燥的绝缘子表面时，绝缘子受雨淋表面的电导波动很大，这与绝缘子表面孤立水滴的形成与随机运动有关。随着淋雨时间的延长，电导波动更加剧烈。根据雨水强度的不同，电导最终将达到稳定，绝缘子表面达到稳定淋湿的时间，随雨水强度及绝缘子表面清洁度的增加而减少。标准盘式绝缘子受雨淋表面的稳定表面电阻  $R_w$  可以表示为

$$R_w = c\rho A^{-0.44} \quad (5.1-97)$$

式中： $c$  为常数； $\rho$  为雨水电阻率； $A$  为总的雨水强度。

式 (5.1-97) 表明，在达到稳定淋湿状态后，绝缘子表面电阻受雨水电阻率的影响比受雨水强度的影响更大。酸雨的电导率高于常规雨，由图 5.1-133 可知，在酸雨条件下，雨水电导率高，且雨水 pH 值越低，雨水电导率越高，因此随着雨水 pH 值的降低，绝缘子的雨闪电压必将下降。

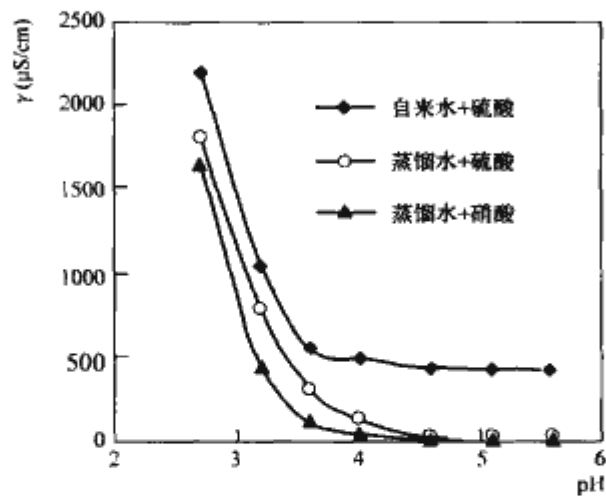


图 5.1-133 不同组分酸溶液的电导率  $\gamma$  与 pH 值的关系

(2) 酸雨（雾）对绝缘子表面污闪特性的影响。在湿沉降中，雨（毛毛雨）、雾、露、融雪、雨夹雪等是使绝缘子表面污秽层湿润的基本气象条件。根据大气环境质量监测的数据分析，雨、雾、露三种湿沉降水中，雨水酸度最大，雾水次之，露水最低。雾水的酸度虽比雨水低，但其污秽组分

浓度最高，是雨水的几十倍。由于在湿沉降水的形成过程中，污秽物中的弱电解质和含量高的强电解质尚来不及充分溶解，一旦绝缘子表面的干沉降污秽物被持续的酸雾湿润，加上雾中电解质的充分溶解，两者叠加，将导致绝缘子表面的电导率增大，进而导致绝缘子的闪络电压下降。

### 5.9.2 酸雨（雾）条件下绝缘子试验方法

#### 5.9.2.1 酸雨环境中的试验方法

在进行绝缘子酸雨闪络试验时，应满足 GB/T 775.2—2003 的要求。淋雨试验前应先按给定的 pH 值配制好酸性水，并储存于足以进行一级 pH 值试验所需降雨量的容器中。通过耐酸水泵将酸性水抽入喷雨系统，喷雨系统和雨量应满足绝缘子淋雨试验标准，即酸雨从标准喷嘴与水平面成  $45^\circ$  角均匀地淋在试品上；淋雨率在整个试验过程中应保持在  $(1.1 \pm 0.5)$  mm 范围内。

按 GB/T 775.2—2003，试验可采用耐受试验或闪络试验：

(1) 耐受试验。试品预淋雨 15min 后，先施加约 75% 的试验电压，然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至规定的耐受电压，保持 1min，不应发生闪络或绝缘体击穿。然后迅速退掉电压，但不应突然截断电压；

(2) 闪络试验。试品预淋雨 15min 后，先施加约 75% 的试验电压，然后以每秒约 2% 试验电压的速率上升至闪络，湿闪络电压以 5 个连续测定的闪络电压的算术平均值计算，该 5 次的各个电压值与平均值之差不应超过平均值的 8%，每两次闪络试验间的时间间隔保持在 1min 以上。

5.9.2.2 酸雾环境中的试验方法。运行中的染污绝缘子表面污秽被酸雾饱和湿润后，表面电导率增大，将使绝缘子电气强度下降，因此，酸雾环境中最严重的状况是染污绝缘子表面的酸雾闪络。

试验时，人工污秽绝缘子或自然污秽绝缘子置入人工雾室中，预先按一定 pH 值配置好的酸性水盛于与喷枪相连的容器中，容器中的酸性水应足以完成一级 pH 值试验所需。启动空气压缩机使雾室内喷枪同时产生酸雾，适当调节喷枪的安装高度和进气量及压力以控制雾的浓度和均匀度。当试品在酸雾中饱和受潮即绝缘子伞裙边缘有污液下滴时，立即对试品均匀升压至一定电压下耐受或直至闪络。

### 5.9.3 酸雨（雾）条件下外绝缘的电气特性

#### 5.9.3.1 酸雨条件下绝缘子的雨闪特性

绝缘子的雨闪电压是户外绝缘子重要的性能指标之一，在常规的绝缘子雨闪电压考核中并未考虑酸雨对雨闪电压的影响。图 5.1-134 所示为酸雨环境中 5 种不同形式清洁绝缘子的交流闪络电压与雨水 pH 值的关系。

由图 5.1-134 中可知，无论普通型或是防污型的清洁支柱绝缘子和悬式绝缘子，其交流雨闪电压均随着雨水 pH 值的减小（酸度增大）呈下降的趋势；酸度越大，绝缘子雨闪电压的下降程度越大；当雨水 pH 值从 7 变化到 4 时，绝缘子的雨闪电压下降较小，而 pH 值处于 3~4 之间时，雨闪电压的变化加剧，随着 pH 值的进一步减小，雨闪电压急剧下降，这与图 5.1-133 中硫酸溶液电导率与其 pH 值的关系趋势一致。由此可见，在外绝缘选择时，降雨酸度的增大已成为不可忽略的环境因素。

当雨水沿两伞边缘之间的空气间隙下流时，水桥短接了绝缘子的部分爬电距离，导致双伞耐污型悬式绝缘子和大小伞间隔的耐污型支柱绝缘子的雨闪电压比相应的普通型绝缘子还低，其中，悬式绝缘子 XWP-70 型的比 XP-70 型低 8.3%~15.8%，支柱绝缘子 ZWS-35 型的比 ZW-35 型约低



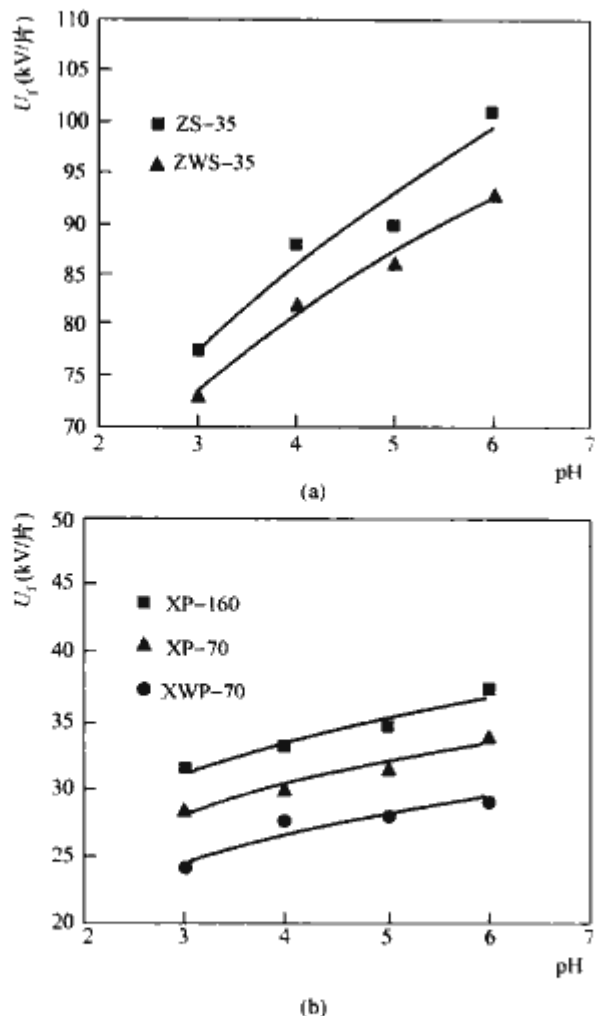


图 5.1-134 酸雨环境中清洁绝缘子的交流闪络电压与 pH 值的关系  
(a) 支柱绝缘子; (b) 悬式绝缘子

4.4%~7.9%。

### 5.9.3.2 酸雨(雾)条件下染污绝缘子的闪络特性

绝缘子人工污秽试验时,一般采用洁净雾(蒸汽雾)或盐雾,并未考虑雾的酸度,实际上由于工农业污染的影响,很多地区雾的酸度大大增加。图 5.1-135 和图 5.1-136 所示为 9 种不同形式绝缘子在酸雾环境中的交流闪络特性试验结果。

从图 5.1-135 和图 5.1-136 中试验结果可知,在等值附盐密度一定时,各种绝缘子的交流污闪电压均随酸度的增大(pH 值减小)而下降,且酸度越大,下降越快。

从各种试品的试验结果来看,若以 pH 值 5.6 的酸性湿沉降为基准,当盐密为  $0.015 \sim 0.10 \text{ mg/cm}^2$  时,在国内部分工业城市近郊和远郊目前存在的 pH 值为  $3.0 \sim 4.0$  严重酸雾环境中,各种绝缘子的交流闪络电压分别下降了约 2.1%~21.7%。其中,当酸雾  $\text{pH}=3.0$  时,染污绝缘子 ZS-35 型、ZWS-35 型、FXBW-35/10 型、FXBW2-35/10 型、XP-70 型、XWP-70 型、XP-160 型、XWP2-160 型和 LXP-160 型闪络电压的最大下降程度分别达到 12.3%, 21.4%, 18.3%, 13.7%, 15.8%, 18.4%, 12.2%, 12.1% 和 21.7%。

同时,试验结果也表明,在四个不同盐密下,  $\text{pH}=3.0$  的酸雾时各种绝缘子的闪络电压与高一级盐密  $\text{pH}=7.0$  (清洁雾)时的闪络电压相当,甚至更低。这表明在一些传统的清污区,当大气环境中雾的 pH 值接近 3.0 时,酸雾对输电线路外绝缘将产生很大的影响,相当于提高了该地区的污秽等级,因而更易导致绝缘子的闪络,危及电力系统的安全运行。因此,电力设计和运行部门应对酸性湿沉降环境对输电线路的影响给予高度的重视。

无论是大小伞相间的耐污型复合绝缘子和支柱瓷绝缘子,还是双伞耐污型悬式绝缘子,虽然其酸雾下的交流闪络

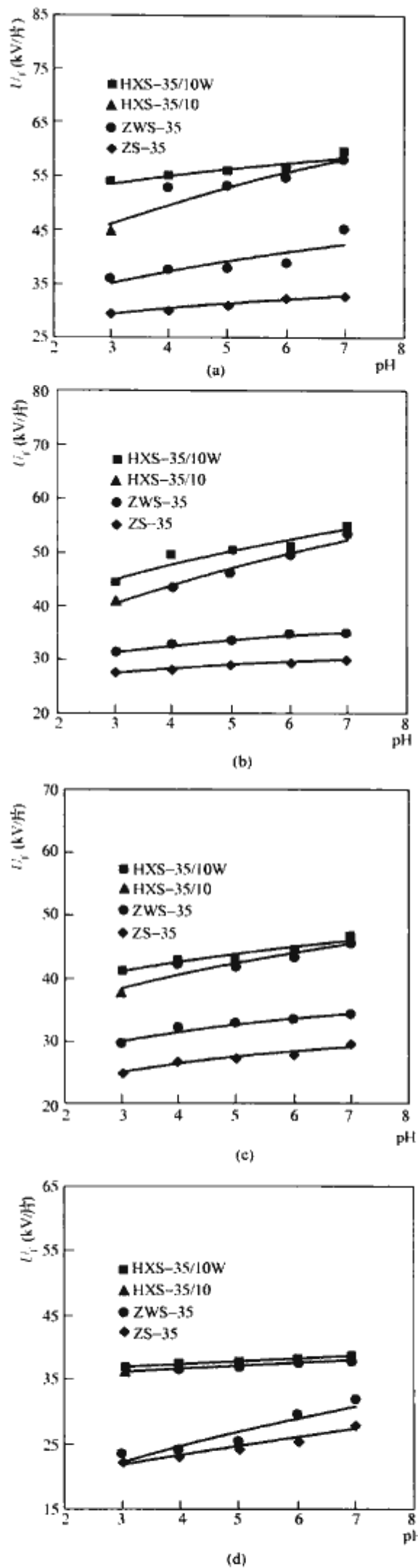


图 5.1-135 酸雾环境中复合绝缘子和支柱绝缘子的交流闪络电压与 pH 值的关系  
(a)  $\rho_{\text{SD}}=0.015 \text{ mg/cm}^2$ ; (b)  $\rho_{\text{SD}}=0.03 \text{ mg/cm}^2$ ;  
(c)  $\rho_{\text{SD}}=0.05 \text{ mg/cm}^2$ ; (d)  $\rho_{\text{SD}}=0.10 \text{ mg/cm}^2$

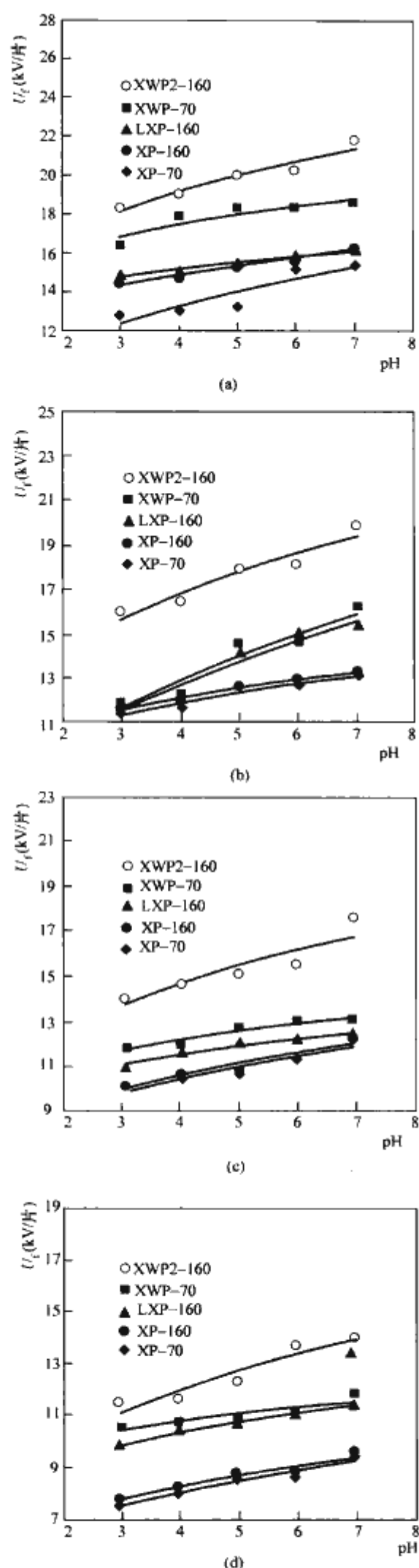


图 5.1-136 酸雾环境中悬式绝缘子的交流闪络电压与 pH 值的关系

(a)  $\rho_{SD}=0.015\text{mg}/\text{cm}^2$ ; (b)  $\rho_{SD}=0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ;  
(c)  $\rho_{SD}=0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ; (d)  $\rho_{SD}=0.10\text{mg}/\text{cm}^2$

电压与清洁雾下的闪络电压相比也要下降,但耐污型绝缘子的闪络电压仍然明显高于相应的普通型绝缘子。其中,在  $\text{pH}=3.0\sim 4.0$  范围内,轻污秽 ( $0.015\text{mg}/\text{cm}^2$ ) 下,各种耐污型绝缘子普遍比相应的普通型绝缘子的闪络电压提高了  $20.7\%\sim 37.7\%$ ;但当盐密增大为  $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$  时,耐污型复合绝缘子和支柱瓷绝缘子的闪络电压只比相应的普通型绝缘子分别提高了  $1.6\%\sim 1.7\%$  和  $3.9\%\sim 4.5\%$ ,而双伞耐污型悬式绝缘子 XWP-70 型和 XWP2-160 型却比相应的普通型绝缘子的闪络电压分别提高了  $30.1\%\sim 37.7\%$  和  $39.3\%\sim 45.6\%$ 。这个结果表明,酸雾环境中增大绝缘子表面的泄漏距离仍然是提高绝缘子耐污性能的有效措施。

此外,普通悬式玻璃绝缘子 LXP-160 型和瓷绝缘子 XP-160 型相比,在相同 pH 值酸雾和盐密下, LXP-160 型的交流闪络电压均高于 XP-160 型。在 pH 值为  $3.0\sim 4.0$  的酸雾环境中,虽然盐密为  $0.015\text{mg}/\text{cm}^2$  时 LXP-160 型的闪络电压仅比 XP-160 型高  $2.0\%\sim 2.8\%$ ,但当污秽较重 ( $0.10\text{mg}/\text{cm}^2$ ) 时前者的污闪电压却明显高于后者,比后者高  $25.0\%\sim 25.3\%$ 。这表明绝缘子的材质和造型对酸雾下的污闪特性有一定的影响。

在不同 pH 值的酸雾环境中,盐密对不同形式绝缘子的污闪电压的影响如图 5.1-137 和图 5.1-138 所示。从图 5.1-137 和图 5.1-138 中试验结果可知,当雾的酸度一定时,绝缘子的交流闪络电压受盐密的影响同清洁雾下的影响有相同的趋势。这表明即使是在酸雾环境中,盐密仍然对绝缘子的交流闪络电压有很大的影响。

上述研究结果显示,酸雾环境中绝缘子的污闪电压比非酸雾下的闪络电压一般要低  $10\%\sim 20\%$  是客观存在的。因此,在酸性湿沉降水比较严重的工业城市近郊和远郊,输电线路及变电站外绝缘的设计应在按污秽度选择的基础上提高一级污区;同时,在污区划分中,应考虑对酸性湿沉降水的监测,并把其作为污区划分的一个参量。虽然酸雾环境中的污秽闪络过程及影响因素比通常的污闪更为复杂,需要人们不断地进行深入研究,但“污湿特征”的概念应包含酸性湿沉降污染这一重要因素。

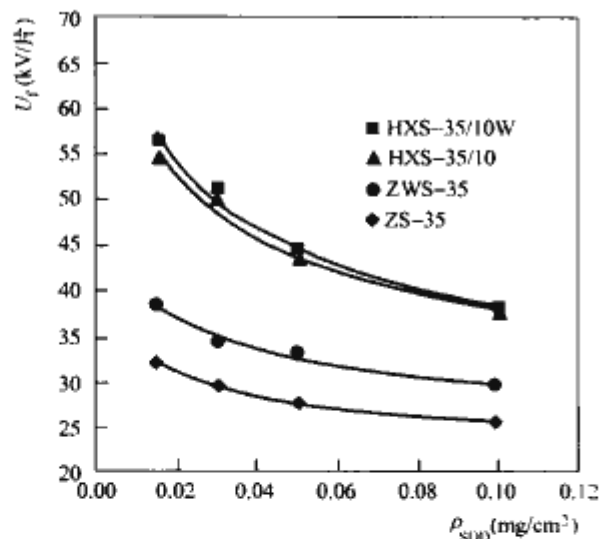
#### 5.10 复杂环境下绝缘子选择原则及方法

输电线路绝缘子的选择要综合考虑其电气特性、机械特性、耐老化能力、运行维护特性及经济性。本章只考虑绝缘子的电气特性,传统上对绝缘子的设计应考虑下列因素,即能耐受系统的操作过电压、雷击引起的雷电过电压以及能保证在潮湿脏污条件下绝缘子仍能可靠运行,或者应使绝缘子污耐受电压高于系统的最高运行电压。

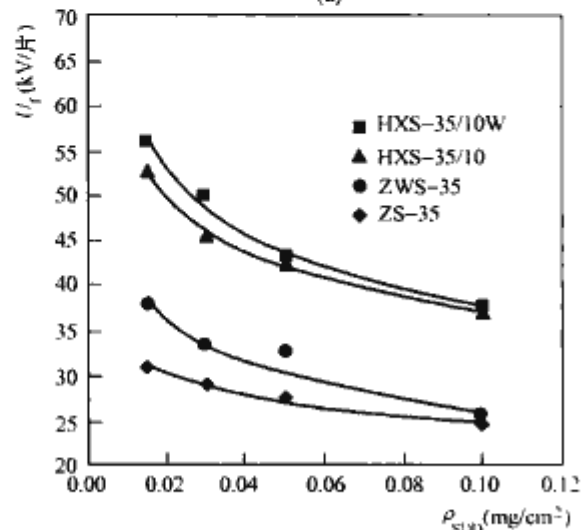
在确定绝缘子的选择方案时必须分别考虑操作过电压、雷电过电压和污秽的影响。操作过电压的大小与系统的额定电压大致成正比,在超高压、特高压领域由于断路器性能的提高、并联开闭电阻以及其他措施的采用,操作过电压倍数大大降低,系统的额定电压越高,操作过电压的倍数越低。我国电力系统的长期运行经验和设计经验表明,污耐受水平是绝缘子选择的最重要的因素,尤其是在中等以上污秽地区更是如此。因此,绝缘子选择的一般方法是,按绝缘子的污耐受特性选取绝缘尺寸,然后校核该绝缘耐受操作过电压以及耐受雷电过电压的能力。

根据绝缘子的污耐受特性确定输电线路绝缘子串长有两种方法,一种方法是根据污区级别,由爬电比距来决定绝缘子的串长。应用该方法首先要根据输电线路穿越地区的污染源状况、湿污条件、盐密测量值以及运行经验来确定不同地区

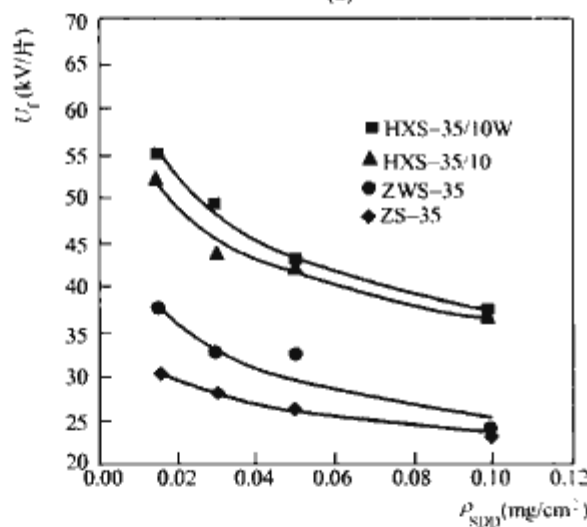




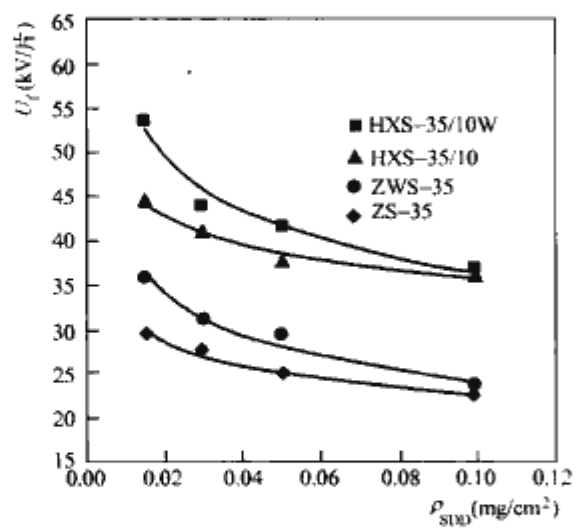
(a)



(b)



(c)

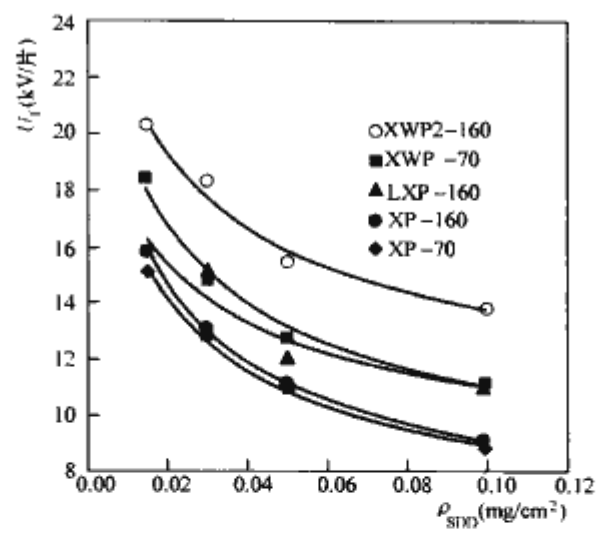


(d)

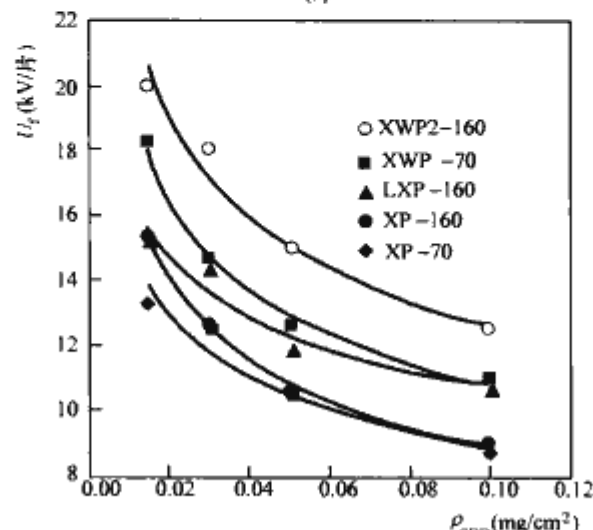
图 5.1-137 酸雾环境中复合绝缘子和支柱绝缘子的交流闪络电压与盐密的关系

(a) pH=6.0; (b) pH=5.0;

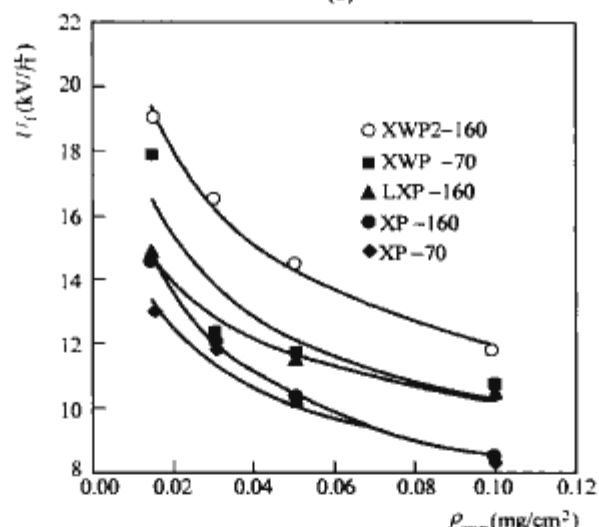
(c) pH=4.0; (d) pH=3.0



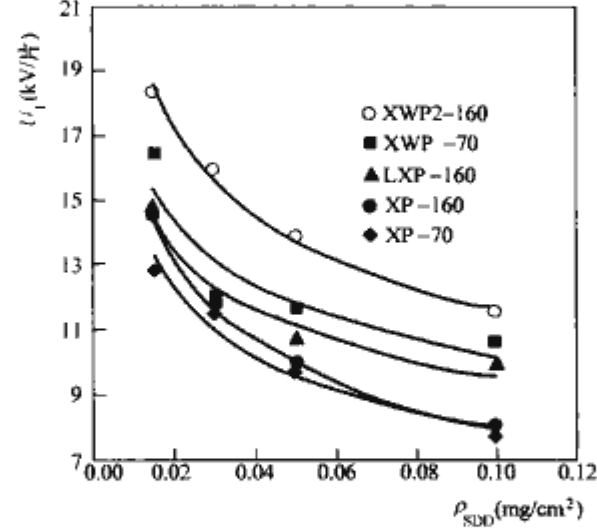
(a)



(b)



(c)



(d)

图 5.1-138 酸雾环境中悬式绝缘子的交流闪络电压与盐密的关系

(a) pH=6.0; (b) pH=5.0;

(c) pH=4.0; (d) pH=3.0

的污区级别,再根据 GB/T 16434—1996 来决定该污区所对应的爬电比距,根据爬电比距和所选定的绝缘子的爬电距离就可计算出所需绝缘子的串长。这种方法简单易行,直观明了,可操作性强,在工程设计中被广泛应用,而且经过很多工程实际的考验,不失为一种可被接受的工程设计方法。但该法的不足之处有两点:①没有和绝缘子的闪络电压建立直接的联系,爬电比距虽然和绝缘子的污耐受电压能力有关系,但由于受绝缘子形状等因素的影响,关系并不明确,而且 GB/T 16434—1996 只考虑了盐密对绝缘子闪络电压的影响,没有考虑灰密对闪络电压的影响,实际上绝缘子的闪络电压是盐密、灰密、湿润条件等因素综合作用的结果,因此 IEC 60815—2007 建议污区的划分要考虑灰密的影响。②绝缘子的形状系数很难确定,理论上应该考虑,但实际上并没有考虑,因此该方法是一个粗糙的经验性方法。

另一种方法是根据试验获得的实际绝缘子在不同污秽程度下的耐闪络电压,使选定的绝缘子串的污耐受电压大于该线路的最大运行电压,并且应有一定的安全裕度,这种方法是和实际绝缘子的污耐受能力直接联系在一起的,因此这是一种较为理想的绝缘子串长的确定方法。然而该方法需做大量的试验,且人工污秽试验结果和自然污秽绝缘子闪络电压的等价性问题,还需做大量的工作来验证,实际使用起来还需要大量的研究工作,在我国的实际工程设计中很少采用,而在美国、日本等发达国家已获得实际应用,我国应积极开展此方法的基础研究工作,争取尽快在工程中采用。

上述两种方法均是根据绝缘子的污耐受特性考虑绝缘子串长设计的,实际上我国地形地貌复杂,高海拔、污秽、覆冰共存的复杂环境下绝缘子串长的选择是无法使用第一种方法的,只能使用第二种方法进行复杂环境下的绝缘子串长选择。

以某±800kV 特高压直流输电线路复合绝缘子串长选择为例,该线路跨越地区的海拔部分超过 1000m,最高达 2700m。大量试验结果分析表明,闪络法得到的  $U_f$  与耐受法得到的 50% 耐受电压或 50% 闪络电压之间相差一个标准偏差  $\sigma$ 。折算到海拔 1000m,在  $\rho_{ESDD}$  为 0.05mg/cm<sup>2</sup> 的基本盐密下, E 型复合绝缘子的污耐受梯度  $E_{wl}$ 、 $E_{wh}$  分别为 0.29、1.08kV/cm。如取标准偏差  $\sigma$  为 7%,如前所述  $E_w = U_f(1-\sigma)$ ,则试品 E 型复合绝缘子的  $E_{wl}$ 、 $E_{wh}$  约为 27.0、100kV/m。如果取最高电压为额定电压  $U_N$  的 1.02 倍,则可得±800kV 特高压直流线路在海拔 1000m 及以下、盐密/灰密为 0.05/0.30mg/cm<sup>2</sup> 条件下, E 型复合绝缘子的基本电弧距离为(污秽不均匀修正系数  $K$  取 1.266)

$$h = \frac{1.02U_N}{K(1-3\sigma)E_{wh}} = 8.16(\text{m}) \quad (5.1-98)$$

同理可得基本爬电距离  $L$  为 30.2m。

## 6 绝缘子外绝缘选取

高压输变电设备外绝缘水平的确定,要考虑以下三种电压的作用:雷电过电压,操作过电压和污闪电压。一般来说,雷电过电压与运行电压无直接的关系,对外绝缘设计而言,雷电过电压不起决定作用。另外,考虑到绝缘子片数对线路的耐雷水平的影响不如杆塔接地电阻以及避雷线保护角等其他因素显著,同时又考虑到可利用自动重合闸等措施提高供电的可靠性,因此在线路设计决定绝缘子的串长时,仅以雷电过电压进行复核。由于在高海拔地区输电线路采取了多种限压措施以及断路器性能的改进,操作过电压的倍数可以限制在一个较低的水平,因而操作过电压也不是决定绝缘

子尺寸的关键性因素。随着电压等级的提高,间隙的操作过电压放电电压和绝缘距离的关系出现饱和效应,对此问题必须进行认真研究,不能掉以轻心。然而在实际的超高压线路上由操作过电压引起的事故很少,例如美国 AEP 公司 765kV 输电线路 30 余年的运行经验表明,迄今未发生一起由操作过电压引起的闪络事故。因此可以认为,超高压输电线路绝缘子和变电站及升压站设备的外绝缘水平主要取决于运行电压下的污耐受水平,国内外超高压输变电设备外绝缘的绝缘水平选取的控制因素都是决定于绝缘子的耐污闪能力,我国 500kV、750kV 超高压输电线路的运行经验也证明了这个设计原则的正确性。对输电线路而言,绝缘子串长的确定,是塔头尺寸确定及塔头结构设计的基础,因此,根据耐污闪能力进行绝缘子的绝缘尺寸设计及选型是高海拔地区输电线路设计的核心问题之一。

### 6.1 输变电设备外绝缘选择的一般原则

对绝缘子的选择除应考虑电气特性外,还要考虑机械特性、耐老化能力、运行维护特性以及价格因素。表 5.1-81 列出了对绝缘子的性能的主要要求。

表 5.1-81 对绝缘子的性能要求

性能参数	工程技术人员需了解	必须载明的要求
电气性能	安全可靠 耐雷电冲击水平 耐操作冲击水平 耐污闪能力 电击穿强度 覆冰桥接性能	在线维护的要求 干弧距离 冲击闪络电压 干/湿泄漏距离 均压环 材料类别
机械性能	安全可靠 长度限定 机械负荷	连接长度 接头连接形式 常规试验载荷

选择绝缘子首先要确定绝缘子的种类,瓷、玻璃和复合绝缘子各有优、缺点,选择何种绝缘子要综合考虑它的全面性能、价格、运行维护的简易程度、使用寿命等因素。表 5.1-82 给出了几类绝缘子的优缺点比较。

表 5.1-82 几类绝缘子的优、缺点比较

绝缘子名称	优点	缺点
瓷绝缘子	长时间的使用经验 较全面的质量保障体系	有零值绝缘子问题 支柱绝缘子的断裂问题 遭外力冲击破碎问题 耐污闪性能差
玻璃绝缘子	零值绝缘子自爆 其余优点同瓷绝缘子	遭外力冲击破碎问题 耐污闪性能差
复合绝缘子	质量轻、易运输和安装 耐污闪性能好 少维护 价格便宜	在同样结构距离前提下 绝缘距离小 有机绝缘材料的老化问题 电弧烧蚀问题 脆断问题
半导体釉绝缘子	耐污闪性能好	有能量损耗 价格高

对绝缘子机械性能的要求容易满足,悬式绝缘子一般给出机电拉伸破坏负荷,支柱绝缘子一般给出弯曲破坏负荷或扭转破坏负荷。根据经验给出一定的安全裕度,就比较容易选择绝缘子的机械性能。



对绝缘子电气性能的选择主要是对绝缘距离（悬式绝缘子的串长）和绝缘子的伞形的选择。

输变电设备外绝缘的设计应该考虑下列因素：即能耐受系统的操作过电压、雷电冲击引起的过电压以及能保证在潮湿脏污条件下输变电设备的外绝缘仍能可靠运行，或者说应使绝缘子的污耐受电压高于系统的最高运行相电压。对外绝缘设计而言，除了应考虑绝缘子的串长和悬挂方式外，还应考虑导线的相与相间、导线与杆塔之间、导线与避雷线之间的空气间隙距离。这些因素都对杆塔的结构尺寸有影响，因而也影响到线路建设的造价，输电线路绝缘子的串长以及悬挂方式是决定杆塔尺寸的关键因素。

在确定绝缘子的选择方案时必须分别考虑操作过电压、雷电过电压和污秽的影响。操作过电压的大小与系统的额定电压大致成正比，在超高压、特高压领域由于断路器性能的提高、并联合闸电阻以及其他措施的采用，操作过电压倍数大大降低，系统的额定电压越高，操作过电压的倍数越低。随着电压等级的提高，要求的绝缘间隙距离也随之增大，然而在超、特高压领域，空气间隙的操作冲击绝缘强度并不随间隙距离的增加而成正比增加，而是存在饱和效应，这和空气间隙的雷电冲击绝缘强度不一样。因此限制操作过电压的倍数可对超、特高压系统的绝缘设计起支配的作用。输电系统外绝缘耐受雷电过电压的水平主要是通过限制杆塔高度、减少杆塔的接地电阻以及通过架空地线的合理排列加以解决。确定外绝缘尺寸的制约因素通常并不是由雷电过电压决定，而是由污耐受水平决定。我国电力系统的长期运行和设计经验表明，污耐受水平是决定绝缘子尺寸的最重要因素，尤其在中等以上污秽地区更是如此。因此，输变电设备外绝缘设计的一般方法是，首先按绝缘子的耐污闪特性选取绝缘尺寸，然后校核该绝缘耐受操作过电压以及耐受雷电过电压的能力。

选择污秽地区外绝缘的基本原则应力求以电力系统安全经济运行为基础。首先从电网结构的要求出发，充分考虑工程造价（基建投资）、运行费用和发生事故可能引起的损失三者之间的关系，力求被选择的外绝缘水平达到由它影响电力系统安全运行的概率降低到经济运行能接受的水平。换句话说：要求被选择的外绝缘达到用最少的投资，最少的维护工作量取得最大的安全和经济效益。

6.2 交流绝缘子外绝缘选取方法

6.2.1 污秽条件下绝缘子外绝缘选取原则和方法

6.2.1.1 采用自然污秽试验方法选择绝缘子

对本地区电力系统绝缘子的选择，比较理想的方法是通过自然污秽试验站或试验线路，对被试验的绝缘子长期施加电压进行考验；或者把被试验的绝缘子直接利用电力系统长期挂网，投入试运行。通过对其进行一定时间的自然暴露和积污后，记录其是否发生污闪，以及抽取样本送入人工雾室进行闪络或耐受电压试验，以检验其耐受电压的裕度，来综合评价该绝缘子在某一污秽程度下的绝缘水平。

由于自然污秽试验中电压的作用，污秽的性质、染污的过程及其潮湿的状态均客观地反映了当地实际运行情况，所以它是考核绝缘子的耐污闪性能和选择绝缘子结构最有力的依据。历史上，某些绝缘子进行人工污秽试验的结果良好，却经不起长期运行的考验而遭受淘汰。实际运行的经验为选择绝缘子提供了最科学的依据。

显然，这种方式也有缺点，它需要经过相当长的时间才能得到用在某一类地区的某一种绝缘子的防污闪性能，倘若

采取直接挂网试运行，还需承担一定的风险。

6.2.1.2 根据污区级别和爬电比距确定绝缘子串长的方法

输电线路绝缘子的绝缘水平取决于所选取绝缘子的种类、形状、结构尺寸和串长，在绝缘子种类、形状和结构尺寸确定的前提下，每串绝缘子的片数由式（5.1-99）所确定

$$m \geq \lambda U_m / (K_e L_0) \tag{5.1-99}$$

式中： $m$  为每串绝缘子的片数； $U_m$  为系统最高运行线电压或者系统的额定线电压（取决于  $\lambda$  的定义）； $\lambda$  为绝缘子的爬电比距； $L_0$  为每片悬式绝缘子的几何爬电距离； $K_e$  为绝缘子爬电距离的有效系数。

爬电比距  $\lambda$  是根据大量污闪试验结果和运行经验所确定的参数， $\lambda$  的大小和污区的级别有关，两者之间的关系如表 5.1-83 所示。表 5.1-83 的数据取自 GB/T 16434—1996。

$K_e$  的定义为实际采用的绝缘子和标准悬式绝缘子在同样的自然条件下积污，沿单位泄漏距离闪络电压的比值，通常是小于 1 的系数。它同时反映出绝缘子的耐受污闪能力和积污特性。 $K_e$  的获得需通过大量自然积污和污闪试验，可能在不同污源地区  $K_e$  值是不同的，目前我国尚未给出不同绝缘子的  $K_e$  值，这对该工程设计方法的实际应用造成困难，通常对  $K_e$  值都取值为 1，这进一步增加了该设计方法的不确定性。

表 5.1-83 各污秽等级下爬电比距分级数值

外绝缘污秽等级	爬电比距 (cm/kV)		
	线 路	发电厂、变电站	
		220kV 及以下	330kV 及以上
0	1.45 (1.60)	—	—
1	1.45~1.82 (1.60~2.00)	1.60 (1.84)	1.60 (1.76)
2	1.82~2.27 (2.00~2.50)	2.00 (2.30)	2.00 (2.20)
3	2.27~2.91 (2.50~3.20)	2.50 (2.88)	2.50 (2.75)
4	2.91~3.45 (3.20~3.80)	3.10 (3.57)	3.10 (3.41)

注 表中括号内的数字是按系统额定线电压的计算值，括号外的数字是按系统最高工作线电压的计算值。

污区的划分主要根据运行经验、湿污特征以及等值盐密的测量值这三个因素，前两个因素是定性的，最后一个因素是定量的。规程规定污区的划分应以前两个因素为主，最后一个因素——等值盐密的测量仅作参考因素。然而实际上往往以后一个因素为最主要的判断依据，因为只有这个因素是定量的，容易操作。划分污区的实际执行情况和制定划分污区的原则并不相符，其原因主要是因为前两个因素是定性的，难以操作。我国目前正开展测量饱和盐密的工作，推荐以饱和盐密代替基于一年一清扫测出的盐密，按现行规程规定，输电线路的绝缘子要做到一年一清扫，然而实际执行很困难，而且难以保证清扫质量。以饱和盐密划分污区比较符合我国大部分地区的实际清扫情况。进行绝缘子设计时不应该以一年一清扫作为设计依据，清扫只能作为辅助手段，以饱和盐密划分污区，无疑比以前的方法有进步，体现出运行部门留出适当绝缘裕度的思想。

污区划分如表 5.1-84 所示。



表 5.1-84 线路和发电厂、变电站污秽等级

污秽等级	污湿特征	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	
		线路	发电厂、变电站
0	大气清洁地区及离海岸盐场 50km 以上无明显污染地区	≤0.03	
1	大气轻度污染地区, 工业区和人口低密集区, 离海岸盐场 10~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾 (含毛毛雨) 或雨量较多时	>0.03~0.06	≤0.06
2	大气中等污染地区, 轻盐碱和炉烟污秽地区, 离海岸盐场 3~10km 地区。在污闪季节中干燥少雾 (含毛毛雨) 但雨量较少时	>0.06~0.10	>0.06~0.10
3	大气污染较严重地区, 重雾和重盐碱地区, 近海岸盐场 1~3km 地区, 工业与人口密度较大地区, 离化学污染源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区	>0.10~0.25	>0.10~0.25
4	大气特别严重污染地区, 离海岸盐场 1km 以内, 离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区	>0.25~0.35	>0.25~0.35

6.2.1.3 根据绝缘子的耐污闪电压确定绝缘子串片数的方法

根据绝缘子爬电比距确定绝缘子串片数的方法简单直观, 容易操作, 是一种工程化的方法, 但也是一种间接的设计方法, 因为这种方法没有和绝缘子的闪络电压建立起直接的联系。用污耐受方法确定绝缘子串片数的原则是使绝缘子的污耐受电压大于该系统的最高运行相电压, 而且应有一定的安全裕度。下面以 750kV 输电线路为例, 讨论按污耐受电压选择绝缘子片数的具体方法。

750kV 系统的最高运行相电压为

$$U_{ph0} = 800/\sqrt{3} = 462(\text{kV})$$

绝缘子串的污耐受电压为

$$U_w = NU_{50\%}(1 - 3\sigma)k \tag{5.1-100}$$

式中:  $U_{50\%}$  为用恒压升降法获得的平均每片有 50% 闪络概率的闪络电压值;  $\sigma$  为试验获得的标准偏差, 由不同的试验方法获得的  $\sigma$  值是有差别的, 可取值为 0.05;  $k$  为单串闪络和多串并联闪络概率的差别,  $k$  值取 0.92;  $N$  为绝缘子串的片数。

JB/T 5895—1991 中列出了国内各单位作出的绝缘子污闪试验的数据, 东北电力试验研究院、营口电业局和清华大学都作了用恒压升降法获得的有 50% 闪络概率的闪络电压值  $U_{50\%}$  和用升降法获得的污闪电压值  $U_f$ , 从其中的数据对比可以看出, 3 个单位对多种试品通过比较试验获得的  $U_{50\%}$  和  $U_f$  是非常接近的。这 3 个单位的比较试验结果非常有意义, 因为求取  $U_{50\%}$  的试验工作量非常大, 而求取  $U_f$  相对容易一些, 这些试验结果使我们有理相信, 通过升压法获得的  $U_f$  可以近似作为  $U_{50\%}$ 。

求取  $U_{50\%}$  的试验方法建议首选恒压升降法, 如果试验工作量太大也允许采用升压法, 用升压法获得的  $U_f$  近似代表  $U_{50\%}$ 。

由试验获得了各类绝缘子在不同污秽程度的污闪电压值  $U_f$ , 根据上述分析,  $U_f$  可近似代表  $U_{50\%}$ , 根据式 (5.1-100)

可计算出所需绝缘子的片数  $N$ 。遵循的原则是使绝缘子串的污耐受电压  $U_w$  大于系统的最高运行相电压  $U_{ph0}$ 。

仍有一个没有解决的问题是, 人工污秽试验盐密值如何与污区级别相对应。污区等级的划分给出了盐密的参照值, 具体规定见表 5.1-84。

表 5.1-84 中给出的盐密值是指对自然污秽绝缘子实测的盐密值, 它与人工污秽试验的盐密值有很大的差别, 人工污秽试验中模拟污物中的可溶盐只是用纯净 NaCl, 而自然污秽中的可溶盐种类是很复杂的, 大量实测分析结果表明, 绝大多数地区自然污秽中的可溶盐都是以不溶于水的二价盐为主, 例如  $\text{CaSO}_4$ 。大量污闪试验表明, 可溶盐中 NaCl 等一价盐的比例越高, 污闪电压就越低, 因此人工污秽试验的盐密值应该对应表 5.1-84 中各污区对应盐密值的下限值。人工污秽试验的盐密值通常取  $0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$  和  $0.4\text{mg}/\text{cm}^2$  等几个级别,  $0.03\text{mg}/\text{cm}^2$  和  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$  分别对应 1 级和 3 级污区的盐密下限值,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$  和  $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$  比 2 级和 4 级污区的盐密下限值略低, 考虑到自然污秽绝缘子的污秽分布都是不均匀的, 人工污秽试验中绝缘子表面的污秽分布都是均匀的, 污秽均匀分布的污闪电压是最低的, 可以认为  $0.03$ ,  $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ ,  $0.1\text{mg}/\text{cm}^2$  和  $0.2\text{mg}/\text{cm}^2$  四种盐密下的试验结果, 可用来选取 1 级、2 级、3 级和 4 级污区的绝缘子串片数。

我国对污耐受方法选取的绝缘子串片数尚没有成功的设计和运行经验, 因为此方法比根据爬电比距的设计方法更科学、合理, 应该积极开展此方法的研究, 尽早推广。

6.2.2 工作电压、操作过电压和雷电过电压决定的绝缘子串长

6.2.2.1 工作电压决定的绝缘子串长

现以西北电网 750kV 输电工程绝缘子串长的选择为例进行说明。

2 号绝缘子在我国已大量使用, 积累了大量试验数据和运行经验。通过对 2 号双层伞形绝缘子和普通型绝缘子在同样条件下的闪络电压和积污状况的比较, 以及对大量数据的统计分析, 由运行部门总结出, 2 号双层伞型绝缘子的  $K_e$  值为 0.95。

4 号绝缘子实际应用没有 2 号绝缘子那么普遍, 运行部门尚未总结出 4 号的  $K_e$  值。试验表明 4 号三层伞型绝缘子沿单位泄漏距离的污闪电压和 2 号双层伞型绝缘子相近, 因都是流线形结构, 特别是下表面的形状基本一致, 故两种绝缘子的积污状况应该差不多, 通过上述分析, 可以取 4 号的  $K_e$  值也为 0.95。

低海拔条件下, 按照式 (5.1-99) 计算的结果如表 5.1-85 所示。

表 5.1-85 按照爬电比距法选择的绝缘子的片数及串长

试品	污区等级	$\lambda$	片数(片)	串长(m)
2号	1	2.00	35	5.95
	2	2.50	43	7.31
	3	3.20	55	9.35
	4	3.80	66	11.22
4号	1	2.00	30	5.10
	2	2.50	38	6.46
	3	3.20	48	8.16
	4	3.80	57	9.69



按照耐污闪电压确定绝缘子串片数的方法参考式 (5.1-100) 对表 5.1-85 的结果进行验证, 如表 5.1-86 所示。

表 5.1-86 根据绝缘子耐污闪电压对 2 号和 4 号绝缘子串长选取的校核

绝缘子编号		2 号			4 号		
污区等级	$\lambda$	片数	$U_w$ (kV)	$U_w/U_0$	片数	$U_w$ (kV)	$U_w/U_0$
1	2.0	35	504	1.09	30	493	1.07
2	2.5	43	518	1.12	38	529	1.14
3	3.2	55	520	1.13	48	541	1.17
4	3.8	66	516	1.12	57	553	1.20

表 5.1-86 中的  $U_w$  是根据式 (5.1-100) 对绝缘子串污耐压的计算结果,  $U_w/U_0$  代表绝缘子的污耐受电压对最高运行电压的比值。校核结果表明, 根据爬电比距选择绝缘子串长的方法所确定的绝缘子片数, 都满足根据污耐受方法的要求。所选定的在不同污区、不同海拔的绝缘子串的污耐受电压都大于绝缘子可能承受的最大工作相电压。然而安全裕度并不大, 从表 5.1-86 中数据可以看出, 在有些情况下安全裕度小于 10%。通过两种工程设计方法, 互相验证了设计结果的合理性和可靠性。

### 6.2.2.2 操作过电压确定的绝缘子串长

如前所述, 绝缘子的绝缘尺寸主要由耐污闪水平控制, 但是, 在按耐污闪能力确定了输电线路绝缘子的串长后, 还应进行耐操作过电压和耐雷电过电压水平的校核。

国内外有关研究部门都对绝缘子串长和操作冲击闪络电压之间关系都进行过相应的研究试验, 现仍然以西北电网 750kV 输变电工程为例。在 750kV 输变电外绝缘特性研究课题中, 武汉高压研究所对绝缘子串的操作冲击闪络特性作了专题研究, 俄罗斯直流研究院也曾对此问题作过细致的试验。俄罗斯直流研究院和武汉高压研究所的试验结果分别如图 5.1-139 和图 5.1-140 所示。

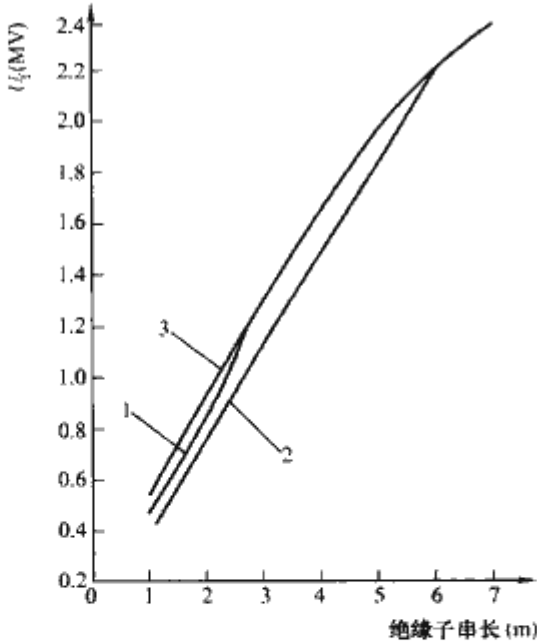


图 5.1-139 俄罗斯直流研究所关于绝缘子串的操作冲击闪络电压试验结果 (波前时间 3000~4500 $\mu$ s)  
1—雨闪电压, 大爬距绝缘子  $L/H>2.2$ ;  
2—雨闪电压, 普通型绝缘子  $L/H<2.0$ ;  
3—干闪电压

比较图 5.1-139 和图 5.1-140 可以看出, 虽然两个研究机构采用的操作波的波形有很大的不同, 但所得到的操作冲

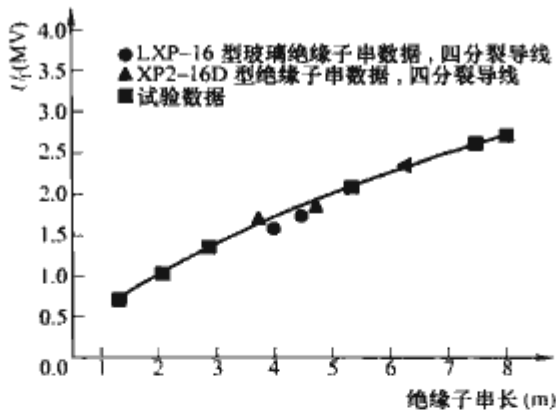


图 5.1-140 武汉高压研究所的绝缘子串的操作冲击闪络电压试验结果 (波前时间 +235/2500 $\mu$ s)

击闪络电压和绝缘子串长之间的关系却是基本一致的。

如果系统统计操作过电压水平按 1.9 倍考虑, 操作过电压幅值  $U_c$  为

$$U_c = 800 \times \sqrt{2} / \sqrt{3} \times 1.9 = 1240(\text{kV}) \quad (5.1-101)$$

计算得低海拔条件下操作过电压幅值为 1240kV。由图 5.1-139 和图 5.1-140 可以看出, 1240kV 对应的绝缘子串长仅为 3m 多, 按污耐受能力所选择的绝缘子串长都远大于此值, 完全能够满足系统操作过电压水平的要求。

### 6.2.2.3 雷电过电压确定的绝缘子串长

武汉高压研究所对绝缘子串的雷电冲击闪络特性问题作了专门试验研究, 试验结果如图 5.1-141 所示。

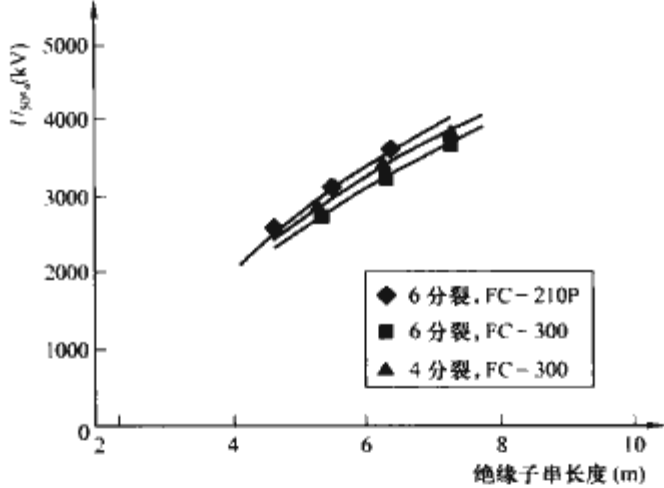


图 5.1-141 绝缘子串的电放电特性曲线

我国对 750kV 绝缘子的耐雷电冲击电压的绝缘水平未作出具体规定, 苏联国家标准《750kV 电压交流电气设备对电气绝缘强度的要求》中给出绝缘子的雷电冲击电压试验的耐受水平为 2100kV, 由图 5.1-141 可以看出低海拔条件下该电压对应的绝缘子串长仅为 4m 多, 还不到 5m, 因此按污耐受特性所确定的绝缘距离可以满足耐雷电冲击绝缘水平的要求。

在超、特高压系统中雷电过电压对绝缘子串长的选取不起决定作用, 由于超、特高压线路绝缘子串本身有较高的耐雷电冲击强度, 决定超、特高压线路耐雷电冲击能力的因素主要是线路杆塔的接地电阻以及避雷线的保护角。

## 6.3 直流绝缘子外绝缘选取方法

### 6.3.1 污秽条件下绝缘子外绝缘选取原则和方法

#### 6.3.1.1 根据运行经验, 按照爬电比距选择绝缘

对于已建和待建的直流输电工程, 可以根据邻近的已有的交流输变电工程的绝缘子爬电比距确定其外绝缘水平。国



外早期对直流爬电比距的要求与交流基本相同,即直流绝缘子表面爬电距离与直流极对地电压的比值相当于交流绝缘子表面爬距与交流相对地电压的比值。《高压直流架空线路技术导则》推荐的爬电比距选取方法就是套用交流线路污秽等级划分。但是大量运行经验已经证明,以往对直流污秽问题估计的过于乐观。许多建成的线路和换流站都被迫加强绝缘或采取其他补救措施,葛一南直流输电工程就是一例。很显然,无论在清洁区还是在污秽区,直流的爬电比距都应大于交流。

以线路为例,根据葛一南线的实际运行经验,相同环境下,直流绝缘子的爬电比距应不小于500kV交流绝缘子比距的2.0倍(还需继续积累全电压下的运行经验)。换流站直流设备的爬电比距与交流设备的比值应更大。

按照爬电比距选择绝缘的局限性是:同一自然环境中的直、交流绝缘子的表面放电状况要类似即同属一类放电,否则就没有可比性。这就要求在确定直流绝缘子的比距时,相邻交流绝缘子的比距要适当(运行中既不能有明显的放电现象,也不能有过大的绝缘裕度)。不同类型交流绝缘子有效爬距的差异也会影响直流绝缘配置的可靠性。

### 6.3.1.2 按照自然污秽闪络特性选择绝缘

在拟建直流换流站站址和线路所经的典型地区先行建立自然污秽试验站,经过2~3年或更长的时间的带电运行,测量自然污闪概率与绝缘子电位梯度的关系,并根据此选择绝缘子,使发生污闪的概率低到可以接受的程度。根据统计法绝缘配合计算方法,当系统最高运行电压 $U_m$ 确定后,工作电压下绝缘子的污闪概率 $P_f$ 可以表示为绝缘子的 $U_{50\%}$ 闪络电压及其标偏 $\sigma$ 的函数,即

$$P_f = F[(U_m - U_{50\%})/\sigma] \quad (5.1-102)$$

而线路100km·a的污闪次数为

$$N = [1 - (1 - P_f)^n] N_w \quad (5.1-103)$$

式中: $n$ 为100km·a的绝缘子串数; $N_w$ 为年平均雾湿日;一般认为绝缘子串的闪络概率是服从正态分布的,因此 $P_f$ 可以从正态分布表上查得;平均雾湿日需要根据具体线路环境情况确定。

按照此法选择绝缘比较接近实际,但是耗资大,试验周期长,难于推广。因此,通常是利用自然积污绝缘子进行人工雾闪试验,建立自然积污绝缘子的闪络特性与人工污秽试验结果之间得定量关系,然后依据人工污秽结果选择绝缘。

### 6.3.1.3 按照人工污秽试验选择绝缘

根据人工污秽试验选择直流设备外绝缘的基本步骤如下:

(1) 根据拟建站址和拟建线路所经区域的交流输变电设备的积污状况和同类地区直、交流自然积污比,预测该地区直流换流站支柱绝缘子和线路通用绝缘子表面盐密和灰密值。

(2) 根据直流换流站各类设备表面盐密与其平均直径相互关系的推荐公式和支柱绝缘子的预测值,推算其他各类设备套管表面的盐密与灰密;线路其他造型的悬式绝缘子表面盐密可依据通用型进行折算。

(3) 确定等价于自然污秽盐密值的人工污秽试验时使用的盐密值,即有效盐密。

(4) 在有效盐密下进行各类设备的人工污秽试验,获取50%污闪电压;鉴于目前国内缺少长串悬式绝缘子和全尺寸支柱及大型套管的试验数据,可暂使用国外有关试验结果。

(5) 根据各地实测的灰密与盐密的比值、上表面与下表面盐密(含灰密)的比值,对现有人工污秽试验数据进行灰

密和上下表面积污比的修正。

(6) 由于绝缘设计中的诸多不确定因素及不同试验室人工污秽试验结果的分散性,在最终确定设计站用绝缘子比距和线路绝缘子片数时应考虑留有适当裕度,如裕度已在上述各步骤留出,则可免去此修正。

换流站直流设备爬电比距的选择实例(现以三一常直流输电工程龙泉、政平两换流站为例说明)。

(1) 确定两换流站交流设备表面的自然盐密。通过多种方法预测龙泉、政平两换流站交流场支柱绝缘子的自然盐密平均值分别取0.03mg/cm<sup>2</sup>和0.06mg/cm<sup>2</sup>。龙泉、政平两站直流场深棱伞支柱绝缘子自然污秽盐密值分别为0.06~0.07mg/cm<sup>2</sup>和0.13mg/cm<sup>2</sup>。

(2) 确定两换流站直流设备表面的有效盐密。使用钙离子当量浓度计算出两站有效盐密修正系数,确定龙泉、政平两站直流支柱绝缘子有效盐密分别为0.05mg/cm<sup>2</sup>和0.10mg/cm<sup>2</sup>;垂直套管有效盐密分别为0.04mg/cm<sup>2</sup>和0.08mg/cm<sup>2</sup>。

(3) 根据已有人工污秽试验结果计算爬电比距。在试验盐密(有效盐密)0.03mg/cm<sup>2</sup>和灰密0.10mg/cm<sup>2</sup>条件下,深棱型支柱绝缘子或垂直套管的爬电比距 $\lambda_A$ 为

$$\lambda_A = 6.03D^{0.307} \quad (5.1-104)$$

式中: $\lambda_A$ 为深棱型绝缘子的爬电比距,mm/kV; $D$ 为支柱绝缘子或垂直套管的平均直径,mm。

根据日本提出的耐受电压与盐密的一0.33次方的幂函数关系,计算出两站支柱绝缘子所需爬电比距分别为41mm/kV和55mm/kV,垂直套管所需爬电比距分别为46mm/kV和58mm/kV。

(4) 对已有人工污秽试验结果进行灰密修正。取灰密对盐密比为5进行修正,灰密修正系数 $K_N$ 为

$$K_N = 0.73N^{-0.13} \quad (5.1-105)$$

式中: $N$ 为试验灰密,mg/cm<sup>2</sup>。

(5) 给出两站户外直流设备的爬电比距的设计值。直流设备的爬电比距设计值 $\lambda_{SH}$ 为

$$\lambda_{SH} = K\lambda(1 + 1.64\sigma) \quad (5.1-106)$$

式中: $K$ 为考虑测试条件变化等的安全系数; $\lambda$ 为灰密修正后的人工污秽试验结果,mm/kV; $\sigma$ 为试验结果的标准偏差。

盘形悬式绝缘子片数的选择实例(以三一常直流输电工程线路为例)。由于盘形绝缘子上下表面积污差别比支柱绝缘子和套管突出得多,因此需增加上下表面盐密分布不均匀的修正。

(1) 确定沿线XP型绝缘子表面自然盐密。如两换流站交流场XP型悬式绝缘子的自然盐密年均值分别取0.05mg/cm<sup>2</sup>和0.10mg/cm<sup>2</sup>。沿线各远离工业污染的山地、丘陵和农田区段直交流积污比可取1.4~1.8;邻近村庄和集镇或受到远离工业污染影响的区段直交流积污比可取1.6~2.0;靠近工业源或邻近交通干线的区段直交流积污比可取1.8~2.2。

(2) 沿线不同区段绝缘子表面的有效盐密。根据现场实测经验,农业地区有效盐密修正系数可取0.5~0.7;在城市、工业区、乡镇工业密集区和盐碱地区可取0.8~1.0。

(3) 根据已有人工污秽试验结果计算悬垂串片数。使用已有长串人工污秽试验结果计算悬垂串片数,只有在缺少长串数据时才使用短串试验数据。日本提供的CA-745EZ型直



流通用绝缘子串的每片耐受电压  $U_{ws}$  与试验盐密  $\rho_{ESD}$  的关系可使用如下经验公式表示

$$U_{ws} = 5.98(\rho_{ESD})^{-0.308} \quad (5.1-107)$$

式中:  $U_{ws}$  为绝缘子串每片耐受电压, kV/片;  $\rho_{ESD}$  为试验盐密即有效盐密, mg/cm<sup>2</sup>。

中国电力科学研究院给出的国产 XZP-210 型中串数据为

$$U_{ws} = 3.36(\rho_{ESD})^{-0.378} \quad (5.1-108)$$

(4) 对已有人工污秽试验结果进行灰密修正。由于国外长串试验数据都是在轻灰密 (0.1mg/cm<sup>2</sup>) 条件下得到的, 因此灰密修正系数  $K_N$  为

$$K_N = 0.73(\rho_{NSD})^{-0.13} \quad (5.1-109)$$

式中:  $\rho_{NSD}$  为表面灰密, mg/cm<sup>2</sup>。

国内按照国家标准进行的试验使用灰密为 1mg/cm<sup>2</sup>, 因此其灰密修正系数  $K_N$  为

$$K_N = 0.996(\rho_{NSD})^{-0.123} \quad (5.1-110)$$

(5) 绝缘子表面污秽不均匀分布的修正。绝缘子上下表面盐密分布不均匀时, 可按式 (5.1-111) 进行修正

$$K' = 1 - A \log R \quad (5.1-111)$$

式中:  $K'$  为上下表面污秽不均匀分布系数;  $R$  为上下表面盐密比;  $A$  为常数, 可取 0.20~0.49。

(6) 绝缘子串设计片数。绝缘子串所需设计片数  $N$  可按式 (5.1-112) 计算

$$N = K \frac{U_m}{K_N K' U_{ws}} \quad (5.1-112)$$

式中:  $U_m$  为直流系统最高工作电压, kV;  $K$  为考虑测试条件变化等的安全系数。

按照上述程序, 除自然植被良好、人迹罕至的山区, 一般地区三—常线直线串可取 35~46 片 (每年清扫一次), 重污秽地区应使用复合绝缘子。悬垂双串在单串基础上增加 2~5 片。耐张串由于自清洗能力强, 积污少, 一般可不再增加片数。

#### 6.3.1.4 按照泄漏电流特性选择绝缘

污秽绝缘子在工作电压下泄漏电流脉冲的峰值, 是一个描述现场污秽程度的动态参数, 同时也可以说明绝缘子能否发生污闪。因此可根据泄漏电流选择绝缘, 其步骤如下。

(1) 在实验室里确定绝缘子闪络梯度和临界泄漏电流之间的关系曲线  $E_c-I_c$  (见图 5.1-142)。根据各种不同污秽绝缘子试验得出的关系如下

$$E_c = 0.226 I_c^{0.60} \quad (5.1-113)$$

式中:  $E_c$  为闪络梯度, kV/m;  $I_c$  为泄漏电流, A。

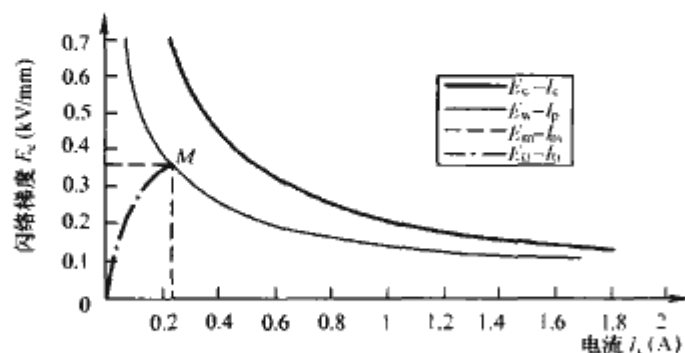


图 5.1-142 盘形绝缘子临界闪络梯度  $E_c$  与临界泄漏电流  $I_c$  之间的关系

(2) 求出闪络梯度的下限值, 即耐受梯度  $E_w$  和耐受时出现的最大泄漏电流  $I_p$  的关系曲线  $E_w-I_p$ , 该曲线也可通过污耐受电压试验直接求得。

(3) 在自然污秽站, 记录泄漏电流, 求出试品上的电位梯度与最大泄漏电流幅值的关系曲线  $E_0-I_0$ 。在电位梯度较低时, 泄漏电流基本上由绝缘子的污层电导和所加电压决定。随着局部电弧的出现, 泄漏电流增长的比较快, 特性曲线开始出现非线性。 $E_w-I_p$  曲线和  $E_0-I_0$  曲线的交点  $M$  决定了耐受时的最大泄漏电流  $I_m$  及其对应的耐受梯度  $E_m$ 。如工作电压梯度  $E_0$  小于  $E_m$ , 则认为是安全的。 $E_m/E_0$  决定了安全系数。

#### 6.3.2 工作电压、操作过电压和雷电过电压决定的绝缘子串长

##### 6.3.2.1 工作电压确定的绝缘子串长

通过人工污秽试验选择的  $\pm 500$ kV 的线路绝缘子串长为 35~36 片, 210kN 瓷绝缘子结构高度为 0.17m, 则串长为 5.95~6.12m。

##### 6.3.2.2 操作过电压确定的绝缘子串长

与交流线路相同, 直流线路绝缘子的尺寸主要由耐污闪水平控制, 但是, 在按耐污闪能力确定了输电线路绝缘子的串长后, 还应进行耐操作过电压和耐雷电过电压水平的校核。

若单考虑操作过电压的影响, 绝缘子串长的确定与交流相同。根据 DL/T 810—2002 可知,  $\pm 500$ kV 直流绝缘子的湿操作冲击耐受电压不应低于 1550kV。则根据图 5.1-139 可以看出, 1550kV 对应的绝缘子串长仅为 3m 多, 还不到 4m。一般来说, 直流叠加试验可以不考虑这种反极性电压叠加的情况, 只考虑正极性直流叠加正操作冲击的情况, 而这种情况下, 直流闪络电压升高, 因此 4m 仍然满足要求。按污耐受能力所选择的绝缘子串长都远大于此值, 完全能够满足系统操作过电压水平的要求。

##### 6.3.2.3 雷电过电压确定的绝缘子串长

根据 DL/T 810—2002,  $\pm 500$ kV 直流线路绝缘子雷电全波冲击耐受电压不低于 2550kV, 由图 5.1-141 可以看出该电压对应的绝缘子串长为 5m 左右, 而按工作电压确定的绝缘子串长为 5.9m 以上, 因此按污耐受特性所确定的绝缘距离可以满足耐雷电冲击绝缘水平的要求。

在超、特高压系统中雷电过电压对绝缘子串长的选取不起决定作用, 由于超、特高压直流线路绝缘子串本身有较高的耐雷电冲击强度, 与交流线路绝缘子选取相同, 决定超、特高压线路耐雷电冲击能力的因素主要是线路杆塔的接地电阻以及避雷线的保护角。

#### 6.4 高海拔地区绝缘子外绝缘选取方法

##### 6.4.1 高海拔污秽条件下绝缘子外绝缘气象修正及选取方法

高海拔地区对外绝缘的影响主要是低气压导致的绝缘子污闪电压的下降。因此在工程设计过程中, 需要进行海拔修正。

到目前为止, 染污绝缘子的污闪电压与气压或海拔有两种修正方法。①随气压降低, 污闪电压与气压  $p$  之间呈非线性关系, 如式 (5.1-72); ②污闪电压与海拔呈线性关系, 如式 (5.1-73)。

在绝缘子的选取过程中, 选取方法基本上与低海拔条件下的选择方法相同, 而在选择爬距或计算耐受电压时应考虑海拔修正。

#### 6.4.2 工作电压、操作过电压和雷电过电压决定的绝缘子串长

随着海拔的升高，操作过电压和雷电过电压也随之下降，因此也需要进行海拔修正。一般来说，雷电过电压与运行电压无直接的关系，对外绝缘设计而言，雷电过电压不起决定作用。由于在高海拔地区输电线路采取了多种限压措施以及断路器性能的改进，操作过电压的倍数可以限制在一个

较低的水平，因而操作过电压也不是决定绝缘子尺寸的关键性因素。并且高海拔条件下由工作电压确定的绝缘子的串长都考虑了污闪电压的海拔修正，因此由工作电压确定的绝缘子串长，仍然满足操作过电压和雷电过电压的要求，只需对工作电压确定的长串绝缘子进行耐操作过电压和耐雷电过电压水平的校核。



## 第2章 避雷器

### 1 避雷器的用途和分类

#### 1.1 避雷器的用途

避雷器是用来保护电气设备免受过高的瞬态电压危害的一类电气设备，它可限制续流通过的时间也常用来限制续流的幅值。避雷器通常连接在电网的导线与地线之间，然而有时也连接在电器绕组旁或两相导线之间。电器设备在运行中除承受工作电压外，还会遭受过电压的作用。这些过电压主要为雷电引起的雷电过电压，开关操作引起的操作过电压和甩负荷、投切长线及不对称接地等引起的暂时过电压等。这些过电压对电器设备的可靠安全运行是极其有害的。过高的过电压将损害电器设备的绝缘，甚至使设备绝缘击穿，电力系统因此出现停电事故，给国民经济和人民生活带来不良的影响。所以，必须采取各种措施来限制过电压。避雷器就是较常采用的主要措施之一。

#### 1.2 避雷器的分类

避雷器的分类方法很多，主要有按电力系统、用途、电流等级、结构及所用主要材料等分类。

避雷器按电力系统分为交流避雷器和直流避雷器。交流避雷器持续运行电压为工频交变电压。直流避雷器持续运行电压为直流电压叠加谐波电压，其主要用于高压直流换流站、地铁或矿井的供电系统等。

交流避雷器按用途分类，主要有电站型、配电型、线路型等。电站型避雷器用于保护变电站电气设备如变压器、母线等免受过电压的损害。配电型避雷器用于保护配电网电器设备如配电变压器等免受过电压的损害。线路型避雷器用于保护输电线路免受过电压的损害，可有效降低雷击闪络率。

直流避雷器一般按其所保护的设备予以分类，主要有换流阀避雷器、换流器直流母线避雷器、直流中点母线避雷器、直流母线避雷器、中性母线避雷器、交流滤波器避雷器、直流滤波器避雷器、桥避雷器、换流器避雷器等。

避雷器按电流等级分类，主要有20kA、15kA、10kA、5kA、2kA、1kA等。这些电流的波形是8/20 $\mu$ s雷电冲击电流，避雷器用它标志其耐雷电冲击的能力。

避雷器按安装结构分类，主要有座式、悬挂式两类。座式避雷器一般安装在设备基础上，电站型避雷器主要采用这种安装方式。悬挂式避雷器一般安装在输电线路的塔架上，线路避雷器主要采用这种安装方式。

避雷器按其所使用的非线性电阻片的材料分类，主要有碳化硅阀式避雷器和金属氧化物避雷器两类。前者所使用的非线性电阻片主要由碳化硅材料制成，后者所使用的非线性电阻片主要由氧化锌材料制成。现在，碳化硅避雷器除了少量在用的之外已基本被淘汰。

避雷器按其所使用的外壳材料分类，主要有瓷壳避雷器、复合外套避雷器和罐式避雷器。瓷壳避雷器外套由瓷材料制成，复合外套避雷器外套伞裙一般由硅橡胶制成，罐式避雷器外壳由钢材或合金铝等金属材料制成。

避雷器按间隙结构分类，主要有无间隙型避雷器和有间隙型避雷器两类。金属氧化物避雷器大多为无间隙结构。碳化硅避雷器大多含有串联间隙。有间隙线路避雷器则由金属氧化物避雷器本体与外串的长空气间隙组合而成。

### 2 避雷器的特性

#### 2.1 金属氧化物电阻片的特性

##### 2.1.1 伏安特性

电流通过金属氧化物电阻片的阻性电流和容性电流的伏安特性如图5.2-1所示。

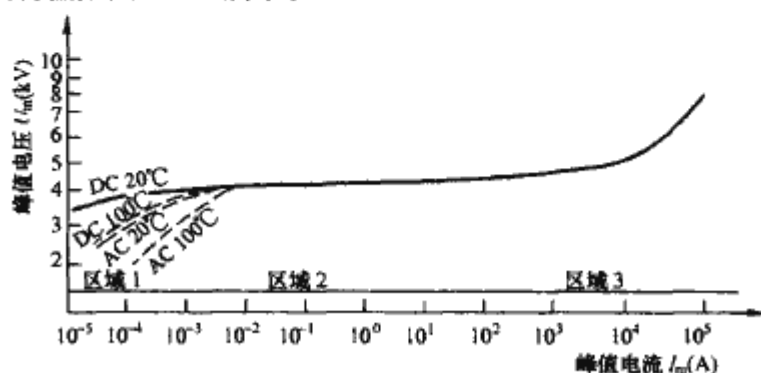


图 5.2-1 一种金属氧化物电阻片的典型伏安特性

##### 2.1.2 微观结构

金属氧化物电阻片是由氧化锌（ZnO）和少量添加剂如 Bi<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、CoO、Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、MnO、Sb<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 等充分混合、研磨和搅拌，经喷雾造粒并含有一定水分，然后干压成形为所需规格的饼状或环状圆片，再高温烧结制作的。图5.2-2中所示为氧化锌非线性电阻的电子显微镜扫描的照片。

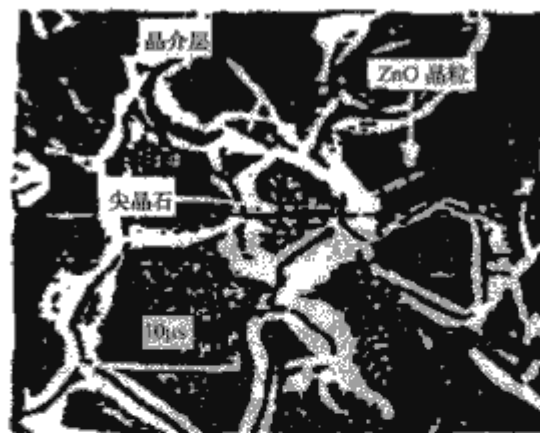


图 5.2-2 金属氧化物电阻材料的微观结构

ZnO 晶粒（直径大约为 10 $\mu$ m）是低电阻率介质，在其表层即晶界层是高电阻率氧化物层（约 0.1 $\mu$ m 厚）。这两者彼此紧密连接着。

金属氧化物电阻材料可用图 5.2-3 等值电路表示，图 5.2-2 中 R 代表晶界层的非线性电阻，其电阻率  $\rho$  的变化从低电场强度的 10<sup>10</sup>  $\Omega \cdot \text{cm}$  至高电场强度的 1 $\Omega \cdot \text{cm}$  以下。晶界层的相对介质常数在 500~1200 之间，随制作工艺而不同。 $r$  是晶粒的电阻，电阻率大约为 1 $\Omega \cdot \text{cm}$ 。



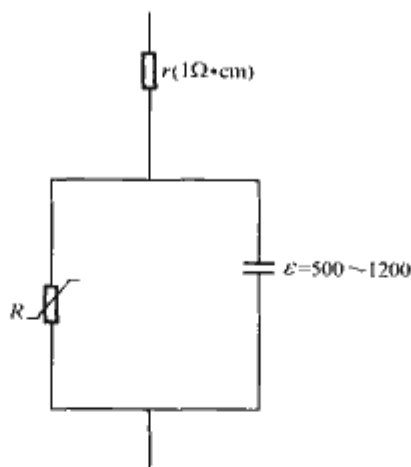


图 5.2-3 金属氧化物电阻材料的等值回路

### 2.1.3 导电机理

按照图 5.2-2 的微观结构的导电机理，图 5.2-1 所示的伏安特性按其斜度可分为三个区域，即：

(1) 低电场区（区域 I）。低电场区对应于施加运行电压的条件。这一区域内的导电机理可用晶界层的能量势垒来解释。该势垒使电子不能从一个晶粒向另一晶粒移动。外施电场可使这些势垒降低，电子可在热作用下穿过势垒。这一作用称为 Schottky（肖特基）发射，它产生一个通过氧化锌材料的小电流。该电流的密度可近似地用式（5.2-1）表示

$$J_S = J_0 \exp \left[ - \left( \Phi_B - \frac{Ee^3}{4\pi\epsilon} \right) / kT \right] \quad (5.2-1)$$

式中： $J_0$  为常数； $\Phi_B$  为电动势壁垒； $e$  为电子电荷； $\epsilon$  是介电系数； $E$  是电场强度； $k$  为 Boltzmann（玻尔兹曼）常数； $T$  是绝对温度。

温度升高使电子能量增加，使它们更容易穿过势垒，使电流增大。

(2) 中电场区（区域 II）。该区域对应于施加冲击电压的条件。当晶介层电场强度达到  $10^6 \text{ V/cm}$  时，由于隧道效应，电子会通过势垒，其电流密度可用式（5.2-2）表示

$$J_S = J_1 \exp \left[ - \left( A \frac{\sqrt{\Phi_B}}{E} \right) \right] \quad (5.2-2)$$

式中： $J_1$  和  $A$  为常数。

(3) 高电场区（区域 III）。在此区域，由于隧道效应，势垒上的压降很低，ZnO 晶粒的电阻  $r$  上的压降起主导作用，而且电阻片成为几乎完全阻性的。电流密度将逐渐达到式（5.2-3）的值

$$J_S = \frac{E}{\rho} \quad (5.2-3)$$

式中： $\rho$  为 ZnO 晶粒电阻  $r$  的电阻率。

过去，SiC 电阻片的伏安特性用式（5.2-4）表示为

$$I = CU^\alpha \quad (5.2-4)$$

式中： $C$  为常数； $\alpha$  为非线性系数。

若通过金属氧化物电阻片的电流的阻性分量采用式（5.2-4）的话，须强调指出，单一指数是不能描述全特性的。指数的变化取决于导电区，变化范围在 3~50 之间。在特定区里是不能采用一般的平均数的，实际的电阻片特性必须经试验确定其指数。电阻片的伏安特性可通过测量其在冲击电流下的电压来确定，即操作冲击电流和雷电冲击电流时的残压获得。

原则上，电阻片的电容是随温度而变化的。在某些情况时，这变化可以不计，即计算在运行电压时沿整只避雷器的电压分布。

研究 ZnO 半导体瓷的导电机理是为了解释其伏安特性。对于低电场区（又称为预击穿区）和高电场区（又称回升

区）的导电机理，一般认为：由于势垒层的存在，在低电场区电场很小，势垒受电场的影响不大，因此导电电子为越过势垒层的热激发电子。载流子浓度主要受温度控制并且主要来源于 ZnO 晶粒和晶界的本征电子缺陷。工艺参数的变化将使本征缺陷的浓度及缺陷平衡发生变化。对于高电场区，由于电流很大，晶粒电阻率将产生不可忽略的电压降，引起非线性的下降，伏安特性曲线出现回升现象。但是，在中电场区（又称为击穿区）的导电机理虽有多种理论模型但还不能解释所有的实验事实。这里简要介绍 SIS（半导体-绝缘层-半导体）能带模型。

这种 SIS 模型的特点是 ZnO 晶粒与 ZnO 晶粒之间为薄的绝缘晶界层所分隔。在 ZnO 晶粒边界上由于存在界面态形成 Schottky 势垒，同时在绝缘层内部有许多深势阱。当加上外电场后就形成了三个区域如图 5.2-4 所示，即正向偏置的 Schottky 势垒（区域 I）；带有深势阱的绝缘晶界层（区域 II）；反向偏置的 Schottky 势垒（区域 III）。这种 SIS 模型的导电过程如下：从 ZnO 导带通过正向偏置的 Schottky 势垒的热离子发射注入到晶界层中的电子将通过各种陷阱、杂质能级或空间电荷饱和电流的方式到达晶界层中对面的表面态。当电压低于临界电压  $U_{cr}$  时电子通过热离子发射的方式越过反向偏置的 Schottky 势垒而到达 ZnO 晶粒的导带。当电压高于临界电压  $U_{cr}$  时，则通过场发射的方式，电子穿过反向偏置的 Schottky 势垒而到达 ZnO 晶粒的导带，这一过程决定了 ZnO 半导体瓷的非线性特性。

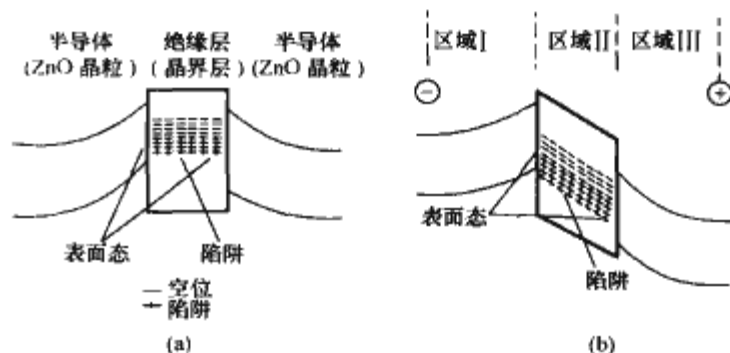


图 5.2-4 氧化锌非线性电阻材料 SIS 能带模型

(a) 非欧姆 ZnO 陶瓷的 SIS 能带模型；

(b) 非欧姆 ZnO 陶瓷的能带偏置图

### 2.1.4 氧化锌材料的老化

氧化锌电阻片的性能在运行电压和环境温度下将会缓慢劣化，此外，多次的能量冲击和局部放电等也使电阻片产生性能劣化。氧化锌电阻片在交变电场作用下内部电偶极子的运动将产生功耗并使其性能逐渐劣化。氧化锌电阻片在直流电场作用下内部导电离子的定向迁移是其性能劣化的主要原因之一。

氧化锌电阻材料的荷电老化符合 Arrhenius（阿累尼乌斯）指数律，因此，可用 Arrhenius 指数律预测氧化锌材料的寿命。氧化锌电阻材料的寿命符合式（5.2-5）的指数律

$$\frac{L_2}{L_1} = 2.5^{\frac{T_2 - T_1}{10}} = AF_T \quad (5.2-5)$$

式中： $L_2$  为氧化锌电阻材料在环境温度  $T_2$  条件下的寿命； $L_1$  为氧化锌电阻材料在环境温度  $T_1$  条件下的寿命； $T_2$  为氧化锌电阻材料运行的最大环境温度； $T_1$  为氧化锌电阻材料加速老化试验的最大环境温度； $AF_T$  为老化因数。

### 2.1.5 热稳定性

氧化锌电阻片在运行电压下会消耗一定的有功功率，这部分有功功耗使电阻片温度上升。同时，电阻片还向周围环境散发热量，这又将其温度下降。电阻片的发热和散热相



比较,如果发热大于散热,则其温度将持续上升,最终电阻片发生热崩溃。反之,如果发热小于或等于散热,则电阻片温度将减小或保持不变,电阻片就处于热稳定的状态。

下述因素会影响热稳定性:

- (1) 材料的劣化程度;
- (2) 施加的运行电压值;
- (3) 过电压幅值和能量消散;
- (4) 避雷器的结构;
- (5) 避雷器的环境温度。

### 2.1.6 高梯度氧化锌电阻片

氧化锌电阻片的梯度是指其拐点电压(又称为压敏电压)与其厚度的比值。氧化锌半导体瓷的晶界击穿电压 $U_b$ 几乎为一常数,因而,氧化锌电阻片的梯度可用式(5.2-6)表示

$$E_{mA} = NU_b = \frac{H}{D_g} \times U_b \quad (5.2-6)$$

式中: $E_{mA}$ 为 $n$  mA 临界电流下电阻片的电压降与其厚度的比值,通常取 $n=1$ ;  $U_b$ 氧化锌电阻材料每个晶界击穿电压,约为3.3~3.5V;  $N$ 为氧化锌电阻片的晶粒数;  $H$ 为氧化锌电阻片的厚度;  $D_g$ 为氧化锌晶粒平均粒径。由式(5.2-6)可以看出,减小氧化锌晶粒的尺寸可以提高其电压梯度。

利用高梯度电阻片组装避雷器可以使避雷器的内部体积减小,这对于GIS金属罐装避雷器和线路悬挂式避雷器等的小型化具有很大的意义。

添加稀土元素可以减小氧化锌晶粒的粒径从而提高氧化锌电阻片的梯度,如图5.2-5和图5.2-6所示。

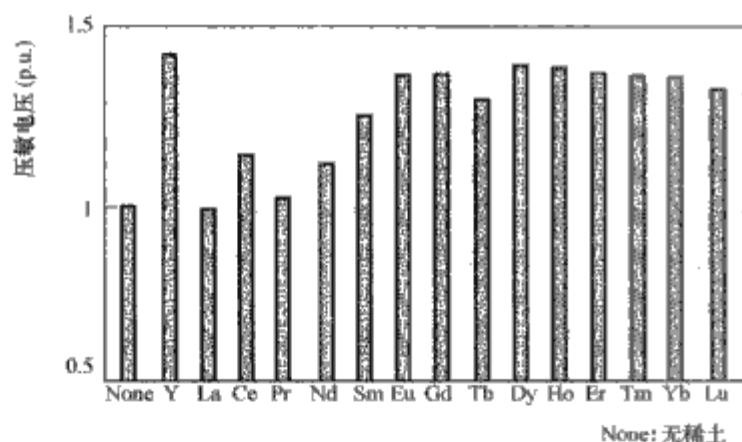


图 5.2-5 稀土元素对压敏电压的影响

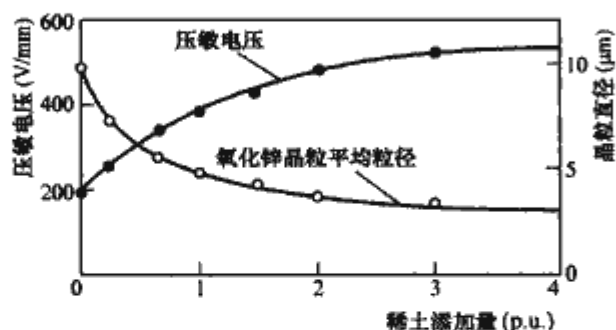


图 5.2-6 稀土含量、压敏电压与氧化锌晶粒平均粒径之间的关系

高梯度电阻片的显微结构更加均匀致密,因而其吸收能量的密度有所提高,如图5.2-7和图5.2-8所示。

高梯度电阻片的压比特性进一步改善,如图5.2-9所示。

### 2.2 无间隙金属氧化物避雷器的特性

氧化锌避雷器是20世纪70年代开发的新型保护电器,

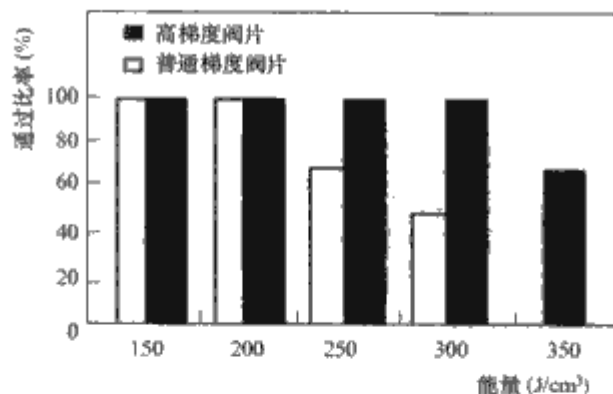


图 5.2-7 18次方波电流冲击耐受试验统计

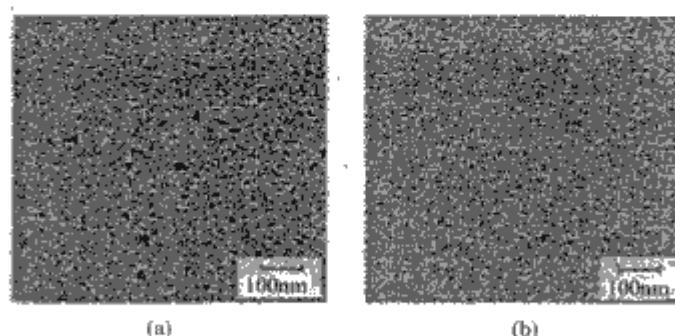


图 5.2-8 高梯度电阻片气孔分布显微照片  
(a) 普通电阻片; (b) 高梯度电阻片

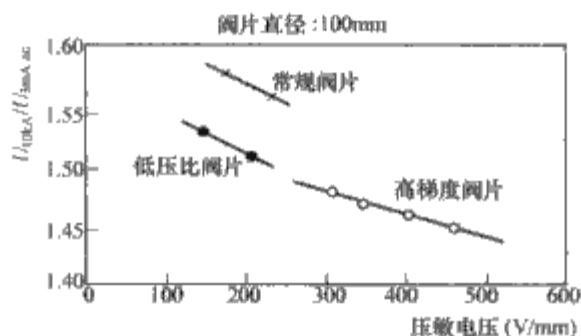


图 5.2-9 高梯度电阻片压比特性

是避雷器发展的方向,在超高压和高压(110kV)以上线路,已经取代了传统的碳化硅阀式避雷器。氧化锌阀片有极优异的非线性伏安特性,可以制成无间隙避雷器,其残压低,陡坡响应特性好,可降低电力系统和设备的绝缘水平,这将有大的经济意义。

氧化锌阀片既具有非线性电阻,其阻抗根据电压而变化;又具有较大的电容,其容抗随频率和温度而变化。在低的工频电压下,通过阀片的电流基本上是容性电流,随着所承受电压的升高,有功电流迅速增大。当电场强度超过一定数值时,阀片电流则主要是有功电流。弄清楚这一概念,对避雷器的设计和试验很有意义。

无间隙金属氧化物避雷器的持续运行电压 $U_c$ 是指允许连续施加在避雷器两端的工频电压有效值。有时,又称为最大持续运行电压(MCOV)。该参数表征避雷器可以承担的最大工作电压。

无间隙金属氧化物避雷器额定电压 $U_N$ 是指施加到避雷器端子间的最大允许工频电压有效值,按照此电压所设计的避雷器,能在所规定的动作负载试验中确定的暂时过电压下正确地工作。它是表明避雷器运行特性的一个重要参数,但它不等于系统标称电压。

避雷器的保护特性由以下各项组合:

- (1) 陡波电流冲击下残压。
- (2) 雷电冲击电流下残压。



(3) 操作冲击电流下残压。

避雷器的雷电(过电压)保护水平是取下列两项的较高者:

(1) 陡波电流冲击下最大残压除以 1.15。

(2) 标称放电电流下最大残压。

避雷器的操作冲击保护水平是规定的操作冲击电流下的最大残压。

避雷器的参考电压( $U_{ref}$ )表征其伏安特性曲线的重要拐点电压,即可应用工频参考电压( $U_{ac, ref}$ ),也可以应用直流参考电压( $U_{dc, ref}$ )。该参数对控制避雷器的荷电率和残压具有重要作用。

避雷器的工频电压耐受时间特性是指在规定条件下对避雷器施加不同的工频电压,避雷器不损坏、不发生热崩溃时所对应的最大持续时间的关系曲线。该特性表征避雷器耐受暂时过电压的能力。

避雷器的标称放电电流( $I_n$ )用来划分避雷器的等级,它是具有 8/20 $\mu$ s 波形的雷电冲击电流峰值。

避雷器的压力释放性能是指当避雷器故障时不应引起外套粉碎性爆破的能力,由通过避雷器的短路电流有效值表征。

避雷器的通流能力由长持续时间冲击电流和大电流冲击来表征。前者表征避雷器耐受方波电流冲击的能力,也就是耐受长线放电的能力。后者表征避雷器耐受 4/10 $\mu$ s 波形冲击电流的能力。

避雷器的污秽性能是指其耐受污秽的能力。避雷器在污秽地区运行应保持其热稳定性,其外壳应不发生闪络,内部的局部放电不应影响其安全运行。

氧化锌避雷器与碳化硅避雷器相比,具有以下优越性:

(1) 保护特性好。由于氧化锌阀片优异的非线性,因而避雷器可设计成无间隙的。其保护水平(残压)是各串联阀片残压的算术和,且具有延伸到全电流领域内稳定而无分散的特性。这可由图 5.2-1 所示的伏安特性曲线可见。小电流区域的毫安级下的残压,相当于伏安特性的拐弯附近。其电流随阀片面积而变。目前国内外一般采用 1mA 直流或交流下的残压。超高压和高能避雷器有用 3mA 或 5mA 的(如多柱并联)。避雷器在正常工作电压下的电阻很大,近似于绝缘体,其电导电流是微安级(几十微安)。中电流区域是操作冲击电流下的残压。大电流区域是雷电冲击电流下的残压。可见从中电流到大电流显示出比较平坦的残压。实际运行系统中,避雷器是要受到交流电压、操作过电压和雷电过电压作用的,氧化锌避雷器优异的非线性特性,能实现高压和超高压电力设备所需要的在雷电过电压及操作过电压区域内与之配合的良好的保护水平。这就能降低电力系统的绝缘水平,获得很大的经济效益。

图 5.2-10 所示为碳化硅避雷器和氧化锌避雷器在雷电冲击下动作的情形。图 5.2-10 (a) 所示为碳化硅避雷器的动作情况,雷电冲击过电压施加在避雷器上,达到间隙放电电压时,间隙击穿,一个冲击电流流过避雷器,冲击过电压过去后,系统电压(即电源电压)作用在避雷器上,避雷器中流过工频续流,在工频续流自然过零时,避雷器灭弧,恢复正常运行。而图 5.2-10 (b) 显示氧化锌避雷器中就没有续流,因为它在系统电压下的阻值很大,且无间隙就没有灭弧问题。故氧化锌避雷器对于耐受多重雷或操作隔离开关时引起的连续性过电压就具有极其稳定的性能。

(2) 陡波响应特性好。碳化硅避雷器是由串联间隙的放

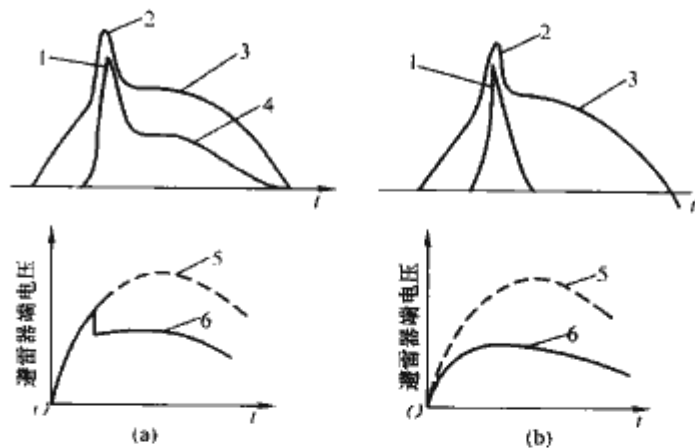


图 5.2-10 避雷器冲击动作示意图  
(a) 碳化硅避雷器的动作情况; (b) 氧化锌  
避雷器的动作情况

1—冲击电流; 2—冲击电压; 3—电源电压;  
4—工频续流; 5—原始冲击波; 6—避雷器电压

电而起始动作,在陡波前入侵电压作用下,由于间隙的放电时延引起避雷器陡波放电电压升高。对于氧化锌避雷器而言,因其无间隙故没有放电时延现象,对入侵电压能作出迅速反应,仅需要考虑电流的响应特性。对于氧化锌避雷器,波头 1 $\mu$ s 的冲击电流与波头 8 $\mu$ s 的冲击电流下的残压之比,约升高 6%~10%,对更陡的波头,也不呈现显著的上翘,这一优越的特性非常适用于全封闭组合电器对避雷器的要求。

(3) 耐污秽性能好。碳化硅避雷器由于有串联间隙,一旦有污秽或带电冲洗时,将使瓷套表面的电位分布发生变化,从而引起避雷器内部的电位分布的改变,导致间隙放电电压显著降低,避雷器的动作负载能力下降。而氧化锌避雷器由于没有串联间隙,就没有间隙放电电压变化的现象。而且氧化锌电阻片本身固有的静电容量大,这就增大了避雷器本身的主电容,减小了杂散电容的影响,对于因污秽而引起的通过杂散电容流入避雷器芯体的工频电流起低阻抗的作用,减小了元件上的电位变化,改善了电压分布,使其耐污秽性能有较大的提高。

(4) 通流能力大。氧化锌阀片同碳化硅阀片相比,其单位面积的通流能力大 4 倍左右。在超高压和特高压电力系统中,操作过电压是决定系统绝缘水平的主要因素,要求避雷器所释放的能量就越来越大,碳化硅避雷器不能满足需求,而氧化锌避雷器就可以实现。

(5) 结构简单可靠性高。氧化锌避雷器由于取消了间隙,阀片的非线性特性比碳化硅阀片优越得多,因而结构大大简化。零部件少,可做到体积小,质量轻,从而提高了产品的可靠性和经济性。同一额定电压等级下,氧化锌避雷器的零件数是碳化硅避雷器零件数的 35% 左右,其质量是碳化硅避雷器的 45% 左右。而且氧化锌避雷器的试验简化,与碳化硅避雷器相比,其试验工序可减少一半。

无间隙金属氧化物避雷器的性能参数可参见表 5.2-1。

### 2.3 内置间隙型阀式避雷器的特性

为了降低避雷器的保护水平通常采用阀片与放电间隙串联或并联的结构型式。

碳化硅阀式避雷器内部无一例外都有放电间隙。碳化硅阀式避雷器除了中压配电网还有部分在用的之外,大多已被淘汰。其性能参数可参见表 5.2-2。

保护旋转电动机的避雷器大多也采用内部并联间隙的结构,这样可有效降低避雷器的残压,其性能参数见表 5.2-3。



表 5.2-1 典型的无间隙金属氧化物避雷器性能参数 kV

系统标称电压	避雷器额定电压	避雷器持续运行电压(有效值)	标称放电电流残压 20kA 等级				标称放电电流残压 10kA 等级				标称放电电流残压 5kA 等级			
			陡波冲击电流残压	雷电冲击电流残压	操作冲击电流残压	直流 1mA参考电压(不小于)	陡波冲击电流残压	雷电冲击电流残压	操作冲击电流残压	直流 1mA参考电压(不小于)	陡波冲击电流残压	雷电冲击电流残压	操作冲击电流残压	直流 1mA参考电压(不小于)
			(峰值)不大于				(峰值)不大于				(峰值)不大于			
10	17	13.6	-	-	-		-	-		-	57.5	50	42.5	25
35	51	40.8	—	-	-				-	—	154	134	114	73
35	54	43.2	-	-	-	-	—	-	—	—	163	142	121	77
66	96	75	-	—	—	-	288	250	213	140	288	250	213	140
110	100	78	-	-	-	-	291	260	221	145	299	260	221	145
110	108	84	-	—	—	—	315	281	239	157	323	281	239	157
220	216	168.5	—	-	-		630	562	478	314	—	—	-	
330	312	237	-	—	—	—	847	760	643	442	—	-		-
330	324	246	—	—	-		880	789	668	459	—	—	—	—
500	444	324	1238	1106	907	597	1137	1015	900	597	—	-	—	—
500	468	330	1306	1166	956	630	1198	1070	950	630	—	-	—	—

表 5.2-2 配电型碳化硅阀式避雷器

系统标称电压(kV)	避雷器额定电压(kV)	波前冲击放电的波前陡度(kV/ $\mu$ s)	工频放电电压(有效值, kV)		1.2/50 $\mu$ s 冲击放电电压(峰值, kV)	波前冲击放电电压(峰值, kV)	标称电流(5kA)下残压(波形 8/20 $\mu$ s, kV)
			不小于	不大于	不大于	不大于	不大于
3	3.8	32	9.0	11.0	21.0	26.3	17.0
6	7.6	63	16.0	19.0	35.0	43.8	30.0
10	12.7	106	26.0	31.0	50.0	62.5	50.0

表 5.2-3 保护旋转电动机阀式避雷器特性 kV

电动机标称电压	避雷器额定电压	工频放电电压有效值		1.2/50 $\mu$ s 冲击放电电压峰值	冲击放电电压(预放电时间 10 $\mu$ s, 峰值)	3kA 标称电流下残压(波形 8/20 $\mu$ s, 峰值)	备 注
		不小于	不大于	不大于	不大于	不大于	
	2.3	4.5	5.7	6.0	6.0	6.0	电动机中性点保护用
3.15	3.8	7.5	9.5	9.5	9.5	9.5	
	4.6	9.0	11.4	12.0	12.0	12.0	电动机中性点保护用
6.3	7.6	15.0	18.0	19.0	19.0	19.0	
10.5	12.7	25.0	30.0	31.0	31.0	31.0	
13.8	16.7	33	39	40	40	40	
15.75	19	37	44	45	45	45	

2.4 外串联间隙阀式避雷器的特性

线路避雷器一般由氧化锌避雷器本体和串联的长空气间隙组合而成。这种结构的避雷器由于有间隙的隔离而在运行电压下使其本体的荷电率几乎可不予考虑,从而避免了无间隙

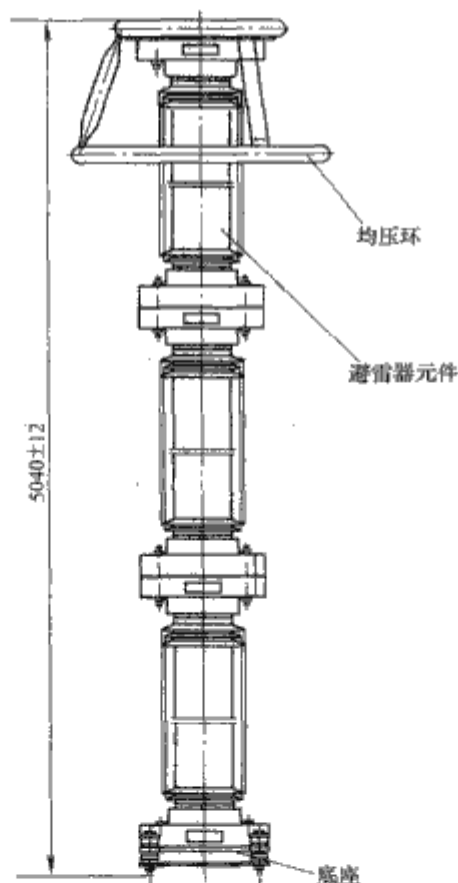
避雷器在运行电压下的老化问题,提高了避雷器的运行可靠性。在冲击过电压作用下间隙击穿,避雷器本体的电阻片又有较大的限流作用,且其保护水平可与并联的绝缘子的绝缘水平很好地配合,可有效降低反击和绕击造成的线路闪络现象。外串间隙避雷器的性能参数如表 5.2-4 所示。

### 外串间隙线路避雷器的性能参数

[illegible]

### 3.1 瓷外套无间隙金属氧化物避雷器的结构

避雷器安装或采用座式结构或采用悬挂式结构，主要用于变电站、发电厂、换流站和输电线路等。大多数避雷器要求安装在线的监测装置，以便观察避雷器的动作状态和泄漏电流的变化情况。复合外套避雷器外形结构如图 5.2-12 所示。



Technical drawing of a 110kV rod-type lightning arrester. The drawing shows a vertical assembly with a top terminal, a central body with many horizontal sheds, and a base. Labels include '高压接线端' (High voltage terminal) at the top, '避雷器本体' (Surge arrester body) for the central section, and '底座' (Base) at the bottom. A dimension line on the left indicates a height of 1294.

图 5.2-12 -110kV 复合外套  
避雷器外形结构图

### 3.3 金属罐式无间隙金属氧化物避雷器的结构

内充  $\text{SF}_6$  气体的金属罐式无间隙金属氧化物避雷器外壳材料为钢材或合金铝，内部由金属氧化物电阻片、均压屏蔽罩、导电杆、导电触头等组装而成，电气上通过盆式绝缘子与其他电器连接。其结构示意图如图 5.2-13 所示。

### 3.4 内置间隙型阀式避雷器的结构

碳化硅阀式避雷器内部由碳化硅电阻片和放电间隙组合而成, 外套通常为瓷材料, 其结构示意图如图 5.2-14 所示。

### 3.5 外串联间隙阀式避雷器结构

外串联间隙阀式避雷器主要为线路有串联间隙避雷器，其外形上由避雷器本体和长空气间隙串联而成，其结构示意图如图 5.2-15 所示。避雷器本体在结构上与悬挂式无间隙金属氧化物避雷器相同，外套一般采用硅橡胶复合外套。长空气间隙由放电金属棒制造的电极构成。

### 3.2 复合外套无间隙金属氧化物避雷器的结构

复合外套避雷器一般由避雷器单元、均压环、绝缘底座等组装而成。避雷器单元一般由复合材料外壳、非线性电阻片、弹簧、压力释放装置、密封装置等组装而成。复合外套



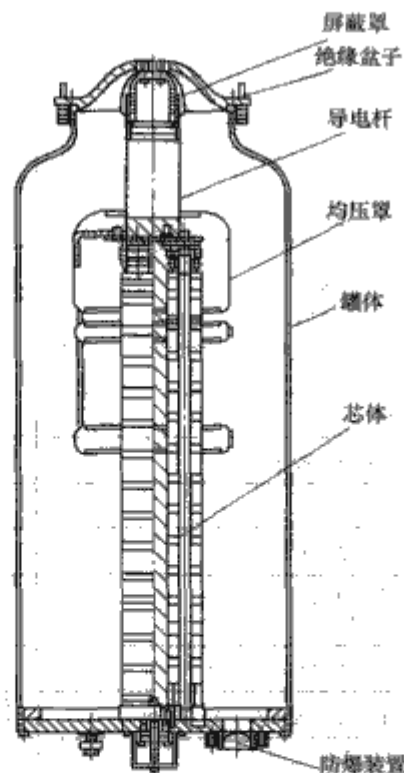


图 5.2-13 110kV 罐式无间隙金属氧化物避雷器结构示意图

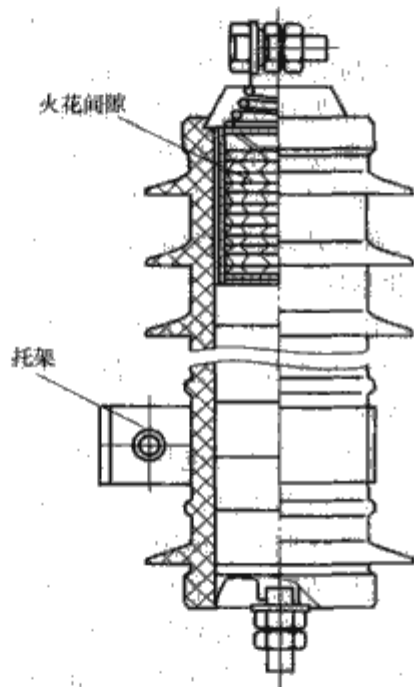


图 5.2-14 碳化硅阀式避雷器结构示意图

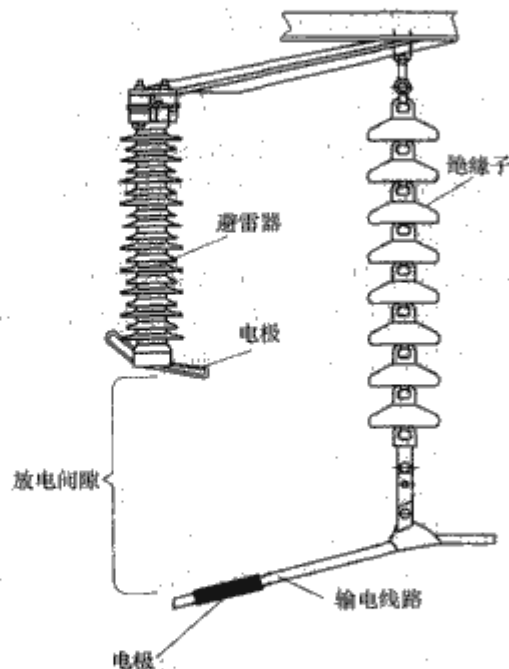


图 5.7-15 外串联间隙线路避雷器结构示意图

## 4 避雷器的试验

### 4.1 避雷器的外绝缘耐受试验

#### 4.1.1 总则

避雷器外套的绝缘耐受电压应根据避雷器使用的系统标称电压按 GB 311.1—1997 中对高压电器外绝缘的规定进行绝缘耐受试验。

对变压器中性点用避雷器、电动机中性点用避雷器以及某些特殊用途的避雷器，可按以下要求对避雷器外套进行绝缘耐受试验。

避雷器外套应耐受下列雷电冲击电压：避雷器雷电冲击保护水平乘以 1.4。

避雷器外套应耐受下列工频电压：避雷器雷电冲击保护水平乘以 0.88，持续时间 1min。

绝缘部件外表面应清洁，内部元件应取出或使之失效，使能做这项试验。

#### 4.1.2 在避雷器元件外套上的试验

本试验应在最长的避雷器外套上进行。如果外套不能代表单位长度的电压梯度最高者时，则需要在具有最大电压梯度的避雷器元件外套上进行补充试验，内部零部件可用等价布置（如均压元件）来替代，并使沿避雷器轴向方向的电压成线性分布。

#### 4.1.3 在组装的整只避雷器外套上试验

避雷器应尽可能按实际运行情况安装。

试验时，避雷器外套的外表面应清洁干燥，避雷器内部电阻片及其他元件应除去。具体试验要求及方法应符合 GB 311.1、GB/T 16927.1 中的有关规定。

#### 4.1.4 试验时环境空气条件

耐受试验时施加的电压值等于规定的耐受电压乘以考虑空气密度和湿度的校正系数，见 GB/T 16927.1。

湿试验时不做湿度修正。

#### 4.1.5 湿试验程序

户外避雷器的外绝缘应按 GB/T 16927.1 给出的试验程序进行湿耐受试验。

#### 4.1.6 雷电冲击电压试验

避雷器应按 GB/T 16927.1 进行干状态下的标准雷电冲击电压试验。

每种极性连续施加 15 次冲击试验电压，如果内部不发生闪络，且每 15 次冲击中外部分闪络不超过 2 次时，则认为避雷器通过了试验。

如果干弧距离或干弧距离之和大于试验电压除以 500kV/m，则本试验可免试。

#### 4.1.7 操作冲击电压试验

额定电压为 288kV 及以上的 10kA 和 20kA 等级的避雷器应按 GB/T 16927.1 进行标准操作冲击电压试验。户外用避雷器应作湿试验，户内用避雷器应作干试验。

每种极性连续施加 15 次冲击试验电压，如果内部不发生闪络，且每 15 次冲击中外部分闪络不超过两次时，则认为避雷器通过了试验。

#### 4.1.8 工频电压耐受试验

本试验应在干、湿状态下进行，并要尽可能按实际运行情况安装。

### 4.2 避雷器的动作负载试验

#### 4.2.1 总则

避雷器应能耐受动作负载试验所示的运行中出现的各种

负载。这些负载不应引起损坏或热崩溃。

对 1.5kA, 2.5kA, 5kA (额定电压 90kV 以下, 并联补偿电容器用避雷器除外) 以及强雷电负载避雷器, 用大电流冲击动作负载试验验证。

对 10kA, 20kA 等级的避雷器, 应用操作冲击动作负载试验验证。

对并联补偿电容器用避雷器和放电等级 5kA (额定电压为 90kV 及以上电站用) 避雷器也应用操作冲击动作负载试验验证。

如果达到热稳定, 试验后检查试品, 若电阻片无击穿、闪络或破损的痕迹, 试验前后残压变化不大于 5%, 则避雷器通过试验。

本试验规定对避雷器施加一定次数的冲击, 并同时施加规定电压和频率的工频电源以模拟运行条件。电压测量的精度应为  $\pm 1\%$ , 并且从空载到满载电压峰值的变化不允许大于 1%。电压峰值与有效值之比与  $\sqrt{2}$  的偏差不得大于 2%。在动作负载试验期间, 工频电压与规定值的偏差应不大于  $\pm 1\%$ 。

通过该项试验的主要要求是, 避雷器在施加工频电压时能够逐渐冷却, 即不出现热崩溃。因此要求被试避雷器比例单元的暂态及稳态热耗散能力等于或小于整只避雷器的热耗散能力。

试验程序包括:

- (1) 初始测量。
- (2) 预备性试验。
- (3) 施加冲击。
- (4) 测量和检查。

该程序见图 5.2-16、图 5.2-17。

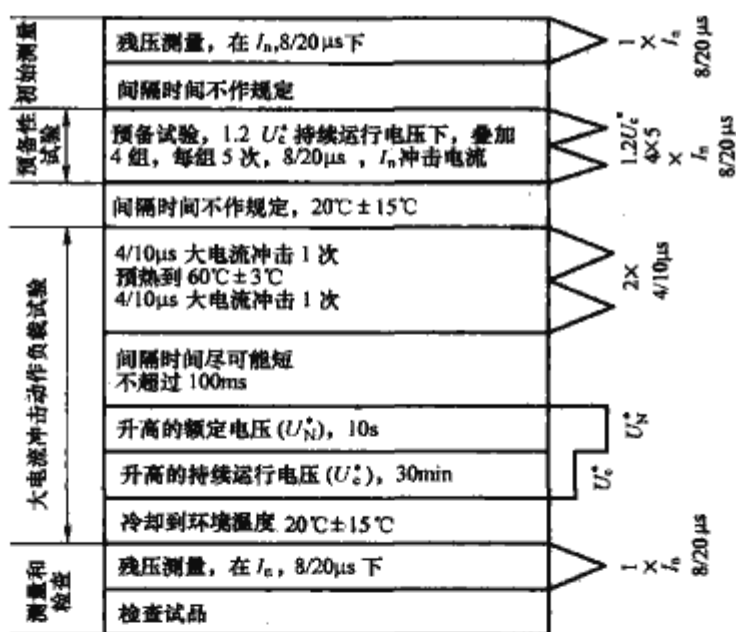


图 5.2-16 避雷器大电流冲击动作负载试验

在环境温度为 20°C  $\pm$  15°C 下对 3 只完整避雷器或避雷器比例单元试品进行。若被试避雷器的额定电压不小于 3kV, 则试品的额定电压应不小于 3kV, 但不必超过 12kV。若避雷器的脱离器与避雷器设计成一体时, 该试验必须按运行条件带脱离器进行。

对于额定电压 12kV 以上的避雷器, 因现有试验设备的限制, 通常需要在避雷器比例单元上进行。重要的是施加在试品上的电压和通过试品的工频电流应尽可能代表整只避雷器的条件。

避雷器成功地通过动作负载试验的评价参数是电阻片的功率损耗。因此应在升高的试验电压  $U_c^*$ 、 $U_N^*$  下对新电阻片进行动作负载试验。以使新电阻片在  $U_c^*$ 、 $U_N^*$  下给出的功率损耗相同于已老化的电阻片分别在持续运行电压和额定电压

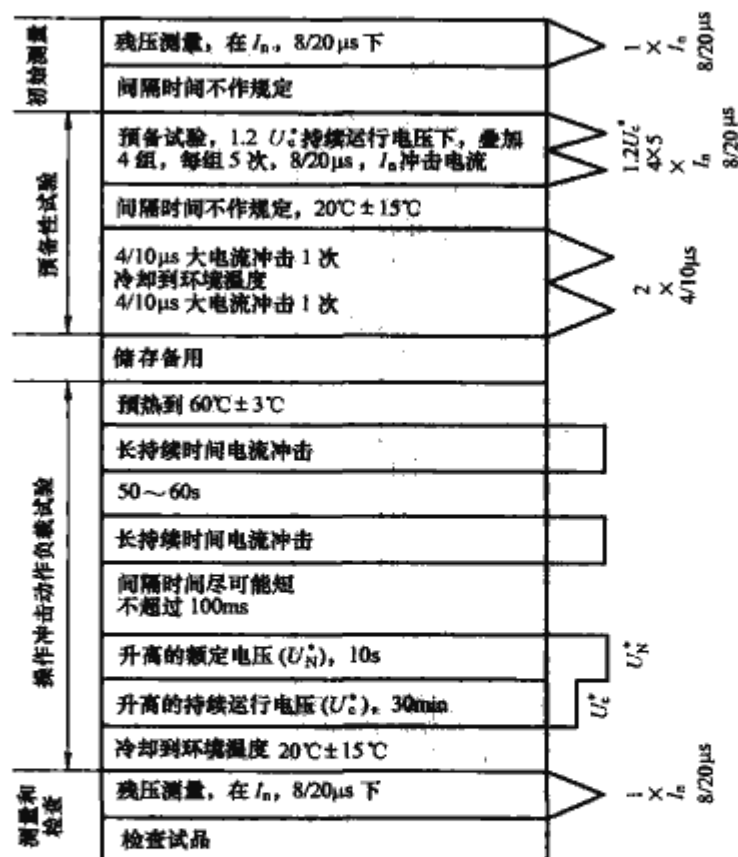


图 5.2-17 避雷器操作冲击动作负载试验

下的功率损耗。升高的试验电压应按加速老化程序确定。

施加于试验避雷器比例单元的工频电压应为整只避雷器的持续运行电压和额定电压除以相同的避雷器比例单元的节数  $n$ 。该电压  $U_c$  等于  $U_c/n$  和  $U_N$  等  $U_N/n$  应按加速老化试验程序修正, 以确定升高的试验电压  $U_c^*$ 、 $U_N^*$ 。

#### 4.2.2 加速老化程序

本试验程序用以确定在动作负载试验中所使用的电压值  $U_c^*$ 、 $U_N^*$ , 这样动作负载试验允许在新的电阻片上进行。

##### 4.2.2.1 试验程序

将已校正的最大持续运行电压  $U_{cr}$  施加到 3 只电阻片试品上 1000h, 在 1000h 期间应控制电阻片的表面温度在 115°C  $\pm$  4°C。加速老化期间, 电阻片应置于避雷器内部所使用的介质中。在这种情况下, 老化试验应在处于封闭容器内的单片电阻片上进行, 容器的容积应至少为电阻片体积的 2 倍, 并且容器内的介质密度不能低于避雷器内部介质密度。

如果制造厂能够证明在散开的空气中进行的试验等价于在实际介质中进行的试验, 则老化试验可以在散开空气中进行。

在避雷器正常的寿命期间, 避雷器内电阻片周围的介质可能会变化, 适合于这种变化的试验程序正在考虑中。

如果电阻片周围介质是液体或固体物质, 老化试验程序需经供需双方协商。

用于本试验程序中的电压是电阻片在避雷器中应承受的校正后的最大持续运行电压 ( $U_{cr}$ ), 该电压包括电压分布不均匀影响, 该电压由式 (5.2-7) 确定

$$U_{cr} = U_c(1 + 0.05L) \quad (5.2-7)$$

式中:  $L$  为避雷器总高度, m。

若制造厂宣称低于式 (5.2-7) 的值时, 必须由电压分布测量或计算来证实。或者若已通过测量或计算确定了多元件避雷器中每个元件的电压分布, 则在电压分布最大的元件上使用公式。

当使用不同于式 (5.2-7) 的程序时, 确定电压分布所选用的程序细节 (要考虑避雷器在运行中可能的安装布置), 需经供需双方协商。



上述老化试验程序应在 3 只典型的电阻片元件试品上进行。

#### 4.2.2.2 升高的额定电压和持续运行电压的确定

3 只试品应加热到  $115^{\circ}\text{C} \pm 4^{\circ}\text{C}$ ，在施加电压后 1~2h 之间测量在电压  $U_{ct}$  下电阻片的功率损耗  $P_{1ct}$ ，在不间断地施加  $U_{ct}$  计  $1000h_{10}^{+100h}$  老化后，在相同条件下测量功率损耗  $P_{2ct}$ ，两项测量均应在允许的温度范围内进行且温度相差不大于  $\pm 1^{\circ}\text{C}$ 。如果  $P_{2ct}$  等于或小于  $P_{1ct}$ ，则使用的  $U_{sc}$  和  $U_{sN}$  可不做任何修改。如果  $P_{2ct}$  大于  $P_{1ct}$ ，则取每只试品所确定的比值  $P_{2ct}/P_{1ct}$  中比值最高者为  $K_{ct}$ 。在环境温度下对 3 只新电阻片试品分别在  $U_{sc}$  和  $U_{sN}$  下测量功率损耗  $P_{1c}$  和  $P_{1N}$ 。然后，提高电压，使相应的功率损耗  $P_{2c}$  和  $P_{2N}$  满足式 (5.2-8) 的关系

$$\frac{P_{2c}}{P_{1c}} = K_{ct} \quad \frac{P_{2N}}{P_{1N}} = K_{ct} \quad (5.2-8)$$

测量时间应尽可能短，以避免因加热而使功率损耗增加。

#### 4.2.3 试品的热耗散特性

##### 4.2.3.1 总则

在动作负载试验中，试品的性能在很大程度上取决于试品散热能力，即泄放能量后冷却下来的能力。因此若能从试验中获得准确的数据，则试品应具有等价于整只避雷器的瞬态和稳态的散热能力以及热容量。在同样的环境条件下，试品和整只避雷器中的电阻片当承受相同电压时，原则上应达到相同温度。

##### 4.2.3.2 避雷器比例单元要求

一只避雷器比例单元的热模型，当要求热等价时应遵循：

(1) 模型在电性能和热性能上应代表被模拟避雷器工作元件的一部分。

(2) 外套应满足下述要求：

1) 材料应与避雷器外套相同。

2) 内径应与避雷器内径相同 ( $\pm 5\%$ )。

3) 外套总质量应不大于被模拟避雷器的平均比例单元外套质量的 10%。

4) 外套应足够长，以容纳避雷器的比例单元，且两端的绝热量应调整到能满足整只避雷器和避雷器比例单元间的热等价性试验所规定的热要求。

(3) 试品内用于电气连接的电极线尺寸不得大于 3mm 直径的铜线。

#### 4.2.4 大电流冲击动作负载试验

本试验适用于 1.5kA, 2.5kA, 5kA (额定电压为 90kV 以下) 等级的避雷器以及强雷电负载避雷器。完整的试验程序见图 5.2-16。

在预备性试验以前，作为动作负载试验的第一部分，应先分别测定 3 只试品 (电阻片) 在环境温度下的标称放电电流下的雷电冲击残压。

##### 4.2.4.1 预备性试验

预备性试验中，试品应经受 20 次  $8/20\mu\text{s}$  雷电冲击电流，其峰值等于避雷器标称放电电流。施加冲击电流时，对试品施加 1.2 倍试品持续运行电压的工频电压。施加的 20 次冲击分为 4 组，每组 5 次，两次冲击之间的间隔时间为 50~60s，两组之间的间隔时间为 25~30min。两组冲击之间，试品无须施加工频电压。冲击电流的极性与施加此冲击时的工频电压半波极性相同，并且冲击应在工频电压峰值前

$60^{\circ} \pm 15^{\circ}$  内施加。

预备性试验可以在静止空气温度为  $20^{\circ}\text{C} \pm 15^{\circ}\text{C}$  的敞开空气对电阻片进行。测出的冲击电流峰值，应为规定值的 90%~110%。

##### 4.2.4.2 施加冲击

在动作负载试验开始时，比例单元的温度应在  $20^{\circ}\text{C} \pm 15^{\circ}\text{C}$  范围内。

比例单元应耐受表 5.2-5 规定的峰值和波形的大电流冲击 2 次，强雷电负载避雷器应耐受规定的峰值为 40kA 波形 30/80 $\mu\text{s}$  冲击 3 次。

表 5.2-5 大电流冲击要求

避雷器标称放电电流 (kA)	大电流冲击电流值 (峰值, kA)
20	100
10	100
	(65)
5	65
	(40)
2.5	25
1.5	10

注 1. 括号内电流峰值为不推荐值。

2. 根据运行条件电流峰值可取其他值 (较低或较高)。

两次冲击之间比例单元应在烘箱内预热，使施加第 2 次冲击时试品的温度为  $60^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}\text{C}$ 。试验应在环境温度为  $20^{\circ}\text{C} \pm 15^{\circ}\text{C}$  下进行。

如果由于严重污秽或非正常运行条件认为必须用更高的温度时，经供需双方协商试验可使用更高的温度。

预备性试验和随后的大电流冲击应施加相同的极性。

在最后一次大电流冲击后，应尽可能快且在不超过 100ms 内向试品施加 10s 升高的额定电压 ( $U_N^*$ )，然后再接着施加 30min 升高的持续运行电压 ( $U_c^*$ )，以证明热稳定或热击穿。

为了再现实际系统条件，应该是在试品施加电压  $U_c^*$  时，施加第二次大电流冲击，鉴于实际的试验回路的限制允许 100ms。

每次冲击应记录电流波形。同一试品的电流波形不应出现显示试品击穿或闪络的差异。

在施加升高的持续运行电压 ( $U_c^*$ ) 期间，应连续记录试品电流值。

在施加工频电压期间，应监测电阻片温度或电流阻性分量或功率损耗，以证明热稳定或热崩溃。

在完成整个试验程序且在试品冷却到接近环境温度后，重复试验程序开始时的残压试验。如达到热稳定，试验前后测得的残压变化不大于 5%，且试验后检查试品，电阻片无击穿、闪络或破碎痕迹，则认为避雷器通过了本试验。

#### 4.2.5 操作冲击动作负载试验

本试验适用于 10kA 线路放电等级 1 级，2 级和 3 级以及 20kA 线路放电等级 4 级和 5 级避雷器及并联补偿电容器用避雷器和 5kA (额定电压为 90kV 及以上电站用) 避雷器。完整的试验程序见图 5.2-17。

本操作冲击动作负载试验前，在环境温度下应分别测定 3 只试品 (电阻片) 在标称放电电流下的雷电冲击残压。

试品应做适当地标记，以保证在下述试验中施加正确的极性。

##### 4.2.5.1 预备性试验

预备性试验中的第一部分，试品应经受 20 次峰值等于



避雷器标称放电电流而波形为  $8/20\mu\text{s}$  的雷电冲击电流试验。施加冲击时，试品应施加 1.2 倍试品持续运行电压的工频电压。施加的 20 次冲击分为 4 组，每组 5 次。两次冲击间隔时间应为  $50\sim 60\text{s}$ ，两组之间的间隔时间为  $25\sim 30\text{min}$ 。在两组间试品无需施加工频电压。冲击电流极性应与施加此冲击时的工频电压半波极性相同，并且冲击应在工频电压峰值前  $60^\circ\pm 15^\circ$  内施加。

预备性试验第一部分可以在静止空气温度为  $20^\circ\text{C}\pm 15^\circ\text{C}$  的敞开空气中对电阻片进行。

预备性试验第二部分是施加两次表 5.2-5 规定的大电流冲击。测出的冲击电流峰值应为规定峰值的  $90\%\sim 110\%$ 。

在预备性试验后，试品应储存，以备进行操作冲击动作负载试验时使用。

#### 4.2.5.2 施加冲击

在操作冲击动作负载试验开始时，即在施加两次长持续时间电流冲击之前，比例单元的温度应为  $60^\circ\text{C}\pm 3^\circ\text{C}$ ，而环境温度应为  $20^\circ\text{C}\pm 15^\circ\text{C}$ 。如果由于严重污秽或非正常运行条件认为必须用更高温度时，经供需双方协商，试验可使用更高的温度。

避雷器比例单元要耐受两次相应的线路放电等级所规定的长持续时间电流冲击。两次冲击的间隔时间应为  $50\sim 60\text{s}$ 。长持续时间电流冲击的极性应与预备性试验中电流冲击的极性相同。在第二次长持续时间电流冲击后，比例单元应与线路脱离，并应尽可能快而在不超过  $100\text{ms}$  内与工频电源接通。然后再向试品施加加速老化程序确定的升高的额定电压 ( $U_N^*$ )，然后再接着施加  $30\text{min}$  升高的持续运行电压 ( $U_c^*$ )，以证明热稳定或热崩溃。为了再现实际系统条件，应该在试品施加电压  $U_N^*$  时，施加第 2 次持续时间电流冲击，鉴于实际的试验回路的限制允许  $100\text{ms}$ 。在第 2 次长持续时间电流冲击施加时应用示波器记录加在试品两端的电压和通过试品的电流。施加第 2 次操作时通过试品所耗散的能量应根据示波图中电压和电流来确定，且应把能量值记录在试验报告中。

在施加工频电压期间应连续记录电压和电流。

在施加工频电压期间应监测电阻片的温度或电流阻性分量或功率损耗，以证明热稳定或热崩溃。

在完成整个试验程序且在试品冷却到接近环境温度后，重复试验程序开始时的残压试验。如果达到热稳定，试验前后测得的残压变化不大于  $5\%$ ，且试验后检查试品，电阻片无击穿、闪络或破碎痕迹时，则认为避雷器通过了本试验。

#### 4.2.6 动作负载试验中热稳定的评价

对于各类避雷器在图 5.2-18、图 5.2-19 所示程序中，至少在施加  $U_c^*$  的最后  $15\text{min}$  期间内，如果漏电流的阻性分量峰值或功率损耗或电阻片的温度稳定地降低，则认为经受

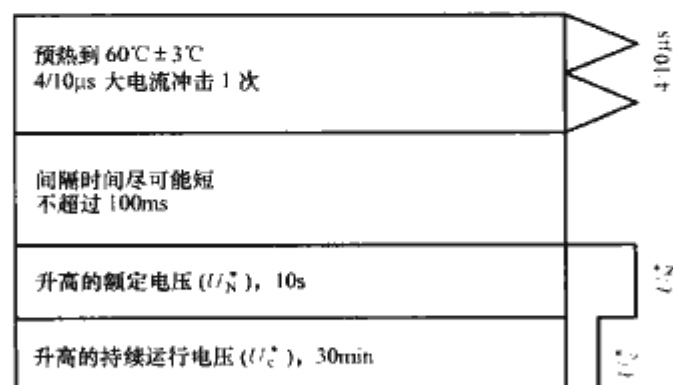


图 5.2-18 5kA (额定电压为 90kV 以下电站用),  
2.5kA 及 1.5kA 等级避雷器热稳定试验

动作负载试验的避雷器比例单元是热稳定的，且认为通过了本试验。

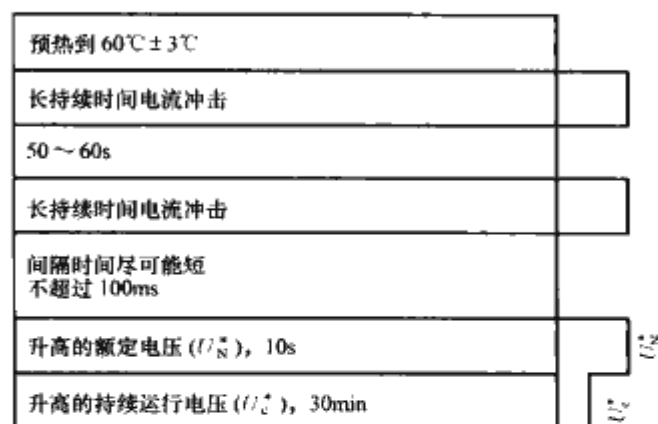


图 5.2-19 5kA (额定电压为 90kV 及以上电  
站用), 10kA 及 20kA 等级避雷器和并联补  
偿电容器用避雷器热稳定试验

施加电压的稳定性和环境温度的变化对漏电流的阻性分量有很大影响。因此，在某些情况下，在施加电压  $U_c^*$  结束时，仍不能明确地判断避雷器是否热稳定。如果出现这种情况，施加电压  $U_c^*$  的时间应延长，直到能够确认电流或功率损耗或温度稳定降低为止。如果在施加电压  $3\text{h}$  以后，电流或功率损耗或温度尚未观察到明显增加趋势，则认为比例单元是热稳定的。

### 4.3 避雷器的残压试验

#### 4.3.1 总则

测量残压的目的是为了获得各种规定的电流和波形下某种给定设计的最大残压。这些残压可从型式试验数据中得到，也可从制造厂规定的和公布的例行试验用的雷电冲击电流下的最大残压中得到。

对于任何电流和波形，某种给定的避雷器设计的最大残压可从型式试验时被试的比例单元的残压乘以比例系数算出。比例系数等于公布的最大残压（例行试验时已被检验）与在同样电流和波形下比例单元所测残压之比。对于额定电压低于  $42\text{kV}$  的避雷器，可用直流参考电压或工频参考电压来代替残压的计算。

型式试验的残压试验目的是为了获得上述的最大残压，包括各种规定冲击电流下残压与在例行试验中所检验的电压水平的比值，后者可用参考电压或者在  $0.01\sim 2$  倍标称放电电流范围内任一适当的雷电冲击电流下的残压，该电流值可依据制造厂例行试验程序来选定。

在制造厂资料中必须规定并公布例行试验用雷电冲击电流下最大残压，在各种规定的电流和波形下所测试比例单元残压乘以公布的例行试验电流下的最大残压与在相同电流下所测比例单元残压之比便得到避雷器在该规定电流和波形下的最大残压。雷电冲击残压允许用单个电阻片雷电冲击残压算术和代之。

对于额定电压为  $42\text{kV}$  及以下避雷器，在例行试验中制造厂可以选择仅检验参考电压，此时应规定最大参考电压。试验中所测得的比例单元残压乘以避雷器最大参考电压与试验比例单元所测参考电压之比值便得到各种规定电流和波形的最大残压。

全部残压试验应在相同的 3 只完整避雷器或避雷器比例单元试品上进行。两次放电的间隔时间应足以使试品恢



复到接近环境温度。对多柱避雷器，试验可以仅对取自 1 个柱的比例单元进行，此时试验电流值为规定电流幅值除以柱数。

4.3.2 陡波电流冲击残压试验

应对 3 只试品的每一只试品施加 1 次幅值等于避雷器标称放电电流（偏差±5%）的陡波冲击电流，记录 3 次电压峰值。最大值定为避雷器的陡波电流残压。所用电压测量回路的响应时间  $T$  和  $T_1$  应不超过 20ns。电流测量回路响应时间应不超过 150ns（见 GB/T 16927.2—1997）。

4.3.3 雷电冲击残压试验

应对 3 只试品的每一只试品施加 3 次雷电电流冲击，其幅值分别约为避雷器标称放电电流的 0.5 倍，1 倍和 2 倍。视在波前时间应在 7~9μs 之间，而半峰值时间（无严格要求）可有任意偏差。已确定的残压最大值应画成残压与电流的曲线。在曲线上相应于标称放电电流读取的残压，定义为避雷器雷电冲击保护水平。

如果整只避雷器例行试验在上述任一电流下不能进行时，则型式试验应补充进行电流在 0.01~0.25 倍的标称放电电流范围内某一电流下的试验，以便与整只避雷器进行比较，也允许用单只电阻片残压的算术和代之。

若用户需要，制造厂也可提供 0.5 倍，2 倍避雷器标称放电电流下残压值，其规定值应由供需双方协商确定。

4.3.4 操作冲击残压试验

应对 3 只试品的每一只试品施加 1 次操作电流冲击，其幅值等于表 5.2-6 中规定的幅值（偏差±5%）。最大值定为相应电流下避雷器的操作冲击残压。按表 5.2-6 规定的电流值测出的最大残压定义为避雷器的操作冲击保护水平。

表 5.2-6 避雷器操作冲击残压试验用电流值

避雷等级 (V)	避雷器使用场合	避雷器额定电压 (kV)	操作冲击 电流值 (峰值, A)
20	电站用避雷器	420~468	500 及 2000
10	电站用避雷器	90~216	125 及 500
		288~324	250 及 1000
		420~468	500 及 2000
5	并联补偿电容器用避雷器	5~90	125 及 500
	电站用避雷器	5~84	250
		90~108	125 及 500
	发电机用避雷器	4~25	250
	电气化铁道用避雷器	42~84	500
	配电用避雷器	5~17	100
2.5	电动机用避雷器	4~13.5	100
1.5	变压器中性点用避雷器	60~207	500
	电动机中性点用避雷器	2.4~15.2	100

4.4 避雷器短路电流试验

4.4.1 总则

当避雷器装有压力释放装置时，避雷器故障不应引起外套粉碎性爆破。试验按表 5.2-7 规定的电流值进行试验。

如果外套仍然完整或者外套发生非爆破性破裂并且试品的全部零部件落在规定的范围内时，则认为试品通过试验。

表 5.2-7 压力释放试验的电流值

避雷器等级 (kV)	避雷器使用场合	大电流压力 释放预期对 称电流 (有效值, kA)	小电流压力 释放电流值 (有效值, A)
20	电站用避雷器	80	800
		63	
		40	
		20	
10	电站用避雷器	40	
		20	
		10	
5	电站用避雷器	16	
	并联补偿电容器用避雷器		
	发电机用避雷器		
	电气化铁道用避雷器	10	
2.5	电动机用避雷器	5	
1.5	中性点用避雷器		

试验是为了证实，避雷器在故障时不会引起外套爆破。每次试验应在新外套组装的试品上进行。一只试品进行大电流压力释放试验，另一只试品进行小电流下压力释放试验。

为了触发电流在避雷器试品内部流通，全部电阻片用熔丝旁路，熔丝将在试验电流开始后第一相位角为 30°以内熔断。旁路电阻片的熔丝应沿着并紧贴电阻片表面。

按照制造厂推荐的方法，模拟实际安装条件安装试品。上端与另一元件端部结构或端盖相接，两者取较能限制压力释放的那一种。底座的底平面应与一个近似圆形围栏顶部在同一水平面上，围栏至少 30cm 高，围绕试品且与之同心。围栏直径等于试品直径加两倍试品高度，但最小直径为 1.8m。如试品保持完整无损，或者是非爆炸性破裂，且全部零部件都落在圆形围栏之内，则认为试品通过了试验。

试验电源的频率不低于 48Hz，不高于 62Hz。

4.4.2 大电流压力释放试验

试品应为同类型避雷器设计中最长的元件，如能满足下列要求，则应认为同一设计所有额定电压避雷器均符合本试验要求。

(1) 该结构把串联和并联的电阻片组装在元件内与元件的额定电压成比例。凡避雷器设计是避雷器每个元件中含有不同比例和数量的电阻片串联时，试验程序须经供需双方协商。

(2) 避雷器每个元件使用截面尺寸相同的外套。如避雷器由外套设计结构不同的元件组成，即底部元件尺寸较大时，应试验每种设计中最长的元件。

电源的短路容量应足够大，以便当避雷器用阻抗可以忽略不计的连杆短路时，电源的交流分量有效值在 0.2s 不降到规定值的 75% 以下。试验回路的短路功率因数应不高于 0.1 ( $X/R=10$  或以上)。

试验应在单相回路上进行，空载电压尽可能为避雷器额定电压的 77%~100%。若试验站没有足够的功率能在 77% 额定电压下试验所有的高压避雷器，则给出以下进行大电流压力释放试验的两种代替程序。

注：77% 电压相应于施加避雷器的额定电压为系统线电压 75%（即位于接地故障因数 1.3 的地点）的系统相电压。对于接地故障因数为 1.39 或 1.73 的地点，相电压分别为避



雷器额定值的72%或58%。

试验应表明符合表5.2-7所示的一个压力释放要求。试品试验时,试验电流至少应通流0.2s,虽然对于测量预期电流及调整回路来说,试验时间再短一些更合适。

#### 4.4.2.1 空载电压等于或大于77%额定电压的大电流试验

首先测量预期电流,试验方法是将被雷器用阻抗可忽略不计的固体连杆旁路。回路参数和开关合闸时间整定为使电流交流分量有效值等于或超过表5.2-7给出的额定压力释放电流,且第一个主波峰值至少为电流交流分量有效值的2.5倍。试验时电流的第一波必须为主波。然后去掉固体连杆,并用相同的回路参数和合闸时间对避雷器试品进行试验。

避雷器内部限弧电阻将降低电流的交流分量和峰值。这一点不使试验无效,因为试验至少是用正常运行电压进行的,且对试验电流的影响与运行中发生故障的情况是相同的。试验时故障电流为避雷器用阻抗可忽略不计的连杆旁路时测得的预期电流交流分量有效值时,则认为避雷器通过了试验。

#### 4.4.2.2 空载电压低于77%额定电压下大电流试验

当试验所用试验回路大大低于试品额定电压的77%时,内部电弧的电阻与试验回路阻抗相比高得不成比例,以致电流的交流分量和峰值不能再认为是避雷器的预期电流值。因此,当避雷器在低于避雷器额定电压时,避雷器试验电流的第一主波峰值至少应为电流交流分量有效值的1.7倍。并且交流分量的有效值至少应等于从表5.2-7所选预期电流的有效值。避雷器试验电流第一波必须是主波。

用阻抗可忽略不计的连杆旁路避雷器作预备试验并不是主要的,但在选用试验回路参数时,由于内部电弧电阻随电弧长度和电弧在避雷器外套内受到限制而改变的影响应留有裕度,这就需要增加预期电流,特别是当试验回路的电压显著地低于避雷器额定电压的77%时。

#### 4.4.3 小电流压力释放试验

避雷器试品可以是所考虑的设计的任何额定值,并且本试验应证明相同设计的所有额定值避雷器均能合格。

试验回路空载电压为试品额定电压的77%~100%,回路参数应调整到使能产生800A有效值(±10%)的电流通过试品,电流是在电流开始流通后约0.1s时测得的。电流至少需流通到排气发生为止,且试验时电流的降低值不应超过起始测量值的10%。

若避雷器在试验时没有释放压力,为了释放内部压力在靠近避雷器时应当小心,因为内部压力即使在冷却时可能还很高。

#### 4.4.4 有机避雷器的短路电流试验

由于有机避雷器内部大多填充固体绝缘材料,内部无任何气隙,按上述方法试验电弧建立和维持较困难,短路电流的流通时间常常达不到标准规定的0.2s,避雷器压力释放能力难以判断。此类避雷器应采用过电压法先将避雷器击穿以预制电弧通道,然后再按上述方法进行避雷器耐受短路电流的试验。

### 4.5 避雷器长持续时间电流耐受试验

#### 4.5.1 总则

试验前,应对每只试品测量标称放电电流下雷电冲击残压,用作评价。

每种长持续时间电流冲击耐受试验应对3只新的以前未经过任何试验(除上述规定的评价目的外)的整只避雷器、避雷器比例单元或电阻片上进行。试验期间电阻片可以暴露

在敞开空气中,此静止空气的温度为 $20^{\circ}\text{C} \pm 15^{\circ}\text{C}$ 。若被试避雷器额定电压不小于3kV,则试品的额定电压应不小于3kV,但不必超过6kV。若避雷器的脱离器与避雷器设计成一体时,该试验必须按运行条件带脱离器进行。

每种长持续时间电流冲击试验由18次放电动作组成,共分为6组,每组3次,2次动作间隔时间为50~60s,2组之间的间隔时间应使试品冷却到接近环境温度。

在长持续时间电流冲击试验后且试品冷却到接近环境温度时,要重复进行长持续时间电流冲击试验前的残压试验,并与试验前残压值比较,该值变化应不超过5%。试验后检查试品,电阻片不应有任何击穿、闪络、破碎或者明显损坏的痕迹。

#### 4.5.2 避雷器线路放电试验要求

本试验是对试品施加电流冲击以模拟按表5.2-8所规定的线路参数下预充电线路通过试品放电所产生的冲击电流。

表 5.2-8 避雷器线路放电试验参数

避雷器等级 (kA)	线路放 电等级	线路波阻抗 $Z$ ( $\Omega$ )	峰值的视在 持续时间 $T$ ( $\mu\text{s}$ )	直流充电 电压 $U_L$ (kV)
5	1	$4.9U_N$	2000	$3.2U_N$
10				
10	2	$2.4U_N$	2000	$3.2U_N$
10	3	$1.3U_N$	2400	$2.8U_N$
10	4	$0.8U_N$	2800	$2.6U_N$
20				
20	5	$0.5U_N$	3200	$2.4U_N$

注 1.  $U_N$  为试品额定电压的千伏有效值的绝对值。

2. 表中等级1~5与逐级增高的放电要求相对应。合适的放电等级的选择是以系统要求为依据。

3. 试验回路波阻抗与线路波阻抗的偏差应不大于±10%。

根据表5.2-8的参数用式(5.2-9)确定注入到试品中能量(W)为:

$$W = U_{\text{res}}(U_L - U_{\text{res}}) \cdot 1/Z \cdot T \quad (5.2-9)$$

试验可用满足下列要求的任何发生器进行:

(1) 冲击电流峰值的视在持续时间应为表5.2-8规定  $T$  值的100%~120%。

(2) 冲击电流的视在总持续时间应不超过峰值视在持续时间的150%。

(3) 振荡或起始过冲应不超过电流峰值的10%。若有振荡,应画一条平均曲线以确定峰值。

(4) 每只被试试品每次冲击承受的能量规定为:第1次冲击应为上述计算值的90%~110%,其余各次冲击应为计算值的100%~110%。

电流发生器应在电流过零后在冲击电流的视在总持续时间的1~2倍与试品断开。

#### 4.5.3 用于5kA, 2.5kA和1.5kA避雷器的长持续时间电流(方波冲击电流)要求

本试验所用发生器产生的冲击电流应满足下列要求:

(1) 峰值视在持续时间应为表5.2-9规定值的100%~120%。

(2) 视在总持续时间应不超过峰值视在持续时间的150%。

(3) 振荡或起始过冲应不超过电流峰值的10%,若出现振荡,应画一条平均曲线以确定峰值。



(4) 第 1 次冲击的电流峰值应为表 5.2-9 规定值的 90%~110%，对其余各次冲击应为规定值的 100%~110%。

型式试验应在比例单元上进行，试品 3 只。

抽样试验在电阻片上进行，应从同批被试电阻片中抽取工频参考电压（或直流参考电压）最高的 5 片进行试验。

型式试验和抽样试验中，若仅有 1 只试品电流冲击试验次数不足 18 次时，可加倍数量抽取参考电压最高的电阻片重复试验。如试验合格，则认为试品合格。若其中仍有电流冲击试验次数不足 18 次的电阻片出现时，则认为试验没有通过。对于抽样试验允许降低参考电压（由制造厂自行规定）重新进行试验。试验合格后，则高于此参考电压的电阻片认为不合格。

本试验用方波发生器进行，若用触发点火系统，其能量不得超过主回路储存能量的 0.5%。

表 5.2-9 避雷器长持续时间电流冲击  
(方波冲击电流) 试验要求

避雷器等级 (kV)	避雷器使用场合	避雷器额定电压 (kV)	电流冲击 2000μs 方波电流(峰值, A)
5	发电机用避雷器	4~25	400
	电站用避雷器	5~51	150
		84~90	400
	电气化铁道用避雷器	42~84	400
	并联补偿电容器用避雷器	5~90	400 <sup>①</sup>
	配电用避雷器	5~17	75
2.5	电动机用避雷器	4~13.5	200
1.5	电动机中性点用避雷器	2.4~15.2	200
	变压器中性点用避雷器	60~207	400
	低压用避雷器	0.28~0.50	50

①如有更高要求，由供需双方协商。

#### 4.6 避雷器大电流冲击耐受试验

试验时，应从同批被试电阻片中抽取工频参考电压（或直流参考电压）最高者 5 片，进行此项试验。试品应耐受两次冲击，不应有击穿、闪络等损坏。两次之间间隔时间应能使电阻片冷却到环境温度。

试验电流值应按表 5.2-5 规定，波形为 4/10μs。波形调整范围如下：

- (1) 电流峰值为规定值的 90%~110%。
- (2) 视在波前时间为 3.5~4.5μs。
- (3) 视在半峰值时间为 9~11μs。
- (4) 任何反极性电流波的振荡峰值应小于电流峰值的 20%。
- (5) 允许冲击波上有小振荡，但其峰值应小于峰值的 5%。为了测量，可以用一条平均曲线确定峰值。

#### 4.7 多柱避雷器电流分布试验

本试验应对所有并联的电阻片组进行，一个并联电阻片组指的是各柱间没有中间电连接的装配的一部分。制造厂应规定一个适当的冲击电流值，其值为标称放电电流的 0.01~1.0 倍，在该电流下测量通过每柱的电流。电流的最大值应不高于制造厂规定的电流值上限。冲击电流视在波前时间不

小于 7μs，半峰值时间不作规定。

如果在设计中所用并联电阻片组的额定电压比试验设备能提供的电压高时，在本试验中可在并联柱的中间部分增加电气连接线以降低并联电阻片组的额定电压，这样可确定几个人为的并联电阻片组。每一个人为的并联电阻片组应通过电流分布试验。

例行试验时，测量每柱的平均参考电流值下参考电压值（直流或交流）和平均标称放电电流下的残压值。各柱平均参考电流值下的参考电压的偏差不得大于参考电压规定值的 ±1%，平均标称放电电流下的残压的偏差由制造厂规定。

#### 4.8 避雷器人工污秽试验

##### 4.8.1 污秽等级划分

污秽等级可划分为表 5.2-10 所示的四个等级。

表 5.2-10 典型环境举例

污秽等级	举 例
I (轻)	大气轻度污染地区，工业区和人口低密集区，离海岸盐场 10~50km 地区。在污闪季节中干燥少雾(含毛毛雨)或雨量较多时
II (中等)	大气中等污染地区，轻盐碱和炉烟污秽地区，离海岸盐场 3~10km 地区，在污闪季节中潮湿多雾(含毛毛雨)但雨量较少时
III (重)	大气污染较严重地区，重雾和重盐碱地区，离海岸盐场 1~3km 地区，工业与人口密度较大地区，离化学污染源和炉烟污秽 300~1500m 的较严重污秽地区
IV (特重)	大气特别严重污染地区，离海岸盐场 1km 以内，离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区

##### 4.8.2 试验

(1) 总则。本试验是验证避雷器在污秽条件下的耐电能力，检验的主要内容是绝缘耐受能力和热稳定性能。试验应在整只避雷器上进行。同一种设计的避雷器，只用额定电压最高的避雷器。

(2) 试验电源。试验电源的电压波形应近似为正弦波，频率为 48~62Hz。试验电压指其峰值除以  $\sqrt{2}$ 。试验电源容量应满足：试品在规定的电压下在泄漏电流波动时（除偶有不连续外），半周电压降不超过规定值的 5%。试品在发生闪络前的一周电压不低于开路电压的 90%。

如达不到上述要求，试品发生闪络时实际额定短路电流应不小于 10A（有效值）。

(3) 污液。污秽悬液由 40g 高岭土、1000g 水和适量的盐组成，或由 100g 硅藻土、10g 高度分散的二氧化硅（粒度 2~20μm），1000g 水和适量的盐组成。Ⅲ级重污秽地区，试验用盐密度为 0.03mg/cm<sup>2</sup>（±15%）。Ⅳ级特重污秽地区，试验用盐密由供需双方协商。

(4) 试品。避雷器应是清洁干燥的，其安装方式应模拟实际运行情况。避雷器的热稳定性能可通过监测避雷器中电阻片温度、漏电流阻性分量或功率损耗来判断。

(5) 试验程序。

1) 在冲净干燥后的避雷器上喷涂污层后 3min 内施加电压。

2) 首先快速均匀地向避雷器施加规定的电压  $E_1$ （避雷器持续运行电压），持续 1min 后迅速上升到电压  $E_2$ （避雷器额定电压的 90%），持续 2s 后迅速降低到  $E_1$ ，这样构成一个循环试验。电压改变时要迅速，但不应产生任何暂态过电压施加到避雷器上。

3) 按 2) 反复进行 8 次循环作为一个系列试验。



4) 一个系列试验后停止试验, 并将外套表面冲净、干燥, 然后施加新的污层。

5) 上述系列试验进行4次。第四次系列试验后, 在避雷器上施加电压  $E_1$ , 持续30min。在加压期间内, 应监测温度、阻性电流或功耗。在最后加压30min期间内当被监测值逐渐减小或趋于稳定时, 则认为热稳定。

#### 4.8.3 试验评价

如果避雷器热稳定, 并且在试验期间内没有发生外部闪络, 并经检查证实电阻片没有发生闪络或损坏时, 则认为试验合格。

#### 4.8.4 污秽对避雷器的热效应试验

IEC 60099-4: 2001《交流无间隙金属氧化物避雷器》提出了多单元瓷外套避雷器的人工污秽试验方法。IEC的试验程序主要考虑了污秽对避雷器内部电阻片的热效应。通过一系列的测量和计算, 确定了避雷器的温升, 并将该温升在避雷器的动作负载试验中予以考虑。动作负载试验试品的预热温度由图5.2-20所规定的试验程序来确定。

由图5.2-20可以看出, 污秽引起的避雷器的温升可以由运行条件计算而得, 或可以由供需双方协商确定, 或可以由人工污秽试验来确定。

根据运行条件计算的最大理论温升  $\Delta T_{\text{max}}$  是最为保守

的估计。 $\Delta T_{\text{max}}$ 的计算公式如式(5.2-10)所示

$$\Delta T_{\text{max}} = \beta q_s D_m \tau (1 - e^{-\frac{t_s}{\tau}}) \left( \frac{U_N - U_{N\min}}{U_N} \right) \quad (5.2-10)$$

式中:  $\Delta T_{\text{max}}$  为运行期间最大的理论温升, 由  $\beta$ 、 $q_s$ 、 $D_m$ 、 $\tau$ 、 $t_s$  等的函数计算而得,  $K$ ;  $\beta$  为避雷器内部零部件温升与内部流通电荷量的比值, 由预备性加热试验来确定,  $K/C$ ;  $q_s$  为运行中污秽事件期间避雷器外套与绝缘子表面流通的平均外部电荷量, 与污秽事件的持续时间  $t_s$  有关, 该参数被用来划分现场的污秽度,  $C/hm$ ;  $D_m$  为避雷器外套平均直径, 该参数按 IEC60815: 2004 的方法计算而得,  $m$ ;  $\tau$  为避雷器等效热时间常数, 由预备性加热试验来确定,  $h$ ;  $t_s$  为运行中污秽事件的持续时间,  $h$ ;  $U_{N\min}$  为避雷器单元最小的额定电压,  $kV$ 。

IEC 标准规定了污液法和盐雾法两种污秽试验方法。每一种污秽试验都由预备性试验和多次的循环试验组合而成。

污液法预备性试验要求对试品染污10min (包括伞群下部), 3min后给试品施加避雷器持续运行电压  $U_c$  10min, 之后将避雷器清洗干净并滴干水分。上述步骤重复3次为一个完整的预备性试验。预备性试验前后避雷器参考电压不应有明显变化。之后, 进行循环试验。污液法循环试验的步骤为对试品染污10min (包括伞群下部), 3min后给试品施加避雷器持续运行电压  $U_c$  10min 并开始测量电荷 ( $Q_s$ 、 $Q_e$ 、 $Q_{\text{tot}}$ ), 之后将避雷器清洗干净并滴干水分。如此为一次循环。在下一个试验循环开始时, 避雷器内部元件的温升与环境温度相比应在  $\pm 2K$  之内。如未测量温升则避雷器的冷却时间应不少于2倍热时间常数 ( $\tau$ )。5次循环之后可计算  $\Delta T_s$ 。如果  $\Delta T_s$  小于  $40K$ , 则动作负载试验的起始温度为  $60^\circ\text{C}$ 。如果  $\Delta T_s$  大于或等于  $40K$ , 则需再进行5次循环并计算10次循环的  $\Delta T_s$ 。污液法污秽试验的试品为装配完整的避雷器。

盐雾法预备性试验要求在一定盐度的雾室内对每一节避雷器单元进行闪络试验。试验方法为给避雷器单元施加该单元的持续运行电压  $U_c$  20min 或加电压到发生闪络时, 如未发生闪络则升高电压至单元额定电压  $U_N$  5s 或加电压到发生闪络时。重复上述试验直到得到8次闪络为止, 由此构成一个完整的预备性试验。预备性试验前后避雷器参考电压不应有明显变化。如果被试验的单元是装配在整只避雷器上的, 则在上述试验过程中应将不参加试验的避雷器单元予以短路。为了避免过多的加压循环次数, 试验用的盐度值最好大于单元可以耐受的最大盐度值。另外, 如果厂家与需方协商一致, 试品可以不加内部电阻片, 试验仅只在避雷器外套上进行。之后, 进行循环试验。与预备性试验不同, 循环试验的试品是装配完整的避雷器。盐雾法循环试验的步骤为对试品均匀喷水并在全湿状态下施加避雷器持续运行电压  $U_c$ , 之后施加特定的试验电压, 并同时开始喷施盐雾且测量电荷, 15min后停喷盐雾, 再过15min卸去电压并将试品冷却至室温, 冷却的时间至少为2倍热时间常数 ( $\tau$ )。试验的起始时刻是喷嘴处压缩空气达到正常工作压力的时刻。电荷的测量也从该时刻开始计时。5次循环之后可计算  $\Delta T_s$ 。如果  $\Delta T_s$  小于  $40K$ , 则动作负载试验的起始温度为  $60^\circ\text{C}$ 。如果  $\Delta T_s$  大于或等于  $40K$ , 则需再进行5次循环并计算10次循环的  $\Delta T_s$ 。

依据试验时所测得的数据来计算  $K_{ie}$ , 其计算步骤如下:

首先, 依据式(5.2-11)对每一次循环试验计算参数

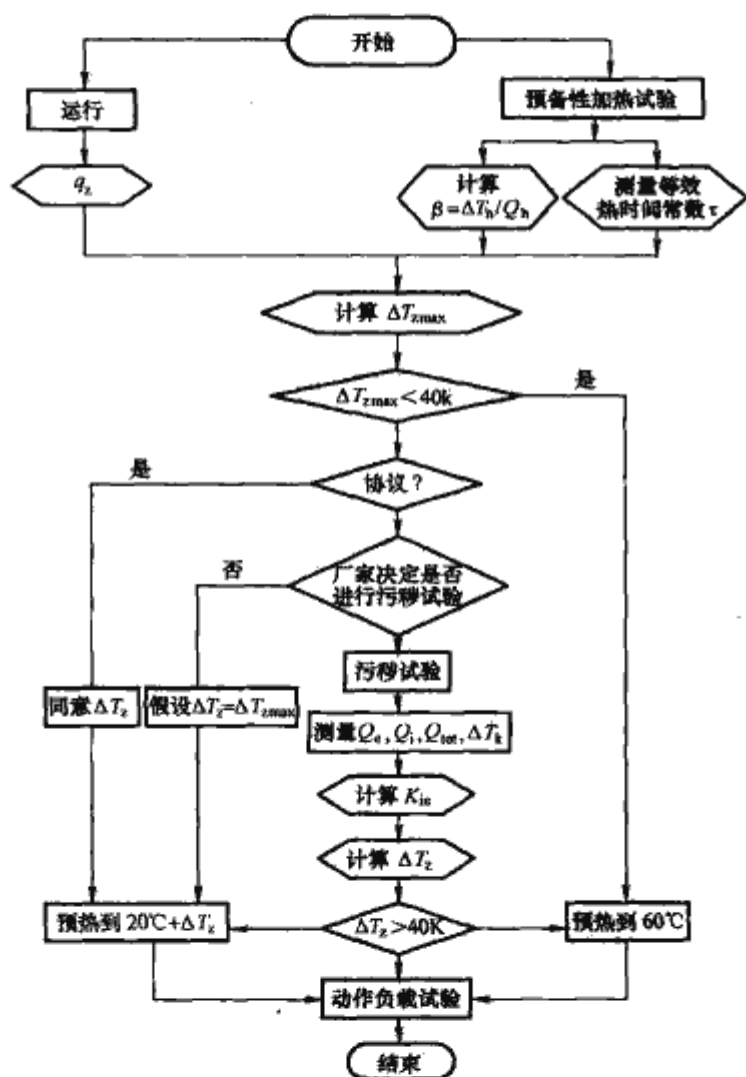


图 5.2-20 确定试品预热温度的试验流程图

$\Delta T_h$ —加热试验期间的温升;  $Q_h$ —加热试验期间的外加电荷量;  $\Delta T_s$ —运行期间的预期温升, 由  $\beta$ 、 $q_s$ 、 $D_m$ 、 $\tau$ 、 $t_s$ 、 $K_{ie}$  等函数计算而得,  $K$ ;  $Q_s$ —污秽试验期间避雷器单元表面的流通电荷量,  $C$ ;  $Q_e$ —污秽试验期间避雷器单元内部零部件的流通电荷量,  $C$ ;  $Q_{\text{tot}}$ —避雷器的总电荷量, 该参数为  $Q_s$  和  $Q_e$  的加和, 并且在避雷器的接地端测量,  $C$ ;  $\Delta T_k$ —单元  $k$  的温升,  $K$ ;  $K_{ie}$ —污秽试验期间避雷器单元的最大外部电荷量与最大内部电荷量的比值



$K_n$ 为

$$K_n = \frac{\sum \left( \frac{Q_k U_{Nk}}{U_N} \right)}{Q_{\text{emax}}} \quad (5.2-11)$$

式中:  $Q_{\text{emax}}$  为外部电荷量最大值, C;  $Q_k$  为单元  $k$  的内部电荷量, C;  $U_{Nk}$  为单元  $k$  的额定电压, kV;  $K = 1, 2, 3, \dots, m$ ;  $m$  为避雷器单元数。

试验过程中如果还测量了温度, 则用式 (5.2-12) 计算  $K_n$  为

$$K_n = \frac{\sum \left( \frac{\Delta T_k U_{rk}}{\beta U_r} \right)}{Q_{\text{emax}}} \quad (5.2-12)$$

式中:  $\Delta T_k$  为单元  $k$  每个温度测量点最大温升数据的算术平均值, K。

其次, 依据式 (5.2-13) 计算  $K_{ie}$  为

$$K_{ie} = K_{ieM} + c\sigma \quad (5.2-13)$$

式中:  $K_{ieM}$  为  $K_n$  的算术平均值;  $\sigma$  为  $K_n$  标准偏差。

对于 10 次循环试验,  $c$  取 2;

对于 5 次循环试验,  $c$  取 2.9。

运行期间避雷器的预期温升  $\Delta T_z$  是  $\beta$ 、 $q_z$ 、 $D_m$ 、 $\tau$ 、 $t_z$ 、 $K_{ie}$  等的函数, 由式 (5.2-14) 计算而得

$$\Delta T_z = \beta K_{ie} D_m \tau (1 - e^{-\frac{t_z}{\tau}}) \quad (5.2-14)$$

根据计算结果  $\Delta T_z$ , 确定动作负载试验的预热温度  $T_{OD}$ 。

#### 4.9 避雷器无线电干扰和局部放电试验

型式试验应在整只避雷器上进行, 并按实际运行情况安装。

试验时, 施加在避雷器上的工频电压应升至它的额定电压, 然后在小于 10s 时间内降低至 1.05 倍持续运行电压。在该电压下, 局部放电量不大于 50pC, 无线电干扰电压应不大于 2500μV。

测试无线电干扰的频率为 1.0MHz。试验前应确定背景干扰水平, 并使背景干扰降至最低水平。

无线电干扰电压试验方法按照 GB/T 11604—1989《高压电器设备无线电干扰测试方法》中的有关规定进行。局部放电试验方法应按照 GB/T 7354—2003《局部放电测量》中的有关规定进行。

制造厂在做例行试验时, 也可采用其他灵敏的方法检验每只避雷器或避雷器元件的局部放电。

#### 4.10 避雷器持续电流试验

型式试验应在整只避雷器上进行, 对试品施加持续运行电压, 测量通过试品的全电流和阻性电流。

如果在避雷器的元件上进行时, 所施加的持续运行电压按整只避雷器的额定电压与元件额定电压的比例计算。

试验环境温度为 20℃±15℃。

例行试验可在整只避雷器或避雷器元件上进行。

#### 4.11 避雷器机械负荷试验

试验时, 将避雷器按实际运行情况安装, 对其顶端施加与避雷器轴线垂直的负荷。避雷器应能承受住顶端最大允许水平拉力与风压力折算到顶端的集中作用力之和的 2.5 倍的负荷而不破坏。具体试验方法应符合 GB/T 775.3 的规定。

如果避雷器是由若干元件组成, 此试验允许在元件上进行, 但必须与整只避雷器等价。

#### 4.12 避雷器密封试验

试验时建议采用氦质谱检漏仪检漏法 (漏气率要求小于  $6.65 \times 10^{-5} \text{ Pa} \cdot \text{L/s}$ )、抽气浸泡法、热水浸泡法进行试验, 具体试验方法可按 JB/T 7618—1987《在数据通信领域中通常同集成电路设备一起使用的非平衡双流接口电路的电气特性》进行。

#### 4.13 避雷器工频放电电压试验

避雷器带有间隙时需进行此项试验。

工频电源容量应满足: 变压器短路电流应不低于 0.5A (有效值), 工频放电电压的有效值取所量的峰值附近除以  $\sqrt{2}$ 。

试验应在完整的避雷器上进行, 施加到试品上的电压应从零开始, 在高压侧能准确读数的条件下, 均匀地升到试品间隙放电为止。每次放电后, 应在 0.2s 内切断工频电源。通过试品的工频电流应限制在 0.05~0.2A (有效值) 范围内。每两次试验的时间间隔应不小于 10s。

出厂试验时, 测量次数应为 3 次。型式试验时, 测量次数应为 6 次。每次所测放电电压均应符合表 5.2-2 的规定。

型式试验还应进行湿工频放电电压试验, 其试验条件应符合 GB/T 16927.1 的规定, 测量次数 6 次, 其算术平均值应不低于规定值。试验时, 除间隙放电外, 任何绝缘部分不得发生闪络。

#### 4.14 避雷器冲击放电电压试验

避雷器带有间隙时需进行此项试验。

试验应在完整的避雷器上进行。

以 1.2/50μs 波形的冲击电压, 对整只避雷器施加正负极性各 5 次, 避雷器均应放电。若有一次不放电, 此时应以同种极性的冲击电压再施加 10 次, 避雷器均放电, 则认为试品通过了本项试验。

波形调整偏差如下:

(1) 峰值应在规定值的 97%~100% 之间。

(2) 视在波前时间为 0.85~1.6μs。

(3) 视在波尾时间为 40~60μs。

(4) 视在波前起始部分 (低于 50%) 的振荡, 应不超过峰值的 10%。允许在靠近波峰处有微小振荡, 但其振幅应低于峰值的 5%。

#### 4.15 避雷器冲击放电伏秒特性试验

避雷器带有间隙时需进行此项试验。

制造厂应提供避雷器的冲击伏秒特性曲线 (放电时间在 1~10μs), 并应比被保护的线路标准绝缘子 (串) 的冲击伏秒特性曲线至少低 10%。

试验方法应符合 GB/T 16927.1 的规定。

#### 4.16 避雷器热机和沸水煮试验

复合外套避雷器需进行此项试验。

##### 4.16.1 试品

试品为整只避雷器或机械元件。通常, 试品应是最长的机械元件。若最长的机械元件超过 800mm, 可以用一个较短的比例单元进行试验。该比例单元的长度应不小于底部法兰处 (不包括伞裙) 外套直径的 3 倍 (正在考虑中) 或

800mm, 两者之间取其较大值。

#### 4.16.2 热机试验

对试品应施加恒定的机械负荷并耐受如图 5.2-21 所示的二次冷热循环试验。每次循环时间为 48h, 最高和最低温度至少连续保持 16h。当悬挂使用时试品施加 50% 的额定拉伸负荷; 当非悬挂使用时, 试品施加 50% 抗弯负荷, 且每隔 24h 改变抗弯负荷方向一次, 每次改变方向中断时间不超过 1h。该负荷一直保持到试验结束, 试验完成后, 应在室温下卸除负荷。冷热循环顺序和抗弯负荷方向变化顺序见图 5.2-21 及图 5.2-22。

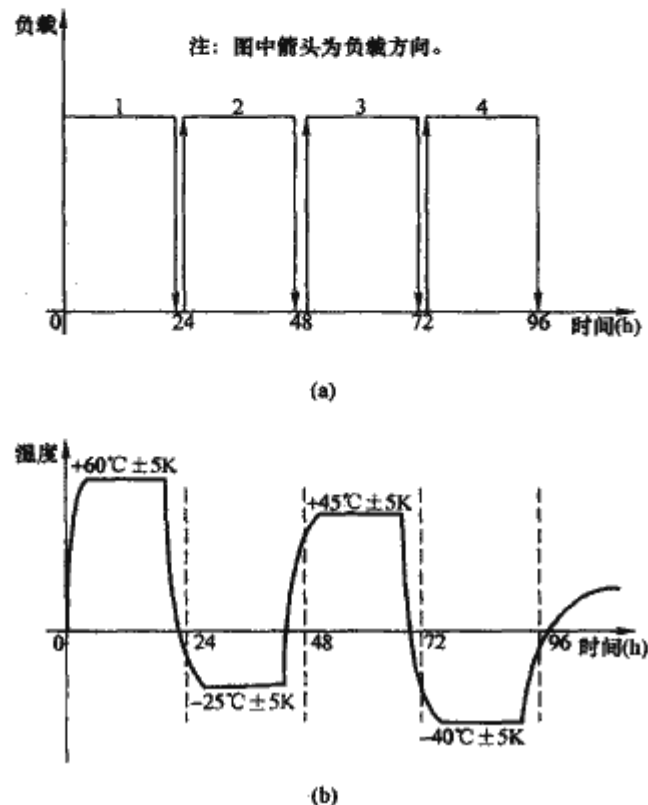


图 5.2-21 热机试验冷热循环顺序

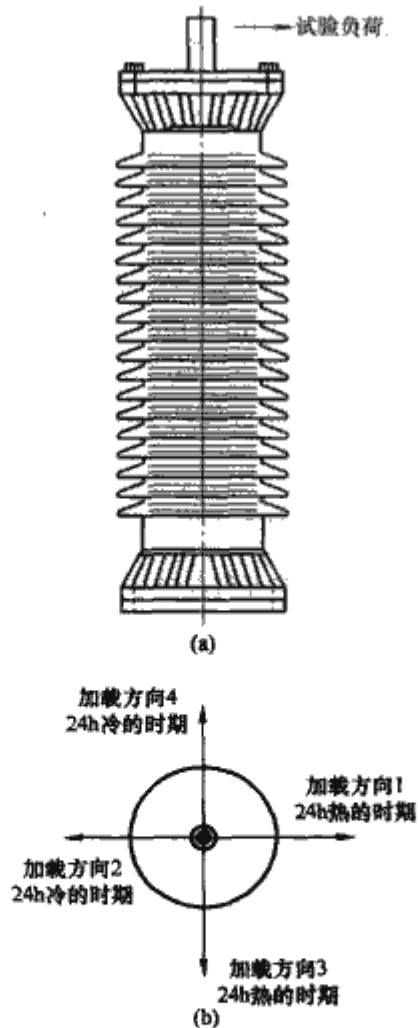


图 5.2-22 热机试验抗弯负荷方向变化顺序

#### 4.16.3 42h 沸水煮试验

将试品放入含有 0.1% 的 NaCl 的水中煮沸 42h 之后, 应进行验证试验。如果需要推迟验证试验, 避雷器应保持在容器内直至水冷却到约 50℃, 并保持该温度至随后进行的验证试验。验证试验在环境温度下进行。试验在 8h 之内完成, 程序如图 5.2-23 所示。

上述两项试验完成后, 检查试品复合外套部分, 不应有开裂和脱落现象。试验前后均应测量直流参考电压、0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流及局部放电量等, 测量值均应符合规定要求。

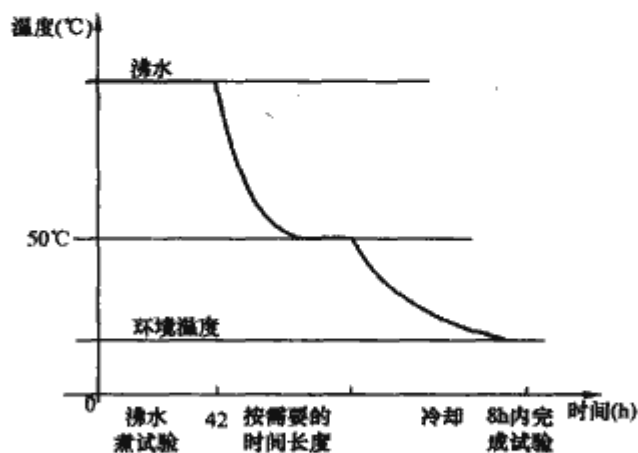


图 5.2-23 沸水煮试验程序

#### 4.17 避雷器气候老化试验

##### 4.17.1 试品

试品为两只。一只具有同种设计最小爬电距离和最高额定电压的最长的电气元件, 另一只是上述电气元件取出内部零件的外套, 外套两端应密封。该试品的持续运行电压  $U_c$  值为 14~20kV, 产品持续运行低于 14kV 时用整只产品进行试验。

外套材料试品应与产品外套为同一种材料。试验方法及判定符合 GB 6553—2003《评定在严酷环境条件下使用的电气绝缘材料耐电痕化和蚀损的试验方法》的规定。

##### 4.17.2 试验程序

试验是在盐雾条件下经受 1000h 连续试验, 对试品施加恒定的工频持续运行电压  $U_c$ 。试验用雾室是密封的和防锈的, 雾室的排气孔应不大于 80cm<sup>2</sup>, 使用具有恒定喷射能力的喷雾装置将水喷成雾状, 雾应充满雾室, 并且雾不能直接喷向试品。盐水由 NaCl 和去离子水制成, 并装入喷雾装置, 盐水不能循环使用。

工频试验电压由变压器发生。试验时, 当高压侧带有阻性电流 250mA (r. m. s) 的负荷时, 试验回路的最大电压降应不大于 5%, 回路的保护水平应调整到 1A (r. m. s)。

试验前, 应将试品用去离子水清洗, 试品应垂直安装, 试品距雾室顶部和墙应有足够的距离, 以避免电场的干扰。

试验期间允许中断 6 次电源, 以便对试品进行检查, 每次中断时间不超过 15min, 中断时间不计入试验总时间内。

试验后, 应将试品清洗干净, 再进行判定。

##### 4.17.3 试验条件

试验时间	1000h
水流速度	(0.4±0.1)L/(m <sup>2</sup> ·h)



雾滴尺寸	5~10 $\mu\text{m}$
雾室温度	20 $^{\circ}\text{C} \pm 5\text{K}$
盐水中 NaCl 含量	(10 $\pm 0.5$ ) $\text{kg}/\text{m}^3$

#### 4.17.4 试验判定

如果每只试品不超过3次过流中断,试验中无起痕、裂纹和树枝状产生,电蚀没有腐蚀到内部零件,伞裙没有击穿,且试验前后避雷器直流参考电压的变化不超过5%,0.75倍直流参考电压下泄漏流的变化不大于20 $\mu\text{A}$ ,局部放电量不大于10pC,则该项试验认为通过。

### 5 避雷器的选型和使用

#### 5.1 绝缘配合

##### 5.1.1 绝缘配合的一般原则

所谓绝缘配合就是考虑所采用的过电压保护措施后,根据设备上可能的作用电压,并根据设备的绝缘特性及可能影响绝缘特性的因素,从安全运行和技术经济合理性两方面确定设备的绝缘水平。

绝缘配合方法有确定性法(惯用法)、统计法及简化统计法。

由于在试验时对设备绝缘需要施加的冲击电压次数较多,电压幅值会超过额定耐受电压值,并需对系统的过电压进行广泛深入的研究,故绝缘配合统计法在实际应用上受到某些限制,但用于各种因素影响的敏感度分析是很有效的。

当降低绝缘水平具有显著经济效益,特别是操作过电压成为控制因素时,统计法才特别有价值。因此,一般而言,统计法仅用于设备最高电压大于252kV的设备的操作过电压下的绝缘配合。

在所有电压范围内,当设备绝缘主要是非自恢复型时,为检验耐受强度是否得到保证,一般只能加有限次数的冲击(如在给定条件下加3次),因此,尚不能考虑将绝缘故障率作为定量的设计指标,统计法至今仅用于自恢复型绝缘。

##### 5.1.2 持续工频电压和暂时过电压下的绝缘配合

对范围I的设备所规定的短时工频耐受电压,一般均能满足在正常运行电压和暂时过电压下的要求。

为检验设备老化对内绝缘性能、污秽对外绝缘性能的影响所进行的长时间工频试验,应在有关设备标准中规定,下面仅给出应遵循的一般规则。

(1) 对正常运行条件,绝缘应能长期耐受设备最高电压。

(2) 设备在预期的寿命期内不致因局部放电而使绝缘显著劣化以及在最苛刻的工况下,绝缘不会失去热稳定性。为尽可能符合实际,应用工频电压试验检验,试验时所加电压可高于 $\frac{U_m}{\sqrt{3}}$ ,而持续时间由系统工况决定。同时应使所有元件上的作用电压与运行时的值成比例。

(3) 在有关设备标准中可规定设备耐受工频电压升高的允许时间,并确定有关的试验程序、试验电压及试验条件。

##### 5.1.3 操作和雷电过电压的绝缘配合

在所有情况下,进行绝缘配合时应考虑:设备安装点的预期过电压值、系统与设备的电气特性、类似的系统的运行经验以及所有保护装置的限压效果。

设备的相对地绝缘的额定耐受电压是确定设备的相间绝缘和纵绝缘额定耐受电压的基础。

(1) 雷电过电压下的绝缘配合。

1) 相对地绝缘。对受避雷器保护的设各,其额定雷电冲击耐受电压由避雷器的雷电冲击保护水平乘以配合因数 $K_c$ 计算选定。

2) 相间绝缘。在所有电压范围内,相间绝缘的额定雷电冲击耐受电压均取相应的相对地绝缘的耐受电压值。

3) 开关设备的纵绝缘。

a. 范围I的设备纵绝缘的额定雷电冲击耐受电压一般等于相对地绝缘的耐压值,但隔离断口的耐受电压可高于相应的相对地的数值,宜在开关设备标准中规定。

b. 范围II的设备纵绝缘的额定雷电冲击耐受电压由两个分量组成:①相对地的额定雷电冲击耐受电压;②反极性的工频电压,其幅值为 $(0.7 \sim 1.0)\sqrt{\frac{2}{3}}U_m$ 。

(2) 操作过电压下的绝缘配合。

1) 相对地绝缘。

a. 范围I的设备。根据设备上的统计操作过电压水平或避雷器的操作冲击保护水平和设备的绝缘特性,并取一定的配合因数 $K_c$ 计算、选取额定短时工频耐受电压。

b. 范围II的设备。根据设备上的统计操作过电压水平或避雷器的操作冲击保护水平和设备的绝缘特性并取一定的配合因数 $K_c$ 计算、选取设备的额定操作冲击耐受电压。

2) 相间绝缘。

a. 范围I的设备的相间绝缘额定短时工频耐受电压取相应的相对地绝缘的耐受电压值。应保证两类绝缘均满足要求。

b. 范围II的设备的相间绝缘的额定操作冲击耐受电压等于相应的相对地绝缘的耐受电压值乘以系数 $K_{pc}$ ,通常 $K_{pc} \geq 1.5$ 。

3) 开关设备的纵绝缘。

a. 范围I的设备的纵绝缘的额定短时工频耐受电压一般取相应的相对地绝缘的耐受电压值,但隔离断口的耐受电压可高于相应的相对地的数值,宜在开关设备标准中规定。

b. 范围II的设备的纵绝缘的额定操作冲击耐受电压由两个分量组成,①相对地的额定操作冲击耐受电压;②反极性的工频电压,其幅值为 $U_m\sqrt{\frac{2}{3}}$ 。

(3) 配合因数 $K_c$ 。选取 $K_c$ 时应考虑到下列因素:绝缘类型及其特性;性能指标;过电压幅值及分布特性;大气条件;设备生产、装配中的分散性及安装质量;绝缘在预期寿命期间的老化,试验条件及其他未知因素。

对雷电冲击:根据我国情况,一般取 $K_c \geq 1.4$ ;

对操作冲击:一般取 $K_c \geq 1.15$ 。

##### 5.1.4 电器设备绝缘水平

GB 311.1所确定的各类设备的绝缘水平即可以作为对避雷器外绝缘的要求,也可以在考虑了配合因数后作为对避雷器保护水平的要求。换句话说,避雷器的保护水平是确定电器设备绝缘水平的重要因素之一,有时甚至是起决定性的因素。降低避雷器的保护水平对于降低电器设备绝缘水平,从而降低制造成本,具有很大的意义。表5.2-11所示为电压范围I(1kV< $U_m \leq 252\text{kV}$ )的设备的标准绝缘水平,表5.2-12所示为电压范围II( $U_m > 252\text{kV}$ )的设备的标准绝缘水平,表5.2-13所示为各类设备的雷电冲击耐受电压,图5.2-24所示为避雷器保护水平与设备绝缘水平之间的关系。

表 5.2-11 电压范围 I ( $1\text{kV} < U_m \leq 252\text{kV}$ ) 的设备标准绝缘水平 kV

系统标称电压	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击耐受电压(峰值)		额定短时工频耐受电压 (有效值)
		系统 I	系统 II	
3	3.5	20	40	18
6	6.9	40	60	25
10	11.5	60	75 95	30/42 <sup>③</sup> ; 35
15	17.5	75	95 105	40; 45
20	23.0	95	125	50; 55
35	40.5	185/200 <sup>①</sup>		80/95 <sup>③</sup> ; 85
66	72.5	325		140
110	126	450/480 <sup>①</sup>		185; 200
220	252	(750) <sup>②</sup>		(325) <sup>③</sup>
		850		360
		950		395
		(1050) <sup>②</sup>		(460) <sup>③</sup>

注 系统标称电压 3~15kV 所对应设备的系统 I 的绝缘水平,在我国仅用于中性点直接接地系统。

① 该栏斜线下之数据仅用于变压器类设备的内绝缘。

② 220kV 设备,括号内的数据不推荐选用。

③ 为设备外绝缘在干燥状态下的耐受电压。

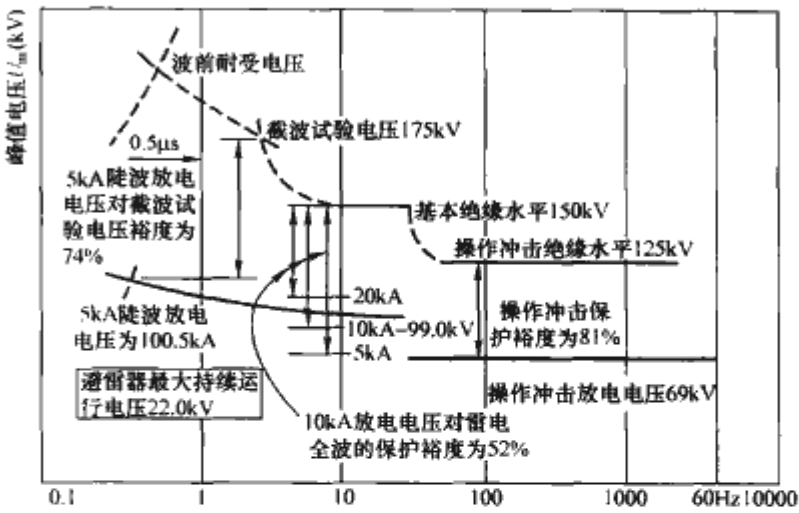


图 5.2-24 避雷器与油浸式变压器的绝缘配合

5.2 电站型避雷器的选型和使用

电站型避雷器按以下步骤选型。

5.2.1 选择避雷器

- (1) 最大持续运行电压 MCOV 不小于最大线对中性点电压。
- (2) 暂时过电压 (TOV) 耐受能力不小于系统 TOV。
- (3) 操作冲击能量耐受能力不小于系统产生的能量。

表 5.2-12 电压范围 II ( $U_m > 252\text{kV}$ ) 的设备标准绝缘水平 kV

系统标称电压	设备最高电压 (有效值)	额定操作冲击耐受电压(峰值)					额定雷电冲击耐受电压(峰值)		额定短时工频耐受电压(有效值,相对地)
		相对地	相间	相间与相对地之比	纵绝缘 <sup>①</sup>		相对地	纵绝缘	
1	2	3	4	5	6	7 <sup>①</sup>	8	9	10 <sup>③</sup>
330	363	850	1300	1.50	950	850 (+295) <sup>③</sup>	1050	见 GB 311.1—1997 的规定	(460)
		950	1425	1.50			1175		(510)
500	550	1050	1675	1.60	1175	1050 (+450) <sup>③</sup>	1425		(630)
		1175	1800	1.50			1550		(680)
							1675		(740)

① 栏 7 括号中之数值是加在同一极对应相端子上的反极性工频电压的峰值。

② 纵绝缘的操作冲击耐受电压选取栏 6 或栏 7 的数值,决定于设备的工作条件,在有关设备标准中规定。

③ 栏 10 括号内之短时工频耐受电压值,仅供参考。

表 5.2-13 各类设备的雷电冲击耐受电压 kV

系统标称电压	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击(内、外绝缘)耐受电压(峰值)						截断雷电冲击耐受电压(峰值,变压器类设备的内绝缘)
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、电压互感器	高压电力电缆 <sup>②</sup>	高压电器	母线支柱绝缘子、穿墙套管	
3	3.5	40	40	40	—	40	40	45
6	6.9	60	60	60	—	60	60	65
10	11.5	75	75	75	—	75	75	85
15	17.5	105	105	105	105	105	105	115
20	23.0	125	125	125	125	125	125	140
35	40.5	185/200 <sup>①</sup>	185/200 <sup>①</sup>	185/200 <sup>①</sup>	200	185	185	220
66	72.5	325	325	325	325	325	325	360
		350	350	350	350	350	350	385
110	126	450/480 <sup>①</sup>	450/480 <sup>①</sup>	450/480 <sup>①</sup>	450	450	450	530
		550	550	550	550			



续表

系统标称电压	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击(内、外绝缘)耐受电压(峰值)						截断雷电冲击 耐受电压(峰值, 变压器类设备的内绝缘)
		变压器	并联电抗器	耦合电容器、电压互感器	高压电力电缆②	高压电器	母线支柱绝缘子、穿墙套管	
220	252	850	850	850	850	850	935	950
		950	950	950	950 1050	950	950	1050
330	363	1050				1050	1050	1175
		1175	1175	1175	1175 1300	1175	1175	1300
500	550	1425			1425	1425	1425	1550
		1550	1550	1550	1550	1550	1550	1675
			1675	1675	1675	1675	1675	

- ① 斜线下之数据仅用于该类设备的内绝缘。  
② 对高压电力电缆是指热状态下的耐受电压值。

- (4) 选择避雷器下列参数：  
1) 额定值。  
2) 压力释放电流。  
3) 通流能力。

5.2.2 确定避雷器保护特性

- (1) 雷电冲击保护水平,  $LPL$ 。  
(2) 波前冲击保护水平,  $FOW$ 。  
(3) 操作冲击保护水平,  $SPL$ 。

5.2.3 避雷器配置

尽可能靠近被保护设备。

5.2.4 选择绝缘强度

依据设备标准选择被保护设备的基本绝缘水平 ( $BIL$ )、操作冲击绝缘水平 ( $BSL$ ) 及截波耐受电压 ( $CWW$ ) 等参数。

5.2.5 确定设备两端的电压

确定避雷器引线长度和变压器至避雷器的电气距离的效应。

5.2.6 估算绝缘配合

如果不计电气距离效应, 雷电冲击保护比  $PR_{L1}$  和  $PR_{L2}$  及操作冲击保护比  $PR_s$  为

$$PR_{L1} = CWW/FOW \geq 1.2 \quad (5.2-15)$$

$$PR_{L2} = BIL/LPL \geq 1.2 \text{ 或 } 1.4 \quad (5.2-16)$$

$$PR_s = BSL/SPL \geq 1.15 \quad (5.2-17)$$

对于可接受的绝缘配合,  $PR_{L2}$  和  $PR_{L1}$  应等于或大于 1.2 而  $PR_s$  应等于或大于 1.15。

如果计算出设备两端的电压  $U_T$ , 则保护比如下:

如果避雷器峰值电压的时间等于或小于  $2\mu s$ , 则

$$PR_{L1} = CWW/U_T \geq 1.15 \quad (5.2-18)$$

这里  $CWW$  为设备的截波耐受电压。如果设备无  $CWW$  等级, 用下面的式 (5.2-19)

$$PR_{L2} = BIL/U_T \geq 1.15 \quad (5.2-19)$$

对于操作冲击, 操作冲击保护比  $PR_s$  应满足

$$PR_s = BSL/SPL \geq 1.15 \quad (5.2-20)$$

对于可接受绝缘配合,  $PR_s$  应等于或大于 1.15。

5.2.7 估算替代性

如果不能得到可接受的绝缘配合, 评估下列方法:

- (1) 增大  $BIL$  和  $BSL$ 。  
(2) 减小避雷器电气距离。  
(3) 增加另外的避雷器。

- (4) 应用较低保护特性的避雷器。

5.3 配电型避雷器的选型和使用

5.3.1 一般性的考虑

配电系统通常不做屏蔽, 因此尤其易受直击雷。配电系统中, 与因操作引起的操作过电压相比, 因雷电而导致的雷电过电压危害更大。因此对配电系统, 以雷电过电压为基础的绝缘配合是主要的考虑。

配电设备, 包括避雷器, 在单价上与电站设备相比是低廉的, 但其用量巨大。对每一特殊用途的避雷器的应用进行单独的研究通常是不经济不可行的。因此, 配电避雷器的选型通常要考虑使它们能用于系统中任何相似的地方而不是某一特定的位置。

选择配电避雷器的一般方法是确定可用于被保护配电系统所有相似位置的合适的避雷器最大持续运行电压 ( $MCOV$ )。同时, 避雷器的暂时过电压 ( $TOV$ ) 耐受能力在大小和时间上不应小于被避雷器安装处系统的任何  $TOV$ 。对于配电系统用避雷器, 其  $TOV$  通常考虑单相对地故障时非故障相的最大的相对地电压。

配电避雷器保护的电力系统为: ①Y 形或△形三线制, 电源中性点绝缘或经高阻抗或低阻抗接地; ②Y 形四线制的多点接地系统。

结构上包括架空线、多芯电缆和地下电缆系统。

在配电系统中正确应用金属氧化物避雷器, 需要下面的知识:

- (1) 电力系统最大正常运行电压。  
(2) 异常运行状态期间暂时过电压 ( $TOV$ ) 的大小和持续时间。

这些资料必须同避雷器的额定最大持续运行电压 ( $MCOV$ ) 和避雷器的暂时过电压 ( $TOV$ ) 耐受能力相比较。如果未对预期的  $TOV$  的大小和持续时间进行分析, 用户必须小心不要用相同额定电压的金属氧化物避雷器去替代碳化硅避雷器。

5.3.2 最大持续运行电压 ( $MCOV$ )

与碳化硅避雷器不同, 在无间隙金属氧化物避雷器中的非线性电阻片持续地承受相对地工频电压。金属氧化物避雷器的最大持续运行电压  $MCOV$  是设计的可能持续加在避雷器端子间的最大的工频电压的有效值。因此, 额定  $MCOV$  必须至少等于应用避雷器处的预期的最大持续工作电压。



### 5.3.3 暂时过电压 (TOV)

金属氧化物避雷器能够在工频电压高于其额定  $MCOV$  时运行有限的时间。金属氧化物避雷器能够成功耐受的过电压的大小取决于过电压存在的时间。制造厂能够用暂时工频过电压与允许时间的曲线来描述避雷器的暂时过电压耐受能力。典型的曲线示于图 5.2-25 中 (这些曲线对环境温度和预先的能量输入是敏感的)。

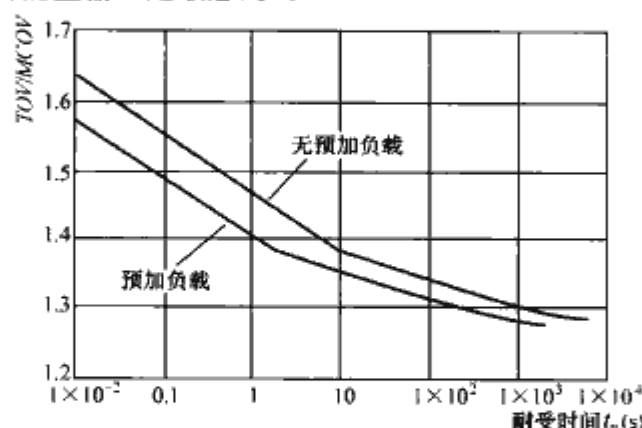


图 5.2-25 避雷器暂时过电压耐受曲线

为保证避雷器的 TOV 耐受能力不被超过，必须按照系统在异常电压状态下的最长运行时间来确定电力系统的最大 TOV。该异常电压状态可能来自几种因素，其中的一些为：相对地故障时非故障相上的过电压、瞬态操作和铁磁谐振。保守的方法是用最大线电压来乘以接地系数来估算相对地故障时非故障相上的过电压。在这类故障期间，避雷器承受 TOV 的总时间是保护继电器和故障分断装置的动作时间的函数。所选避雷器的  $MCOV$  必须足够大，这样 TOV 大小和时间就都不会超过避雷器的耐受能力。

### 5.3.4 配电系统的绝缘配合

配电系统绝缘配合的基础通常是下述保护裕度

$$PM_{L1} = \left( \frac{CWW}{FOW} - 1 \right) \times 100\% \quad (5.2-21)$$

$$PM_{L2} = \left( \frac{BIL}{LPL + L \frac{di}{dt}} - 1 \right) \times 100\% \quad (5.2-22)$$

式中： $PM_{L1}$  为  $FOW$  保护裕度，%； $PM_{L2}$  为全波保护裕度，%； $CWW$  为被保护设备的截波耐受，kV； $FOW$  为避雷器波前保护水平，kV； $BIL$  为被保护设备的基本雷电冲击绝缘水平，kV； $LPL$  为避雷器雷电冲击保护水平，kV； $Ldi/dt$  为连接引线电压降，kV。对于充油、空气和固体 (无机) 绝缘， $CWW$  可假定为 1.15 倍  $BIL$ ；对于干式 (有机) 绝缘， $CWW$  被假定为与  $BIL$  相同。

一般的规则是  $PM_{L1}$  和  $PM_{L2}$  两者必须至少为 20%。然而，配电系统的冲击保护裕度通常大于 20% 并经常超过 50%。由于配电避雷器直接与架空设备相连接，所以电气距离减小。

避雷器的残压对于不常遇到的大电流雷电冲击要更大一些，并且随雷电流的增加而增加。通常的作法是选择一个不常被超过的放电电流作为配合电流参考值。该配合电流下的残压被用于计算  $PM_{L2}$ 。显然，对于给定的  $BIL$  选择较高的配合电流将使  $PM_{L2}$  更小。

作为绝缘配合基础的冲击电流等级，常采用 10~20kA 电流范围。10kA 用于落雷密度小的地区，20kA (或更大) 用于落雷密度大的地区。对于雷电流的陡度大于测量残压所用的标准试验波时，或较严重的雷电很频繁时，可以考虑大于 20kA 的配合电流。(电流大于 20kA 避雷器残压值可从制造厂获得)。20% 裕度的严格使用将有利于低残压避雷器的

使用。 $PM_{L2}$  应包括避雷器连接引线上的电压降。用于绝缘配合目的的避雷器残压特性是避雷器残压与连接引线电压的总和。保持引线尽可能短，对于保护地下系统尤为重要。

### 5.4 电容器组避雷器的选型和使用

投切电容器将产生操作过电压，过电压的能量可按式 (5.2-23) 计算

$$W = \frac{1}{2} C [(3U_o)^2 - (\sqrt{2}U_N)^2] \quad (5.2-23)$$

式中： $C$  为电容器组的电容量； $U_o$  为相对地操作过电压峰值； $U_N$  为避雷器额定电压。

用于电容器组的避雷器的额定电压、持续运行电压、保护水平和标称冲击电流等参数的确定与电站避雷器相似。对于 SVC、TCSC 等系统应采用 EMTP 进行过电压的分析与计算来确定避雷器的技术要求。

### 5.5 高压直流换流站避雷器的选型和使用

#### 5.5.1 高压直流避雷器的主要类型

(1) 阀避雷器 (V)。用于保护换流阀免受过电压的损坏。该避雷器加上晶闸管的正向保护触发构成换流阀的过电压保护。阀避雷器还决定换流变压器阀侧所需的相间绝缘水平。换流变压器阀侧绕组及换流器内各点所需的对地绝缘水平取决于阀避雷器和其他避雷器串联的保护水平。

(2) 直流中点母线避雷器 (M)。直流中点母线避雷器用于保护 12 脉动换流器下部 6 脉动换流器免受过电压的损坏，阀避雷器和直流中点母线避雷器一起决定上部 6 脉动换流器对应换流变压器阀侧绕组所需的对地绝缘水平，该点的保护水平为这两个避雷器保护水平之和。

(3) 桥避雷器 (B)。用于保护所跨越的 6 脉动桥免受过电压作用的损坏 (在图 5.2-27 中用虚线标出)。

(4) 换流器直流母线避雷器 (CB)。用于保护平波电抗器换流器侧高压直流极线上连接的设备免受过电压的损坏。

(5) 换流器避雷器 (C)。用于限制侵入到阀厅的雷电过电压幅值。对于较低电压的换流器，或没有雷电侵入阀厅的危险，可不安装该避雷器。

(6) 直流母线避雷器 (DB)、直流线路避雷器 (DL)。用于保护与直流极线相连接的直流开关场上的设备免受过电压的损坏。由于距离效应，通常要安装不止一只避雷器。线路入口处那一只称为直流线路避雷器。

(7) 中性母线避雷器 (E)。用于保护中性母线和与它连接的设备免受过电压的损坏。当双极对称运行时，中性母线的运行电压接近于零。但在单极或单极金属回线方式下，需要考虑其运行电压。发生接地故障时，该避雷器会受到很大的能量冲击，通常要安装多只避雷器。

(8) 直流滤波器避雷器 (FD)。用于保护直流滤波器的电抗器和电阻器免受过电压的损坏。该避雷器还可保护低压电容器，这取决于使用的滤波器类型。

(9) 平波电抗器避雷器 (DR)。用于保护平波电抗器免受过电压的损坏。在某些工程中，因为换流器直流母线避雷器 (CB) 和直流母线避雷器 (DB) 已为该电抗器提供了充分的保护，可不安装该避雷器。

(10) 交流母线避雷器 (A)。安装于靠近交流网络进线终端和靠近换流变压器处，用于保护交流母线和换流变压器免受过电压的损坏，在某种程度上还起断路器操作引起的暂态过电压保护作用。如果换流变压器有连接无功补偿或滤波装置的第三绕组，则在它的端子上通常也要安装避雷器。



交流母线避雷器需要与交流网络中已有的避雷器相配合，它的保护水平一般选得比交流网络中已有的避雷器低。这样可以使已有的避雷器不致因为换流站大容量电容器组的存在而承受过重的应力，同时可降低阀避雷器的应力，使高压直流换流站得到最佳的保护。

(11) 交流滤波器避雷器 (FA)。用于保护交流滤波器的电抗器和电阻器免受过电压的损坏。该避雷器还可保护低压电容器，这取决于使用的滤波器类型。

### 5.5.2 高压直流避雷器配置

高压直流换流站（包括相连接的交、直流线路）分为不同的几部分（见图 5.2-26）：

- (1) 交流网络。
- (2) 换流站交流侧，包括交流滤波器、断路器和换流变压器网侧绕组。
- (3) 换流站直流侧，包括换流器、换流变压器阀侧绕组、平波电抗器、直流滤波器和中性母线。
- (4) 直流线路。

换流站一极的避雷器配置如图 5.2-27 所示。

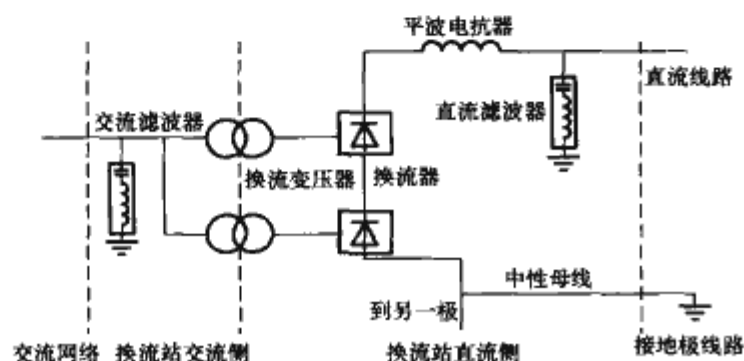


图 5.2-26 高压直流换流站电气分区图

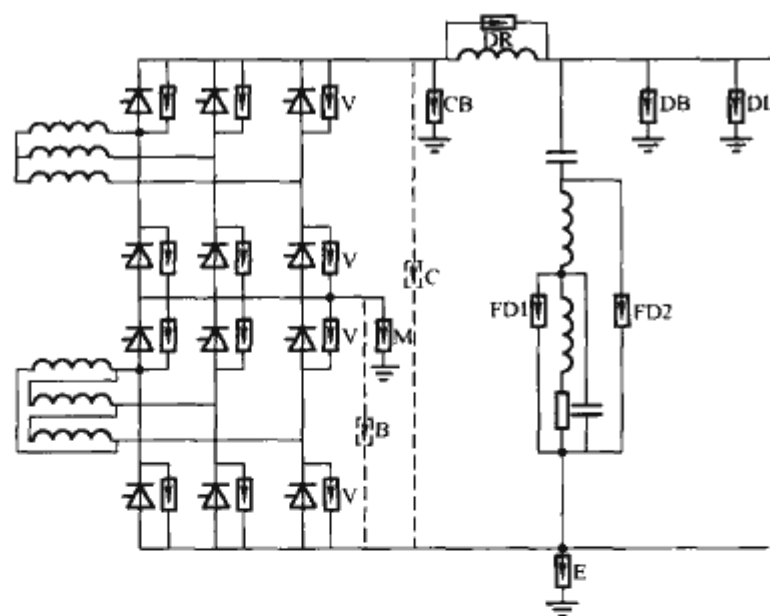


图 5.2-27 高压直流换流站一极避雷器的配置

直流侧的避雷器按其持续运行电压分为四组（见图 5.2-27）：

- (1) 跨接在阀两端和跨接在 6（或 12）脉动换流器两端或跨接在 6（或 12）脉动换流器的高压端到换流站接地网之间的避雷器（V、B、C、M 和 CB）。
- (2) 在高压直流极线与换流站接地网之间连接的避雷器（DB、DL）。
- (3) 无显著持续运行电压的避雷器（E 和 DR）。
- (4) 跨接直流滤波器的一部分，但要承受显著持续运行电压的避雷器（FD）。

对于背靠背高压直流换流站（见图 5.2-28），直流侧通常只需要阀避雷器（V），但有时还需配备换流器避雷器（C）或换流桥避雷器（B）。

在换流站的交流侧（见图 5.2-29），安装有相对地避雷器（A）和跨接一个或两个交流滤波器电抗器的交流滤波器避雷器（FA）。

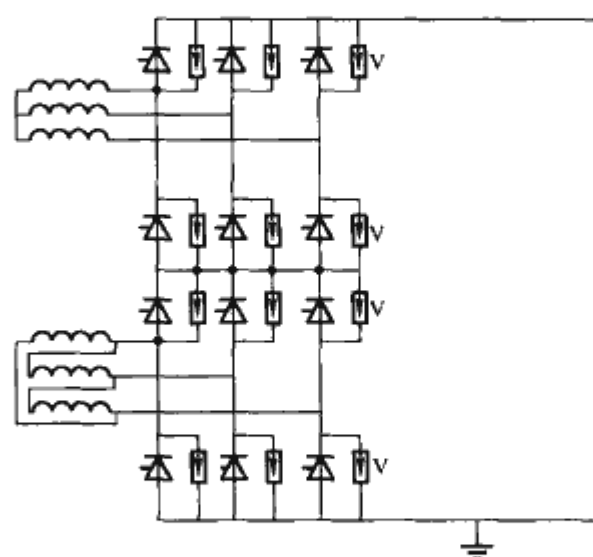


图 5.2-28 背靠背高压直流换流站直流侧避雷器布置示例

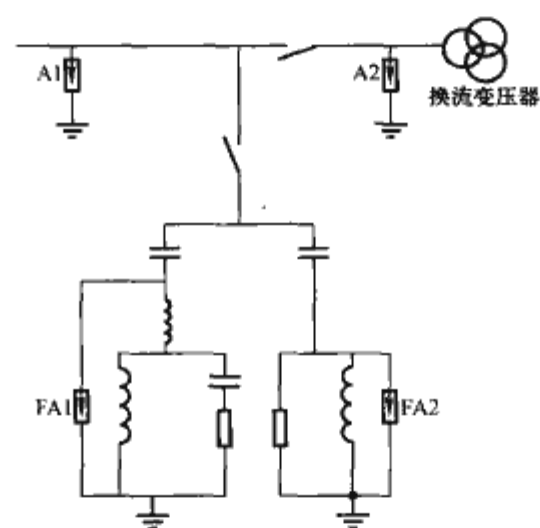


图 5.2-29 高压直流换流站交流侧避雷器布置示例

### 5.5.3 高压直流避雷器的主要参数

(1) 直流避雷器持续运行电压（continuous operating voltage）。高压直流换流站直流侧避雷器持续运行电压是由直流电压叠加谐波电压组成的。其持续运行电压分为三个不同的值：

- 1) 最大峰值持续运行电压（Peak Continuous Operating Voltage）， $U_{PCOV}$ 。最大峰值持续运行电压是指包括换相过冲的最高持续运行电压峰值。
- 2) 峰值持续运行电压（Crest Value of Continuous Operating Voltage）， $U_{CCOV}$ 。峰值持续运行电压是指不包括换相过冲的最高持续运行电压峰值。
- 3) 等效持续运行电压（Equivalent Continuous Operating Voltage）， $U_{ECOV}$ 。等效持续运行电压是指等同于在实际运行电压下产生相同功耗的电压值。

说明：既可选用工频电压，也可选用直流电压，或者两者的组合；电压值和功耗可采用计算方法或通过特殊试验回路的试验确定。

(2) 阀避雷器（V）的持续运行电压。阀避雷器的持续

运行电压波形如图 5.2-30 所示。其  $U_{CCOV}$  与  $U_{diomax}$  成正比，可表达为

$$U_{CCOV} = \frac{\pi}{3} U_{diomax} \quad (5.2-24)$$

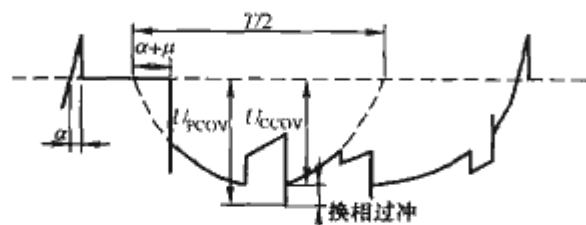


图 5.2-30 整流运行时阀避雷器的持续运行电压波形

$U_{CCOV}$  与持续运行电压的直流分量之比为 2.2~3.3。在较大延迟角下运行会加大换向过冲，使  $U_{PCOV}$  值进一步提高。

(3) 直流中点母线避雷器 (M) 的持续运行电压。直流中点母线避雷器的持续运行电压的波形如图 5.7-31 所示。如忽略接地极线路上的电压降，则它的  $U_{CCOV}$  与阀避雷器相同。这个电压由直流电压分量叠加纹波构成， $U_{CCOV}$  与持续运行电压的直流电压分量之比为 1.1~1.2。

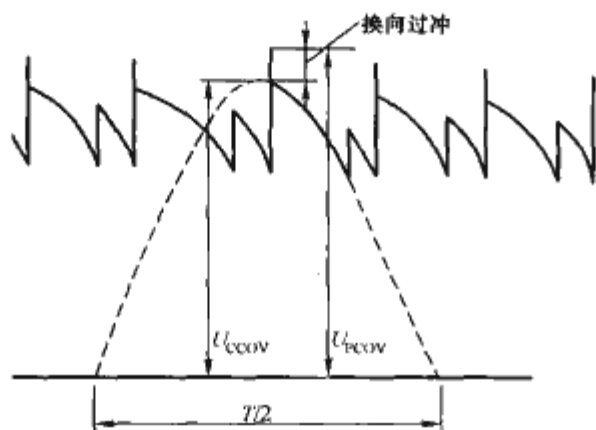


图 5.2-31 直流中点母线避雷器的持续运行电压波形

(4) 换流器直流母线避雷器 (CB) 的持续运行电压。换流器直流母线避雷器的持续运行电压的波形如图 5.2-32 所示。它是由直流电压分量叠加纹波构成。当  $\alpha + \mu$  很小时，理论上  $U_{CCOV}$  为

$$U_{CCOV} = \frac{2\pi}{3} U_{diomax} \cos 15^\circ \quad (5.2-25)$$

对于 12 脉动换流器来说， $U_{CCOV}$  与直流分量之比约为 1.07。此外，对于  $U_{PCOV}$  来说，还必须考虑换向过冲的影响。

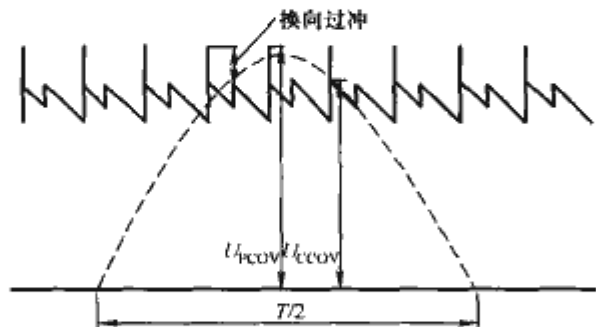


图 5.2-32 换流器直流母线避雷器的持续运行电压波形

(5) 直流母线避雷器 (DB) 的持续运行电压。直流母线避雷器的持续运行电压没有换向过冲，仅迭加有换流器产

生的很小的 6 (或 12) 脉动纹波。

(6) 中性母线避雷器 (E) 的持续运行电压。中性母线避雷器的持续运行电压通常很低。单极运行时，其持续运行电压值是由接地极引线或金属返回线上产生的较低的直流电压与换流器产生的较低的 6 (或 12) 脉动纹波决定的。

(7) 直流滤波器避雷器 (FD) 的持续运行电压。直流滤波器避雷器的持续运行电压是由通过滤波器的一个或几个较低的谐波电压构成，其频率对应于该滤波支路的调谐频率。该避雷器的特性通常由瞬态过电压决定。

(8) 平波电抗器避雷器 (DR) 的持续运行电压。平波电抗器避雷器的持续运行电压主要是来自换流器很小的脉动电压。该避雷器的特性由瞬态过电压决定。

(9) 交流滤波器避雷器 (FA) 的持续运行电压。交流滤波器避雷器的持续运行电压为很低的工频电压迭加对应于该滤波支路调谐频率的谐波电压。该避雷器的特性通常由瞬态过电压决定。

(10) 持续电流 (Continuous Current)。持续电流是指施加持续运行电压时流过避雷器的电流。它由阻性分量和容性分量组成，包括由谐波产生的分量。

(11) 配合电流 (Co-Ordinating Current)。用于系统绝缘配合，确定避雷器最大残压的电流称为配合电流。配合电流分为以下四种：

1) 陡波冲击电流 (Steep Current Impulse)。视在波前时间为  $1\mu s$  的一种冲击电流，因设备调整的限制，实测值为  $0.9\sim 1.1\mu s$ ，视在波尾半峰值时间不大于  $20\mu s$ 。波尾半峰值时间不是重要的，在残压型式试验时可有任意偏差。

2) 雷电冲击电流 (Lighting Current Impulse)。一种  $8/20\mu s$  的冲击电流，因设备调整的限制，视在波前时间的测量值为  $7\sim 9\mu s$ ，波尾半峰值时间为  $18\sim 22\mu s$ 。波尾半峰值时间不是重要的，在残压型式试验时可有任意偏差。

3) 操作冲击电流 (Switching Current Impulse)。视在波前时间大于  $30\mu s$  但小于  $100\mu s$  的一种冲击电流，视在波尾半峰值时间约为视在波前时间的两倍。

4) 缓波前操作冲击电流 (Slow Front Switching Current Impulse)。视在波前时间为  $1000\mu s \pm 100\mu s$ ，半峰值时间约为波前时间 2 倍的冲击电流峰值。

(12) 避雷器残压。避雷器流过冲击电流时两端的电压降。按冲击电流的种类，避雷器的残压分为陡波冲击残压、雷电冲击残压、操作冲击残压。

(13) 避雷器能量耐受能力。避雷器运行时耐受各种冲击负载的能量冲击的能力。避雷器的比能量 (kJ/kV) 表示其可耐受能量冲击的能力。

(14) 避雷器的短路电流。避雷器发生短路故障时流过的电流有效值。

#### 5.5.4 直流避雷器参数选择

(1) 一般原则。直流避雷器的电气性能参数应通过系统研究而选择。通过系统研究和分析，可得到避雷器的持续运行电压、能量耐受能力等参数。根据换流站的典型负载分析及其防雷水平可确定配合电流的大小。根据换流站绝缘配合的研究可确定避雷器的残压和主要电器设备的绝缘水平。根据避雷器安装位置预期短路电流的研究与分析可确定避雷器的短路电流的大小。

(2) 主要事件与负载类型。为了确定避雷器的电气参数，需要研究作用于避雷器的主要事件如表 5.2-14 所示。这些主要事件作用于避雷器而产生的冲击负载的类型如表 5.2-15 所示。



表 5.2-14 作用于各种避雷器的事件

避雷器类型	事 件										
	直流极接地故障	直流线路进雷	直流线路操作冲击	接地极线进雷	阀侧交流相对地故障	3 脉动换相组电流熄灭	6 脉动桥电流熄灭	单极运行时失去返回路径	交流侧接地故障开关操作	交流系统进雷	雷电绕击
阀避雷器(V)					★	★			★		★
直流中点母线避雷器(M)					★		★		★		★
换流器直流母线避雷器(CB)									★		★
直流母线避雷器(DB)	★	★	★								
中性母线避雷器(E)	★	★	★	★	★			★	★		
直流滤波器避雷器(FD)	★	★	★						★		
平波电抗器避雷器(DR)	★	★			★				★		
交流母线避雷器(A)									★	★	
交流滤波器避雷器(FA)									★	★	

注 1. ★代表避雷器会有事件。  
2. 如果是两个 12 脉动阀组串联，还会有下列事件：一个 12 脉动阀组内电流熄灭；一个 12 脉动阀组短路。

表 5.2-15 不同事件发生时避雷器应力类型

事 件	雷电波和陡波		操作波和暂时过电压	
	电 流	能 量	电 流	能 量
直流极接地故障	E、FD	E、FD	DB、DR、E	E
直流线路进雷	DB、FD、DR、E			
直流线路操作冲击			DB、E、FD	
接地极线进雷	E			
阀侧交流相对接地故障	V		DR、V、E、M	V、E、M
3 脉动换相组电流熄灭			V	V
6 脉动换相组电流熄灭			M	M
单极运行时失去返回路径			E	E
交流侧接地故障和开关操作	FA	FA	V、M、CB、A、FA、E、FD、DR	V、A、E、FD
交流系统进雷	A、FA			
雷电绕击	V、M、CB			

注 各符号表示的避雷器如表 5.2-14 所示。

(3) 能量耐受。从系统研究得到的电流幅值、能量、冲击电流的波前时间及持续时间等都必须转换为避雷器试验值。

因此，在几个基波周内重复发生的多个电流冲击被看成一次单个放电，它所具有的等值能量和持续时间应等于考虑了合成冲击的电流幅值和持续时间后的实际能量脉冲的累积值。在确定等值能量时必须考虑到 MOA 的能量耐受能力会由于脉冲时间缩短而降低。

避雷器能量耐受能力遵从式 (5.2-26)

$$W = W_0(T/T_0)^{\gamma} \tag{5.2-26}$$

式中： $W_0$ 为持续时间为  $T_0$  的方波电流能量吸收能力； $W$  为持续时间为  $T$  的方波电流的能量吸收能力； $\gamma$  为取为 0.25。

上述公式是根据方波电流建立的。然而，其他波形可以转化成与原冲击幅值相同的近似等值的方波。例如，波形为 4/10 $\mu$ s 的 65kA 脉冲电流可转化为如图 5.2-33 的方波。

按式 (5.2-26) 计算，则任何冲击电流都可转化为具有等值应力的方波电流。如前所述，一次故障事件可导致在几个周的时间内产生一次或多次对避雷器的能量冲击。图 5.2-34 所示的是一个 4ms 内产生 3 次能量冲击的情况，其累积持续时间为  $T_1 + T_2 + T_3$ 。

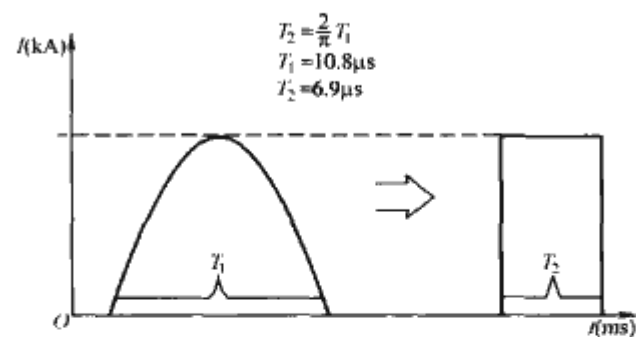


图 5.2-33 4/10 $\mu$ s 的冲击电流波  
转化为等值方波

如果避雷器的能量应力要求是以持续时间 4ms 的方波电流定义的，则为满足图 5.2-34 的应力，其试验要求值可用式 (5.2-27) 计算

$$W' = W_1(4000/0.5T_1)^{0.25} + W_2(4000/0.5T_2)^{0.25} + W_3(4000/0.5T_3)^{0.25} \tag{5.2-27}$$

如果决定性工况产生电流幅值和持续时间不相等的冲击电流，如图 5.2-35 那样，则必须特别考虑高幅值放电电流的影响。

如果第一个电流的峰值低于避雷器保证的大电流冲击耐受能力的 30%，则无需做特殊考虑，可以直接使用式 (5.2-

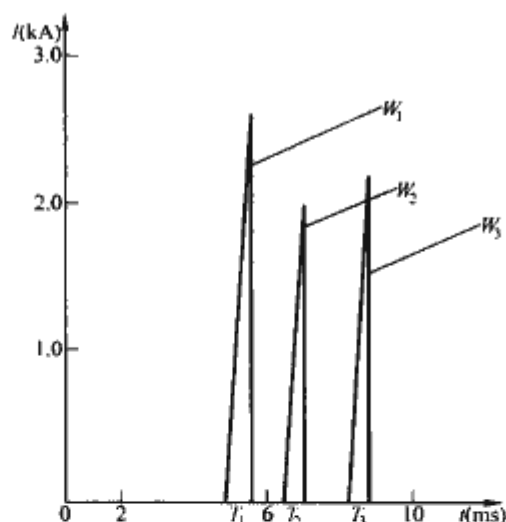


图 5.2-34 一个假定的近似三角  
电流波的决定性工况

26)。这是指，如果制造厂担保的大电流是每个电阻片柱 100kA (4/10 $\mu$ s)，则决定性电流为每柱 30kA。如果第一个电流峰值的幅值更高，则有两种可能。第一种是按图 5.2-36 做试验，第二种是制造厂可以用一个特殊的试验来验证，在能量耐受试验中要求每柱通过的最大电流幅值不会造成其特性的显著变化，如功率损耗增加等。

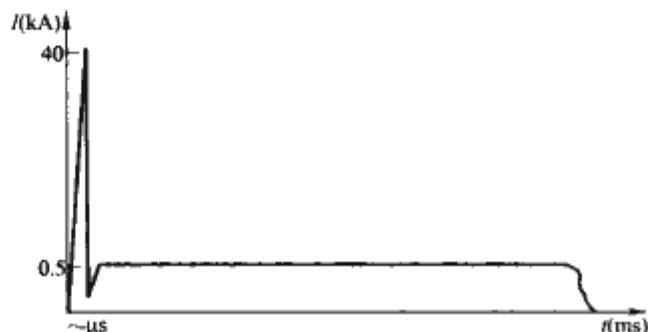


图 5.2-35 由两个幅值和持续时间  
不相同的放电电流组成的一个  
假定的决定性工况



图 5.2-36 试验程序

由于输入数据的偏差，在系统研究中计算得到的能量数值应留有合理的安全裕度。它可用式 (5.2-28) 表示

$$W = S_2 W_1 \quad (5.2-28)$$

式中： $W$  为确定避雷器参数和试验值使用的能量； $W_1$  为系统研究确定的能量； $S$  为安全系数， $S$  的范围是 1.0~1.2，它取决于输入数据的允许误差和可能产生高于被研究工况的应力的决定性故障过程的概率。

## 6 避雷器的标准化

避雷器作为一种重要的过电压保护电气设备，在国内外均有大量的应用。避雷器的标准化对规范产品的国内外贸易，规范产品的技术性能，规范产品的试验检测和质量控制，都具有十分重要的意义。

在国际贸易中，最常采用的避雷器标准是 IEC 或 IEEE 等国际标准。IEC 已出版的避雷器标准主要有：

IEC 60099-1 (1999-12) Ed. 3.1 Surge arresters - Part 1: Non-linear resistor type gapped surge arresters for a.c. systems

IEC/TR 60099-3 (1990-09) Surge arresters. Part 3: Artificial pollution testing of surge arresters

IEC 60099-4 (2006-07) Ed. 2.1 Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems

IEC 60099-5 (2000-03) Ed. 1.1 Surge arresters - Part 5: Selection and application recommendations

IEC 60099-6 (2002-08) Surge arresters - Part 6: Surge arresters containing both series and parallel gapped structures - Rated 52kV and less

IEC/PAS 60099-7 (2004-04) Surge arresters - Part 7: Glossary of terms and definitions from IEC publications 60099-1, 60099-4, 60099-6, 61643-1, 61643-12, 61643-21, 61643-311, 61643-321, 61643-331 and 61643-341

IEEE 已出版的避雷器标准主要有：

IEEE Std. C62.22

IEEE Std. C62.11

我国避雷器标准主要通过转化 IEC 国际标准并结合我国电网的实际而制定，对促进我国避雷器技术的进步和产品质量的提高起到的积极的作用。我国已出版的国家标准主要有：

GB 2900.12—1989 电工名词术语 避雷器 替代版本 GB 2900.12—1983

GB 7327—1987 交流系统用碳化硅阀式避雷器 neq IEC 99-1, 1970

替代版本 JB 1468—1974, JB 2439—1978

GB 11032—2000 交流无间隙金属氧化物避雷器 eqv IEC 60099-4: 1991

替代版本 GB 11032—1989



## 参 考 文 献

- [1] 关志成, 等. 绝缘子及输变电设备外绝缘. 北京: 清华大学出版社.
- [2] R. S. Gorur, E. A. Cherney, J. T. Burnham. Outdoor Insulators, Phoenix, Arizona 85044, USA, 1999.
- [3] 朱德恒, 严璋. 高电压绝缘. 北京: 清华大学出版社, 1992.
- [4] 《中国电力百科全书》编辑委员会. 中国电力百科全书 2 版. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [5] 日本电气学会通信教育会编, 靳宝丰, 魏光大, 方云桥, 译. 绝缘子. 北京: 机械工业出版社, 1990.
- [6] A. И. 齐姆别罗夫, A. B 什捷尔恩著, 张懋良, 等译. 玻璃绝缘子. 《绝缘子》杂志编辑部, 1981.
- [7] 张文亮. 复合绝缘子在±800kV 特高压直流工程中的应用研究. 电网技术, 2006, 6.
- [8] 关志成. 面向新世纪高电压技术学科发展的几点思考. 中国电力, 2000, 33(6): 86-88.
- [9] 张仁豫, 关志成, 薛家麒. 绝缘污秽放电. 北京: 水利电力出版社, 1994.
- [10] 机械工程手册电机工程手册编辑委员会. 电机工程手册——输变电、配电设备卷. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 1996.
- [11] 梁曦东等. 复合绝缘子鸟粪闪络与不明原因闪络. 电网技术, 2001, 25(1): 40-43.
- [12] Burnham J T., Bird streamer flashover on FPL transmission lines. IEEE Trans. on Power Delivery, 1995, 10(2): 970-977.
- [13] 陈化钢. 电力设备预防性试验方法及诊断技术. 北京: 中国科学技术出版社, 2001.
- [14] 雷国富, 陈占梅. 高压电气设备绝缘诊断技术. 北京: 水利电力出版社, 1994.
- [15] 陈家斌. 电气设备运行维护及故障处理. 北京: 中国水利水电出版社, 2003.
- [16] 刘习生. 瓷绝缘子的老化及其鉴定. 高电压技术, 2002, 28(3): 52-54.
- [17] 关志成. 现场污秽程度的测量及其在交流系统绝缘子选择上的作用. 电瓷避雷器, 1981(6): 34-41.
- [18] 张仁豫, 关志成. 染污绝缘子在交流及正、负极性直流电压作用下污闪电压差异的研究. 高电压技术, 1984, 10(2): 2-8.
- [19] 张仁豫, 朱德恒, 关志成. 自然污染与人工染污绝缘子的闪络电压与泄漏电流间关系的研究. 电工技术学报, 1984, 2(12): 1-5.
- [20] 关志成, 张仁豫. 染污绝缘子在直流电压下的污闪条件分析. 清华大学学报(自然科学版), 1986, 26(2): 59-68.
- [21] 关志成, 张仁豫. 染污绝缘子在交流电压下的污闪条件分析. 清华大学学报(自然科学版), 1986, 26(3): 31-39.
- [22] 关志成, 王绍武, 梁曦东, 王黎明, 范矩. 我国电力系统绝缘子污闪事故及其对策. 高电压技术, 2000, 26(6): 37-39.
- [23] 梁曦东. 500kV 复合绝缘子的研究. 清华大学工学博士学位论文, 1990.
- [24] 陈原. 超高压直流复合绝缘子的研究. 清华大学工学博士学位论文, 1997.
- [25] 李治. 基于泄漏电流的绝缘子染污状态评价的研究. 清华大学工程硕士专业学位论文, 2003.
- [26] 张仁豫, 关志成, 薛家麒. 绝缘污秽放电. 北京: 水利电力出版社, 1994.
- [27] 朱可能, 关志成, 贾志东. RTV 硅橡胶涂料防污闪技术及其在天津电网中的应用. 中国电力, 2002, 35(5): 57-61.
- [28] Guan Zhicheng, Jia Zhidong. The Developments of Room Temperature Vulcanized Silicone Rubber Coating and Its Application in China. 2002 ICTD, Japan.
- [29] 贾志东, 关志成. 室温硫化硅橡胶涂料的老化性能及寿命分析. 高电压技术, 1997, 23(3): 56-59.
- [30] 黄超峰, 关志成, 张仁豫. 绝缘子污闪性能与气压关系. 高电压技术, 1993, 19(4): 21-27.
- [31] 张仁豫, 关志成, 黄超峰. 低气压对玻璃板表面污闪电压的影响. 电网技术, 1994, 18(3): 17-21.
- [32] 关志成, 刘虹, 王黎明, 等. 用局部表面电导率法研究绝缘子的积污规律. 清华大学学报, 2000, 40(1): 10-12.
- [33] 中国电力科学院. 高海拔区直流绝缘子污闪特性研究. 《±500kV 直流输电外绝缘特性研究》系列(6).
- [34] 赵晓君. 高压直流输电工程技术. 中国电力出版社, 2004. 8.
- [35] 西北电网 750kV 输变电工程关键技术研究. 清华大学高压实验室研究报告, 2002.
- [36] 黄超峰. 高海拔地区染污绝缘放电特性的研究. 清华大学博士学位论文, 1993.
- [37] 蒋兴良, 陈爱军, 张志劲, 胡建林, 孙才新. 盐密和灰密对 110kV 复合绝缘子闪络电压的影响. 中国电机工程学报, 2006, 26(9): 150-154.





## 第6篇 直流输电设备

主编单位：西安高压电器研究院有限责任公司(原西安高压电器研究所)  
西安西电变压器有限责任公司  
中国西电集团公司直流处  
许继集团有限公司  
武汉大学  
西安西电避雷器有限责任公司

主 编：苟锐锋 宓传龙 张业广 张 望 文习山 贾东旭

编写人员：苟锐锋 (西安高压电器研究院有限责任公司)  
宓传龙 (西安西电变压器有限责任公司)  
张业广 (中国西电集团公司直流处)  
张 望 (许继集团有限公司)  
文习山 (武汉大学)  
贾东旭 (西安西电避雷器有限责任公司)  
周晓琴 (西安高压电器研究院有限责任公司)  
汪德华 (西安西电变压器有限责任公司)  
朱 静 (西安高压电器研究院有限责任公司)  
张万荣 (西安高压电器研究院有限责任公司)  
张爱玲 (许继集团有限公司)  
姚君瑞 (西安高压电器研究院有限责任公司)  
黄利军 (许继集团有限公司)  
何计谋 (西安西电避雷器有限责任公司)  
帅远明 (西安西电变压器有限责任公司)  
陈 荣 (西安西电变压器有限责任公司)  
郝俊芳 (许继集团有限公司)  
任军辉 (西安高压电器研究院有限责任公司)





# 第1章 概 述

## 1 直流输电基本原理

目前电力系统中的发电和用电绝大部分为交流，要采用直流输电必须进行换流。换流过程包括整流和逆变，即先将送端的交流变换为直流（整流），通过直流线路将直流功率输送到受端，再将直流变换为交流（逆变）送到受端交流系统。进行整流变换的叫整流站，进行逆变变换的叫逆变站。整流站和逆变站统称为换流站。

两端直流输电系统的原理如图 6.1-1 所示。这是一个典型的两端直流输电系统。其中包括两个换流站和直流输电线路。两个换流站的直流端分别接在直流输电线路的两端。它们的交流端则分别连接到两个交流系统 I 和 II。

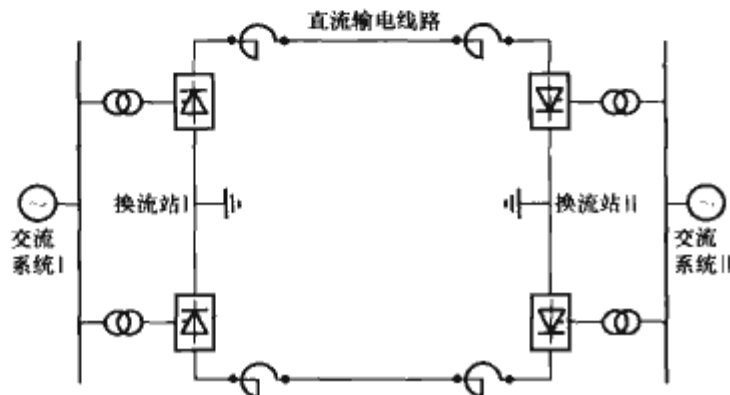


图 6.1-1 两端直流输电系统原理图

电网换相（有源换相）是目前直流输电工程常用的方式，换流的本质就是借助于交流电网（换流变压器的阀侧绕组）所提供的两相短路电流（换相电流）来实现换相。换流器的主要组成元件是晶闸管换流阀、换流变压器、控制保护设备及其他辅助设备。换流的过程是利用晶闸管的单向导通特性，在触发脉冲的作用下，按照一定的次序轮流导通和关断，将直流侧轮流接到交流电源的某两相中，从而将交流变为直流或将直流变为交流。

## 2 直流输电系统主要设备

各类型直流输电系统结构中，除了背靠背输电系统的整流换流器和逆变换流器之间无直流输电线路，是直接相连接外，其他直流输电系统构成都包括换流站、直流输电线路与直流输电接地极三大部分。两端直流输电系统基本构成示意图如图 6.1-2 所示。

换流站交流场中的交流开关设备、交流测量设备、交流避雷器等属于常规交流设备，在其他篇中有详细介绍，本篇不予叙述。

### 2.1 换流站主要设备

换流站是直流输电最主要的部分，根据运行状态可分为整流站和逆变站，两者的主要设备基本相同。

换流站的主要设备被分别布置在交流场、直流场、阀厅及控制楼范围内。

交流场主要包括按主接线要求进行连接的换流站开关设备、交流滤波器及无功补偿设备、防止设备遭受过电压侵害

的交流避雷器，以及对交流侧的电流、电压等电气量进行监测的交流测量装置。在交流场与阀厅之间安装若干台换流变压器及其辅助装置。

阀厅及控制楼分别安装晶闸管换流阀及其相应的开关设备和过电压保护设备、阀的内冷却设备、辅助电源设备、通信设备及控制保护等设备。

直流场主要布置平波电抗器、直流滤波器、过电压保护装置、直流测量装置，以及用于运行方式切换和故障清除所需的直流开关装置。

因此，在高压直流输电系统中，换流站设备主要包括换流阀、换流变压器、平波电抗器、交直流开关设备、交流滤波器、直流滤波器、控制保护装置、交直流避雷器、交直流绝缘子、无功补偿装置、测量装置等设备。

#### 2.1.1 换流阀

换流阀是换流器的基本单元，是进行换流的关键设备，是一组高压开关或阀。目前绝大多数直流输电工程均采用晶闸管阀，它们依次将三相交流电压连接到直流端，以便得到期望的变换和对功率的控制。它除了具有进行整流和逆变的功能外，在整流站还具有开关的功能，可利用其快速可控性对直流输电的启动和停运进行快速操作。

#### 2.1.2 换流变压器

换流变压器是换流器中连接换流阀与交流系统的重要设备，它提供交流系统和直流系统之间的接口，在直流输电系统中有着重要作用，主要作用有以下几方面：

(1) 传送电力。

(2) 把交流系统电压变换为直流系统换流阀所需的电压。

(3) 换流变压器漏抗可以限制阀臂短路和直流母线上短路的故障电流，使换流器免遭损坏。

(4) 对沿交流线路侵入到换流站的雷电冲击过电压波起到缓冲抑制的作用。

#### 2.1.3 平波电抗器

平波电抗器作为直流场中的主要设备，其主要作用有以下几方面：

(1) 可以平滑直流电流，减少直流电流波动，限制直流线路中的谐波电流和谐波电压分量，减少直流线路对沿线通信线路及无线电干扰。

(2) 避免直流轻负荷运行时直流电流的断续。

(3) 用于直流系统发生扰动时，抑制直流电流上升速度。在逆变侧发生某些故障时，平波电抗器可以避免引起继发的换相失败，减少因交流电压下降造成的换相失败几率。

(4) 防止由直流线路或直流开关站所产生的陡波冲击波进入阀厅，使得换流阀免于遭受过电压而损坏。

(5) 与直流滤波器一起在直流侧起到抑制谐波作用。

#### 2.1.4 直流开关设备

两端直流输电系统的直流主回路接线包括单极和双极的多种方式。为了不同接线方式的切换，需要借助直流开关设备实现。

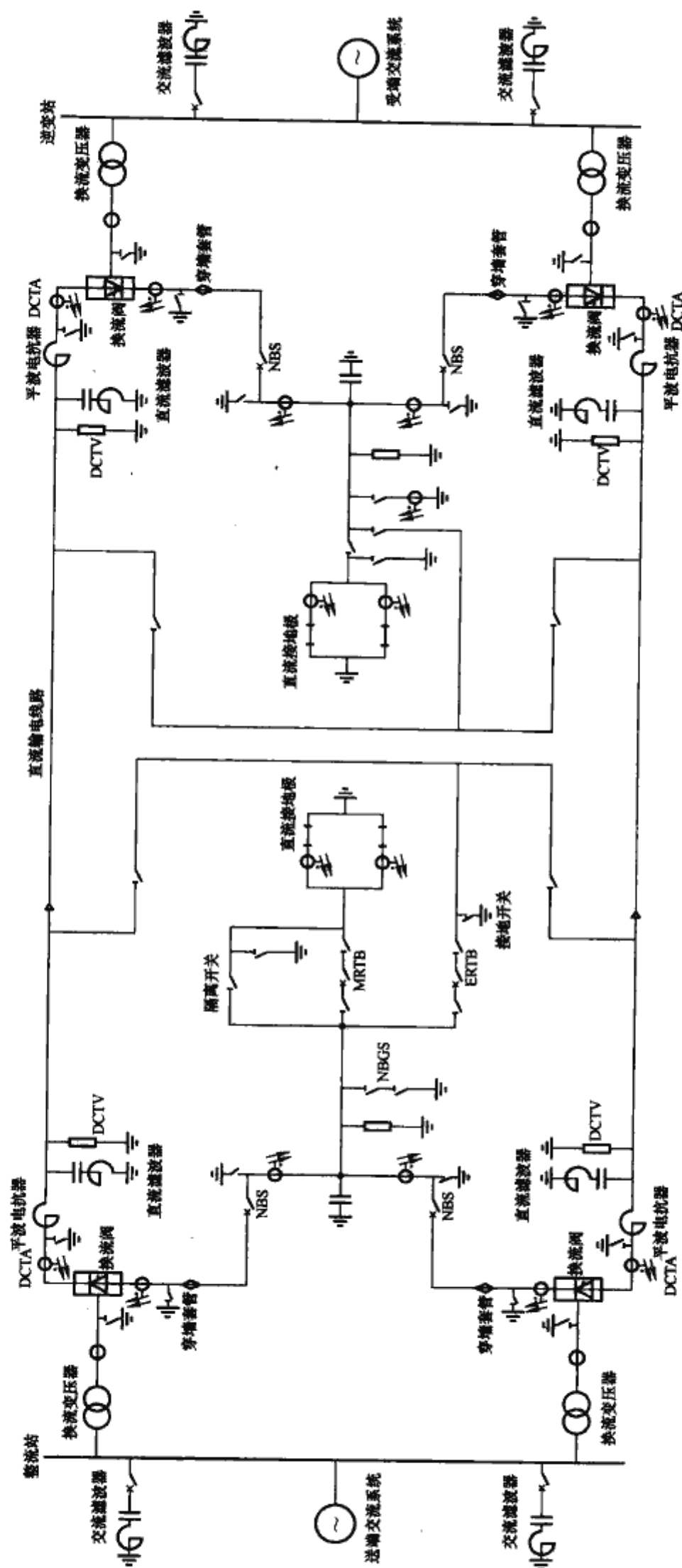


图 6.1-2 两端直流输电系统基本结构示意图

DCTV—直流电压互感器；DCTA—直流电流互感器；NBS—中性母线开关；NBSGS—中性母线接地开关；MRTB—金属回线转换开关；ERTB—大地回线转换开关



在多端直流输电系统中，需要用高压直流断路器以切断正常负荷电流和故障电流，以保证多端系统运行可靠性和操作的灵活性。

直流开关的主要作用有以下几方面：

- 1) 改变直流系统的接线方式。
- 2) 清除直流侧出现的故障。
- 3) 多端直流系统中切合直流回路。

#### 2.1.5 交流滤波器

交流滤波器元件主要由高低压电容器、电抗器、电阻器及避雷器元件组成。其主要作用有以下几方面：

(1) 滤除换流器产生的谐波，使换流站交流母线电压畸变率及电压谐波波形系数等指标达到标准所规定的限制要求。

(2) 提供换流器所消耗的无功功率，使换流站与交流系统的无功功率交换满足交流系统稳定运行的要求。

#### 2.1.6 直流滤波器

为减少注入直流线路的谐波电流，降低谐波电流对沿线通信线路的干扰，必须在换流站直流侧装设滤波器。直流滤波器元件主要包括高低压电容器、电抗器、避雷器等元件。

#### 2.1.7 无功补偿设备

为了提供换流过程所需的大量无功功率，除了换流站所装交流滤波器外，还可根据需要另外加装无功补偿装置，如并联电容器、并联电抗器、同步调相机、静止无功补偿装置等。

#### 2.1.8 交直流避雷器

在高压直流输电系统中需装设交直流避雷器，以对过电压进行限制，对设备提供保护。

#### 2.1.9 绝缘子

在高压直流输电系统中，配置有交直流绝缘子或套管，用于绝缘、支撑和连接。如滤波器绝缘子、开关支柱绝缘子、直流线路悬式绝缘子、换流变压器套管、平波电抗器套管、穿墙套管、阀厅悬式绝缘子和母线支柱绝缘子等。

#### 2.1.10 控制保护设备

控制保护设备是实现直流输电系统正常起停、运行、改变运行参数与自动调节、故障处理与保护、保证直流输电系统性能的关键。

#### 2.1.11 测量装置

高压直流输电系统必须配置完整的交直流测量装置，以取得必要的系统数据和信息，这些信息将用于监测以及系统中的控制和保护等。

### 2.2 直流输电线路与直流接地极

高压直流输电系统通过直流输电线路和直流接地极实现直流电的传输。

#### 2.2.1 直流输电线路

直流输电线路分为架空线路、电缆线路以及架空—电缆混合线路。

#### 2.2.2 直流接地极

在直流输电系统中，利用直流接地极一方面可以起到钳制中性点电位的作用；另一方面也可提供直流通路。当单极大地回线运行或双极两端接地方式运行有一极因故障检修退出运行时，直流系统利用大地或海水作为回流电路，大地或海水回流电路将通过全部直流电流，此时就需要设置电极将电流引入大地或海水。

## 第2章 换流阀

### 1 换流阀的主要性能

在直流输电 (HVDC) 系统中, 目前广泛采用三相桥式换流器以实现将交流电变成直流电, 或将直流电逆变为交流电的换流。三相桥式换流器的桥臂称为换流阀, 它是换流器的基本单元, 是进行换流的关键设备。它除了具有进行整流和逆变的功能外, 在整流站还具有开关的功能, 可利用其快速可控性对直流输电的起动和停运进行快速操作。20 世纪 80 年代以来, 半导体阀代替了汞弧阀, 半导体阀可分为常规晶闸管阀 (简称晶闸管阀, 也称可控硅阀)、低频门极关断晶闸管阀 (GTO 阀) 和高频绝缘栅双极晶体管阀 (IGBT 阀) 三类。目前绝大多数直流输电工程采用晶闸管阀。

#### 1.1 阀电气性能

##### 1.1.1 阀电气性能与晶闸管元件特性

###### 1.1.1.1 阀电气性能

12 脉波换流单元阀的基本电气性能:

(1) 阀最主要的特性是仅能在一个方向导通电流, 这个方向定为正向。电流仅在一个周期的  $1/3$  期间内流过一个阀。

(2) 不导通的阀应能耐受正向及反向阻断电压, 阀电压最大值由避雷器保护水平确定。

(3) 当阀上的电压为正且得到一个控制脉冲时, 阀就会从闭锁状态转向导通状态, 一直到流过阀的电流减小到零为止, 阀始终处于导通状态, 不能自动关断。一旦流过阀的电流到零, 阀即关断。

(4) 阀要有一定的过电流能力, 通过健全阀的最大过电流发生在阀两端间的直接短路, 而过电流的幅值主要由系统短路容量和换流变压器短路阻抗决定。

现代高压直流换流阀主要由晶闸管元件串联组成 (由于元件电流额定值已能满足工程要求, 一般无需并联接线), 阀的电气性能通过晶闸管元件的特性来实现。

###### 1.1.1.2 晶闸管元件特性

晶闸管元件特性曲线如图 6.2-1 所示, 它具有以下主要特性:

(1) 阳极伏安特性。当加在晶闸管元件上的正向阳极电压增加时, 如果门极电流为零, 正向阳极电流将随阳极电压的增加而从零缓慢加大, 即使正向电压已加到很高, 电流仍只有几毫安, 元件处于正向阻断状态, 此时的阳极电流称为正向漏电流。待电压升到某一数值  $U_{\text{FSM}}$  (断态不重复峰值电压), 电流突然急剧增加, 管压降突然降至很小 ( $0.5 \sim 1.5\text{V}$ ) 时, 元件转入导通状态。如果元件上的电压多次超过  $U_{\text{FSM}}$ , 且有大电流通过, 则将使元件特性恶化以致损坏。如果门极电流不为零, 则随着门极电流的增加, 晶闸管元件由阻断状态变为导通状态所需的正向阳极电压就减小。如果门极电流达到其可触发电流, 则晶闸管元件在很低的正向阳极电压下就能导通。

晶闸管元件的阳极 (与阴极之间) 加上反向电压时的特性和二极管相似, 只有很小的反向漏电流, 且随反向电压的

加大而增大。如果反向电压达到  $U_{\text{RSM}}$  (反向不重复峰值电压) 时, 反向电流急剧增加, 元件将被击穿而损坏, 因而元件上所加的反向电压只能小于  $U_{\text{RSM}}$ 。

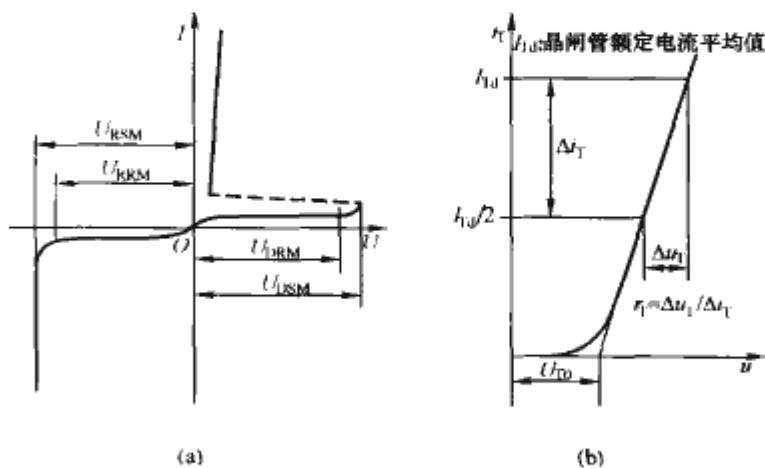


图 6.2-1 晶闸管元件特性曲线  
(a) 阳极伏安特性曲线; (b) 开通特性曲线

(2) 门极特性。晶闸管元件的门极正向电压和正向电流之间的关系, 称为门极特性。在门极与阴极之间施加正向电压, 必然显示出二极管的特性, 但又有别于普通二极管。其正、反向电阻差别较小, 在门极正常触发区内, 应既能使元件可靠触发开通, 又不致使门极击穿或过热。

(3) 断态重复峰值电压 ( $U_{\text{FSM}}$ )。指晶闸管门极断路和正向阻断条件下, 可施加的重复率为每秒 50 次且持续时间不大于 10ms 的断态最大脉冲电压。

(4) 反向重复峰值电压 ( $U_{\text{RRM}}$ )。指晶闸管在门极断路条件下, 可施加的重复率为每秒 50 次且持续时间不大于 10ms 的反向最大脉冲电压。

(5) 额定平均电流。指在规定的环境和散热条件下, 允许通过的工频正弦半波电流的平均值, 而表征元件发热情况的电流常以有效值表示。

(6) 断态临界电压上升率  $du/dt$ 。在额定结温和门极开断条件下, 不导致晶闸管元件从断态转变为通态的最大阳极电压上升率, 一般在每微秒几千伏范围内, 容许的  $du/dt$  最大值与结温有关, 结温越高, 容许的  $du/dt$  越低。

(7) 通态临界电流上升率  $di/dt$ 。当用门极触发使元件开通时, 晶闸管元件能承受而不发生有害影响的最大通态电流上升率, 一般在每微秒数千安范围内。晶闸管允许的  $di/dt$  大小与开通过程有关。当元件开通时, 首先在门极附近的结面逐渐形成导通区, 然后逐步扩展到整个结面完全导通, 整个过程约几微秒到几十微秒。若  $di/dt$  过大, 元件 PN 结面还未完全导通, 门极附近的结面电流密度过大, 则会发生局部过热而导致元件损坏。

(8) 开通时间  $t_{\text{on}}$ 。从门极加上触发脉冲开始到阳极电流上升到稳态值 10% 的这段时间, 称延迟时间  $t_{\text{d0}}$ , 与此同时阳极与阴极间的压降在减小。阳极电流从稳态值 10% 上升到 90% 所需的时间, 称为上升时间  $t_{\text{r0}}$ 。开通时间  $t_{\text{on}}$  定义为上述两者之和, 即  $t_{\text{on}} = t_{\text{d0}} + t_{\text{r0}}$ 。

(9) 关断时间  $t_{\text{off}}$ 。这里所说的关断是指元件的阳极、



阴极回路在外电路作用下使晶闸管元件开始关断,不涉及门极可关断晶闸管元件。关断时间指在额定结温下元件正向电流为零起到元件恢复阻断能力为止的这段时间。关断时间  $t_{off}$  是反向阻断恢复时间  $t_{rr}$  和正向阻断恢复时间  $t_{pr}$  之和,即  $t_{off} = t_{rr} + t_{pr}$ 。

(10) 门槛电压  $U_{TO}$  和斜率电阻  $r_T$  这是计算晶闸管通态损耗的重要参数,如图 6.2-1 (b) 所示。

换流阀性能的优劣与晶闸管元件特性直接相关。从换流阀设计的基本要求看,阀的优化是综合考虑技术和经济的复杂问题,其中串联晶闸管元件最少和优选晶闸管元件参数是阀设计的一个重要目标。为减少串联元件数,降低相应损耗和成本,应要求元件耐压水平高、电流定值大,即要求提高单个元件的开关功率容量。晶闸管直径  $\phi 125\text{mm}$ 、 $8\text{kV}$  左右耐压水平和  $3\text{kA}$  以上电流定值的晶闸管元件已在工程中采用。除减少元件串联数外,阀设计还应降低串联回路中电压分布不均匀系数,并更好地利用晶闸管元件的电流能力,以及阀内晶闸管元件各种参数的分散性为最小。如元件的开通时间应尽可能一致,尽可能小,这样可大大减小开通过电压;元件的恢复电荷应尽可能小,尽可能一致,这样可大大减小关断过电压,提高关断速度;又如元件的  $di/dt$  能力、承受浪涌电流能力应尽可能高,将有利于降低阀的成本及尺寸;选择触发功率小的和通态压降低的晶闸管元件,可减少阀的损耗。目前有不少耐压水平高的元件还不能用在直流换流阀上,就是因为通态压降太高,使阀的损耗高到无法接受。若仅为降低阀损耗,选用通态压降低的元件,则其耐压能力又受到很大限制,将导致串联元件数增加。

由于晶闸管元件参数之间相互制约,现代高压直流换流阀的设计应根据性能要求,合理地选择主要参数指标。换流阀的设计也是晶闸管元件参数优化的过程。

换流阀设计的核心是确定最小晶闸管串联数,晶闸管参数与换流阀设计的关系如图 6.2-2 所示。

### 1.1.2 阀的耐压性能

晶闸管阀应能承受各种不同的过电压,阀的耐压设计应考虑保护裕度。当考虑到电压的不均匀分布、过电压保护水平的分散性以及其它阀内非线性因素对阀应力的影响时,保护裕度必须大于工程规范书规定的值。

通常,阀的过电压耐受能力是由每个晶闸管的耐压水平

通过多个元件串联叠加来实现的,故在一定的元件耐压水平参数下,阀的耐压能力由晶闸管的串联元件数所决定。

阀臂中每数个元件串联之后(称为组件)与一个(或数个)饱和电抗器串联,而该电抗器将承担陡波冲击( $1200\text{kV}/\mu\text{s}$ )的大部分过电压和雷电冲击的部分过电压,而且平波电抗器还将限制从线路侵入的雷电流,故上述两种过电压对阀臂串联元件数不是主要的控制因素。

操作冲击是决定串联元件数的主要因素。

从绝缘配合要求看,阀臂正向非重复阻断电压应高于避雷器保护水平和最小正向紧急触发电压,阀臂的反向非重复阻断电压应高于避雷器保护水平并满足最小绝缘配合裕度要求。

绝缘配合要求考虑以下几方面:

(1) 各种电压下阀电压分布不均匀系数。

(2) 阀耐受电压应高于正向保护触发电压、避雷器操作冲击动作电压、雷电冲击保护动作电压。阀耐受电压能力需考虑有无冗余晶闸管两种情况。

(3) 阀设计采用保护措施,用来抑制可能出现最大上升率的陡波过电压。其上升率由绝缘配合决定,不能小于  $1200\text{kV}/\mu\text{s}$ 。

(4) 阀设计在电流过零反向恢复期间,对产生各类正向电压上升率采取保护措施。

此外,阀应能在晶闸管级保护触发动作时连续运行,在最大工频过电压,如交流系统故障后的甩负荷工频过电压下,阀的保护触发不应因逆变换相暂态过冲而动作,保护触发不应影响此后的直流系统恢复。另外,在正常控制过程中的触发角快速变化不应引起保护触发动作。

为了阀的安全可靠运行,在进行换流阀设计时,还要考虑元件的故障率和冗余度。根据经验,每个阀中晶闸管级的冗余数应大于运行周期内晶闸管级损坏数期望值的 2.5 倍,不应小于阀中晶闸管级总数的 3%。晶闸管级的故障率应包括晶闸管元件故障率及辅助元件如阻尼电容器、阻尼电阻器和控制单元的故障率。

冗余晶闸管级是指在阀中满足最低耐压水平所要求的最少串联晶闸管级数上再多串联的晶闸管级数,以补偿在运行中由于故障而损坏的晶闸管级数。其冗余度定义如下

$$f_r = \frac{n_T}{n_T + n_{Tr}} \quad (6.2-1)$$

式中:  $n_T$  为阀中串联晶闸管级总数;  $n_{Tr}$  为阀中串联晶闸管级冗余数。

依据工程经验,晶闸管换流阀的冗余度不宜小于 1.03,且每阀臂冗余元件数不应少于 3 个。

### 1.1.3 阀的电流性能

晶闸管阀不仅应能承载额定运行、连续过负荷及短时过负荷工况下的直流电流,还应具有一定的暂态过电流能力。对晶闸管元件来说,常用浪涌电流能力  $I_{STM}$  来表征。

工程中一般要求阀对由故障引起的暂态过电流应具有承受能力有:①晶闸管在元件最高结温下,所有的冗余元件已用完,对于阀运行中任何故障所造成的

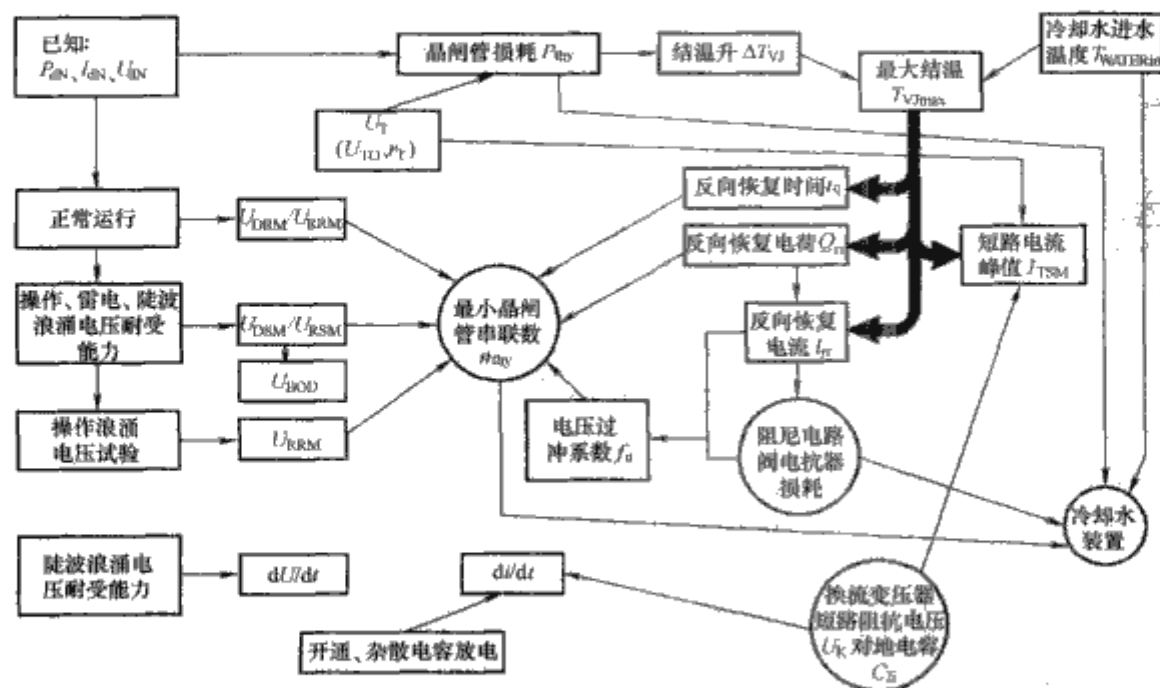


图 6.2-2 晶闸管参数与换流阀设计的关系图



最高短路过电流, 阀应承受一个完全偏置的不对称电流波, 并且对于在此之后立即重现的在计算过电流时所采用的同样的交流系统短路水平下的最大工频过电压, 阀应保持完全的闭锁能力而不引起损坏及阀特性的永久改变。②如果不要求阀闭锁任何正向电压, 阀应能承受数个完全不对称的电流波, 其数量取决于换流变压器回路断路器的开断时间, 在短路电流波之间, 阀上将出现反向恢复电压, 其幅值与最大短路过电流同时出现的最大动态工频过电压相同, 在这种情况下, 阀应能保持导通。当单个阀中所有的晶闸管元件全部短路或单阀外部闪络, 实际上将形成两相短路电流, 此时阀内电抗器和引线应能在机械上承受这种过电流。这种故障对整流侧最为严重。

计算最大故障电流应考虑的运行条件为: 最高的阀侧绕组电压、最小的换流变压器电抗、最大的交流系统短路水平和最小触发角 ( $5^\circ$ )。

#### 1.1.4 阀的损耗特性

换流阀的损耗是高压直流输电系统性能保证值的重要基础, 是评价换流阀性能优劣的重要指标。根据直流输电工程的经验, 换流站在额定工况时的损耗约小于传输功率的 1%, 而阀的损耗则占全站损耗的 25% 左右。阀的损耗是由晶闸管元件的各种损耗和阀内辅助系统元件或设备的损耗组成。

晶闸管换流阀主要由晶闸管、阀电抗器、直流均压电阻、阻尼电容和电阻、陡波均压电容、晶闸管触发及监测系统等组成。换流阀的损耗有 85%~95% 产生在晶闸管和阻尼电阻上。由于换流阀在运行中的波形复杂, 目前还没有一个较好的直接测量损耗的办法。通常是采用分别计算出晶闸管阀的各损耗分量, 然后总加起来而得到换流阀的损耗。换流阀的各损耗分量是采用出厂试验的数据和标准的计算方法而求取。损耗是按一个阀 (即一个桥臂) 为单位来计算的。换流阀的热备用损耗是在阀已充电但处于闭锁状态下的损耗。阀的冷却设备的损耗通常计入站用电损耗中。

阀闭锁时产生损耗 (空载运行损耗) 的机理与额定运行时产生损耗 (运行损耗) 的机理不同。

12 脉波高压直流换流器的三相简图见图 6.2-3。图中每个阀按照其导通顺序加以标记。

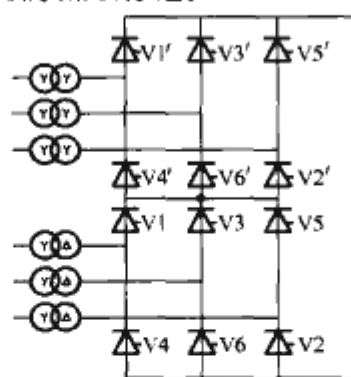


图 6.2-3 12 脉波高压直流换流器的三相简图

典型阀的简化等效电路见图 6.2-4。C<sub>AC</sub> 和 R<sub>AC</sub> 是均压及抑制过电压用 R-C 阻尼回路的相应电容、电阻的组合值。R<sub>DC</sub> 代表阀电压闭锁时产生损耗的各段直流电阻及其他电阻元件, 其中也包括了晶闸管泄漏电流的作用。C<sub>s</sub> 包括了杂散电容和涌流分布电容 (如有使用时)。L<sub>s</sub> 代表了饱和电抗, 用于限制 di/dt 应力到安全值, 并改善快速上升电压的分布。R<sub>s</sub> 代表阀电流流经元件的电阻, 如母线排、接触电阻、饱和电抗器的线圈电阻等。阀避雷器 (未显示出) 的功率损耗将被忽略。

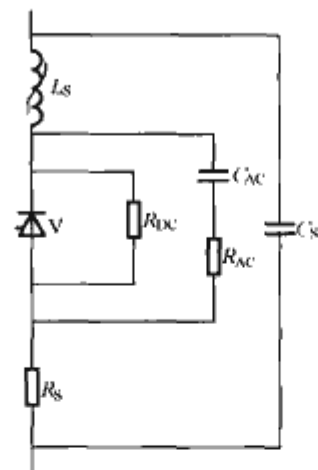


图 6.2-4 典型阀的简化等效电路图

图 6.2-5 显示了阀 1 (见图 6.2-3) 运行在整流和逆变方式下电流、电压的波形。上半桥中的阀触发时刻相对于下半桥中的阀触发时刻要滞后  $30^\circ$ , 这是由于换流变压器副边绕组的相位差所致。每一阀的导通时间是  $130^\circ$  ( $2\pi/3 + \mu$ )。

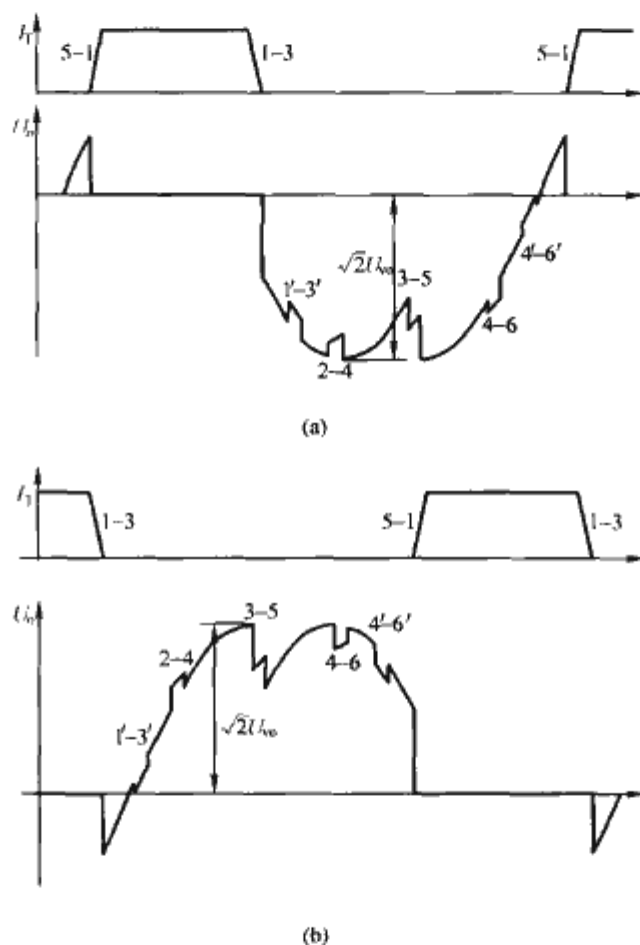


图 6.2-5 12 脉波换流器阀的工作电压和电流波形图

(a) 整流器运行图  $\alpha=20^\circ$ ,  $\mu=10^\circ$ ;  
(b) 逆变器运行图  $\alpha=20^\circ$ ,  $\mu=10^\circ$

这里, 假定换相期间的阀电流是线性变化的, 而实际阀电流是属于正弦波的一部分。这种简化对求出的损耗的影响微不足道, 梯形波明显地简化了计算。阀闭锁的电压波形上显示出阀间换相引起的缺口。

晶闸管阀的损耗由以下 8 个分量所组成。

##### 1.1.4.1 单阀晶闸管通态损耗 $P_{V1}$

这部分损耗是图 6.2-6 所示的导通电流  $i(t)$  与相应的理想通态电压之乘积。如果直流桥的电流是平滑无谐波的, 使用式 (6.2-2) 计算; 当直流侧谐波电流平方和的平方根大于直流分量的 5% 时, 应使用式 (6.2-3) 代替。

$$P_{V1a} = \frac{n_T I_d}{3} \left[ U_{T0} + r_T \left( \frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right) \right] \quad (6.2-2)$$



$$P_{V1b} = \frac{n_T I_d U_{T0}}{3} + \frac{n_T r_T}{3} \left( I_d^2 + \sum_{n=12}^{n=48} I_n^2 \right) \left( \frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right) \quad (6.2-3)$$

式中:  $U_{T0}$  为与电流无关的普通晶闸管的通态电压, V;  $r_T$  是普通晶闸管通态特性的斜率电阻,  $\Omega$ ;  $I_n$  是换流桥直流线路中  $n$  次谐波电流的有效值, A;  $n_T$  是阀串联的晶闸管数量。

$U_{T0}$  和  $r_T$  [见图 6.2-1 (b)] 是在适当电流及结温下, 由测得的全开通电压确定的。 $U_{T0}$  和  $r_T$  的平均值是从特定工程的晶闸管生产记录中, 在 100% 和 50% 额定直流电流下获得的。 $U_{T0}$  和  $r_T$  与温度的关系可通过对晶闸管进行的型式试验或例行试验中大量的统计数据建立, 必要时用来将  $U_{T0}$  和  $r_T$  校正到合适的晶闸管工作结温下。

#### 1.1.4.2 单阀晶闸管的开通损耗 $P_{V2}$

这部分损耗是晶闸管导通的附加损耗, 出现在晶闸管开通后延迟到半导体全开通的过程中。该损耗等于电流乘以晶闸管实际开通电压与其理想通态电压降之差 [见图 6.2-6 (b) 中的阴影区]。即

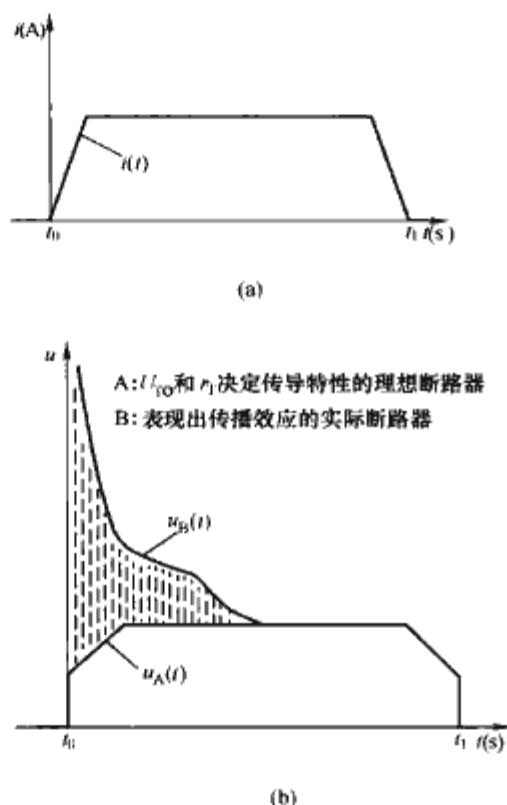


图 6.2-6 通态电流和电压降  
(a) 通态电流; (b) 通过一个理想的晶闸管 A 和一个实际的晶闸管 B 的电压降

$$P_{V2} = n_T f \int_0^{t_1} [u_B(t) - u_A(t)] i(t) dt \quad (6.2-4)$$

式中:  $t_1$  为导通区长度, s, 由式 (6.2-5) 给出

$$t_1 = \frac{\frac{2}{3}\pi + \mu}{2\pi f} \quad (6.2-5)$$

$u_B(t)$  是晶闸管的瞬时通态电压, V。该晶闸管的全通态电压是所用晶闸管的典型。此瞬时通态电压是在适当的结温度下, 由体现正确电流幅值及换相重叠区间的梯形电流脉冲测量确定的。

$u_A(t)$  是在同样的晶闸管结温下, 用相同的电流脉冲, 但导通区间取为整个导通期的情况下计算出的普通晶闸管的瞬时通态电压, V。它仅用  $U_{T0}$  和  $r_T$  表示的开通特性导出。

$i(t)$  是晶闸管的暂态电流, A。

瞬时通态电压的数据, 包括开通延伸的影响, 通常从晶闸管的生产记录中无法得到。因而典型晶闸管的通态电压的

测量 (包括其开通延伸期), 应当在阀定期的触发、关断的型式试验中得到, 或者从单独进行的试验室试验中大量晶闸管的统计数据中获得。

#### 1.1.4.3 单阀的其他导通损耗 $P_{V3}$

这部分导通损耗是由阀主回路中晶闸管以外的其他元件的导通损耗。即

$$P_{V3} = \frac{R_S I_d^2}{3} \left( \frac{2\pi - \mu}{2\pi} \right) \quad (6.2-6)$$

式中:  $R_S$  为阀回路两端子间不包括晶闸管时的直流电阻,  $\Omega$  (见图 6.2-4)。

$R_S$  的值通过直接测量具有代表性的阀段来确定, 此阀段包括了阀主回路中所有的元件, 但阀段中的晶闸管用适当尺寸的铜块代替, 并且接点的处理与真正的晶闸管相同。或者, 此电阻也可以计算出, 在此情况下, 应当对计算方法加以论证。

#### 1.1.4.4 与直流电压有关的单阀损耗 $P_{V4}$

这部分损耗是阀的并联电阻  $R_{DC}$  的损耗, 它是由非导通期间出现在阀两端间的电压造成的。它包括由晶闸管闭锁、反向泄漏、各级直流电阻、其他电阻性电路和晶闸管的并联元件、冷却管中冷却剂的电阻、构架、光纤等阻性效应引起的损耗。即

$$P_{V4} = \frac{U_{V0}^2}{2\pi R_{DC}} \left\{ \frac{4}{3} + \frac{\sqrt{3}}{4} [\cos 2\alpha + \cos(2\alpha + 2\mu)] + \frac{6m^2 - 12m - 7}{8} [\sin 2\alpha - \sin(2\alpha + 2\mu)] + 2\mu \right\} \quad (6.2-7)$$

$$m = L_1 / (L_1 + L_2)$$

式中:  $R_{DC}$  是整个阀关断状态时的有效直流电阻, 它通过测量阀的两端子间直流电压型式试验期间的直流电流来确定,  $\Omega$ 。如果没有进行晶闸管阀的型式试验, 将参照以前的型式试验确定;  $L_1$  是换相电压源与 Y- $\Delta$  面接绕组公共耦合点之间的阀侧绕组电感, H, 它包括变压器线圈端子与交流滤波器连接点之间的所有外部电感, 见图 6.2-7;  $L_2$  是指换流变压器 Y- $\Delta$  面接绕组公共耦合点与阀之间的阀侧绕组电感, H, 它包括阀电抗器的饱和电感, 两换流变压器二次绕组的  $L_2$  相同 ( $L_{2\Delta} = L_{2Y}$ )。

应注意以下几个问题:

(1) 式 (6.2-7) 仅适用于  $\mu < \pi/6$  ( $30^\circ$ )。

(2) 因为在运行温度下, 晶闸管阻性泄漏电流通常比前述的周围空气温度下的电流大得多, 所以有必要在测量  $R_{DC}$  前将阀的晶闸管加热到晶闸管正确的运行温度, 或者在单独获得的普通晶闸管的测量数据后进行校正, 包括提到的温度效应, 液态冷却液也是如此。

(3)  $m$  值是换流变压器两二次绕组间感应耦合效应的量化值。它决定了其他桥换相所引起的豁口大小 (图 6.2-5 中 1'-3' 和 4'-6')。如果  $m=0$ , 则两换流桥间就没有耦合, 1'-3' 和 4'-6' 的豁口也就同时消失。图 6.2-5 中所示的豁口对应于  $m=0.2$ 。

(4)  $L_1$  和  $L_2$  的值通过测量换流变压器短路阻抗得到, 并加上要求的所有外部电感。 $L_1$  的值包括共用耦合点与换相电压源之间的所有公共的外部电感 (如电力线路载波滤波器)。在不接交流谐波滤波器时,  $L_1$  也包括交流系统的阻抗。当使用单独的变压器分别给 Y 接桥阀和  $\Delta$  接桥阀供电, 且不计附加的线路侧电感时,  $L_1=0$ , 则  $m=0$ 。当使用三绕组供电时, 由于其公共绕组的阻抗及其两二次绕组的互感作用, 使得  $L_1 \neq 0$ ,  $L_1$  可能是正, 也可能是负。对于更复杂

的变压器连接, 诸如将滤波器接到其第三绕组上,  $L_1$ 、 $L_2$  的值必须小心确定。

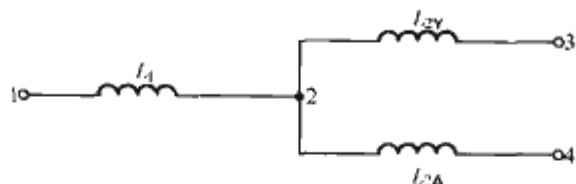


图 6.2-7  $L_1$  和  $L_2$  之间的换相电感分配

1—来自整流电压源; 2—共用耦合点; 3、4—到阀

#### 1.1.4.5 单阀的阻尼损耗（与电阻有关的方面） $P_{V5}$

这部分损耗取决于那些通过串联电容进行交流耦合的回路中阻性元件的值, 也取决于非导通期间阀两端的电压值。即

$$P_{V5} = 2\pi f^2 U_{V0}^2 C_{AC} R_{AC} \left[ \frac{4\pi}{3} - \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{3\sqrt{3}m^2}{8} + (6m^2 - 12m - 7) \frac{\mu}{4} + \left( \frac{7}{8} + \frac{9m}{4} - \frac{39m^2}{32} \right) \sin 2\alpha + \left( \frac{7}{8} + \frac{3m}{4} + \frac{3m^2}{32} \right) \sin(2\alpha + 2\mu) - \left( \frac{\sqrt{3}m}{16} + \frac{3\sqrt{3}m^2}{8} \right) \cos 2\alpha + \frac{\sqrt{3}m}{16} \cos(2\alpha + 2\mu) \right] \quad (6.2-8)$$

式中:  $C_{AC}$  为阀两端间有效的阻尼电容值, 其值为每层阻尼电容的设计值除以阀中晶闸管级的级数, F;  $R_{AC}$  为阀两端间串联的有效阻尼电阻值, 其值为每层阻尼电阻的设计值乘以阀中晶闸管级的级数,  $\Omega$ 。

如果阀具有由 R-C 支路串联组合的多个阻尼回路或均压回路, 则每一支路应单独估算, 并将其结果求和。

如果晶闸管触发回路和/或监测回路的能量由 R-C 均压回路获得, 则应当说明此额外损耗是被忽略了, 还是单独计算此额外损耗并加到由式 (6.2-8) 求得的数值上。

1.1.4.4 中的 (1)、(3) 和 (4) 也适用于  $P_{V5}$ 。

#### 1.1.4.6 单阀的阻尼损耗（与电容能量变化有关的方面） $P_{V6}$

这部分损耗是由于阀闭锁电压的跃变 ( $\Delta U$ ) 引起阀电容中储存能量的变化所产生的损耗。每次电压跃变所产生的能量损耗等于  $C\Delta U^2/2$ 。式 (6.2-9) 是一个电压闭锁周期内发生的 12 次电压跃变所引起的能量损耗求和并乘以系统频率而得。即

$$P_{V6} = \frac{U_{V0}^2 f C_{HF} (7 + 6m^2)}{4} [\sin^2 \alpha + \sin^2 (\alpha + \mu)] \quad (6.2-9)$$

式中:  $C_{HF}$  为阀中所有容性均压支路有效的端子间电容之和 (不管是否有串联电阻), 加上阀两端间由于外接设备及阀对地和/或阀对附近物体的邻近性所引起的有效的杂散电容,  $C_{HF} = C_{AC} + C_S$ 。

1.1.4.4 中的 (1)、(3) 和 (4) 也适用于  $P_{V6}$ 。

式 (6.2-9) 对于换相重叠区长度小于三倍 R-C 阻尼网络的时间常数的换相重叠区产生了非常不利的影响。

外部杂散电容主要是由于换流变压器的线圈和套管 (如果安装了单独的穿墙套管, 也应计入) 所引起的, 所有这些杂散电容都可在生产制造中测量。依据设计, 阀与地之间的杂散电容也必须包括在内。避雷器、母线、阀结构都会构成杂散电容, 但这些成分很小, 可以忽略。因为每一列阀的等效杂散电容不同, 所以用其平均值计算损耗。

#### 1.1.4.7 单阀的关断损耗 $P_{V7}$

这些附加损耗是由于晶闸管关断时的反向电流流过晶闸

管及阻尼电阻时所产生的。即

$$P_{V7} = \sqrt{2} Q_{rr} f U_{V0} \sin(\alpha + \mu + 2\pi f t_0) \quad (6.2-10)$$

式中:  $Q_{rr}$  是晶闸管反向恢复电荷的平均值, C;  $t_0$  是由式 (6.2-11) 确定的时间, 即

$$t_0 = \sqrt{\frac{Q_{rr}}{\left(\frac{di}{dt}\right)_{i=0}}} \quad (6.2-11)$$

式中:  $(di/dt)_{i=0}$  是在电流等于零时测得的换向  $di/dt$ , A/s。

所用的  $Q_{rr}$  值就是反向电流的全积分 (见图 6.2-8), 而不是按照 IEC 60746 中建议的那种近似的三角部分。 $Q_{rr}$  的确定是从晶闸管生产中测量的大量晶闸管统计数据获得的, 有必要时, 要校正到确定损耗所对应的晶闸管结温、电流等于零时测得的换向  $di/dt$  以及反向恢复电压。重要的是导通电流应足够大, 导通期应足够长, 以使晶闸管结完全导通。

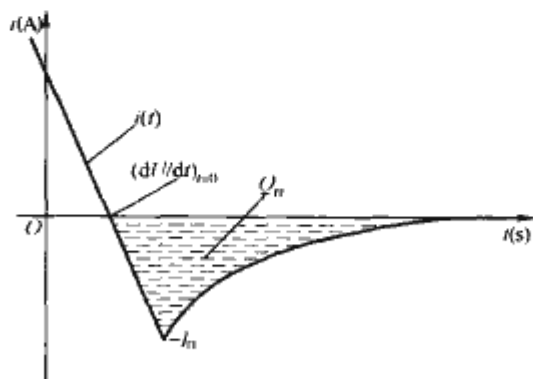


图 6.2-8 晶闸管反向恢复期的电流

#### 1.1.4.8 单阀的电抗器损耗 $P_{V8}$

电抗器损耗包括三部分: 线圈电阻性损耗, 加上电磁铁心上的涡流损耗和磁滞损耗。如线圈两端接有附加的阻尼回路, 也将产生损耗。

电抗器线圈损耗和电抗器铁心涡流损耗 (和/或电抗器阻尼电阻损耗) 已经在式 (6.2-6)、式 (6.2-9) 中提及。

磁滞损耗应按如下计算: 铁心材料的直流磁化曲线应根据高压直流电抗器通常经受的励磁环路确定。该磁化曲线将由大于 1.5 倍关断的一极中的反向电流峰值  $I_r$  到另一极完全进入饱和区、再反向做一次的过程中 (见图 6.2-8) 产生的磁力来建立。根据此环形的封闭区, 就可以确定以 J/kg 为单位的磁滞损耗特性, 并将其应用到所要进行的电抗器设计中。即

$$P_{V8} = n_l m k f \quad (6.2-12)$$

式中:  $n_l$  为阀中电抗器铁心的数量;  $m$  为每一个铁心的质量, kg;  $k$  为损耗特性, J/kg。

如果电抗器饱和电流值高于额定换流桥电流值, 而且额定换流电流的  $di/dt$  也高 (相当于额定工况下的小重叠角), 则换相期间将产生额外的电抗器铁心涡流损耗。如果是这种情况, 则应该说明这些额外损耗可被忽略, 或是声明该损耗在允许范围内。

#### 1.1.4.9 阀的总损耗 $P_{VT}$

单阀总的运行损耗是通过上面规定的独立的 8 部分求和。即

$$P_{VT} = \sum_{i=1}^{i=8} P_{Vi} \quad (6.2-13)$$

换流器总的运行损耗等于单阀的损耗乘以换流器中单阀的数量。

#### 1.1.4.10 温度效应

阀的所有部分都具有对温度敏感的电气特性。但是, 通常具有温度敏感性、真正影响阀损耗的唯一部分是晶闸管本身。



晶闸管结温  $T_j$  由式 (6.2-14) 决定

$$T_j = T_c + P_j R_{\theta jc} \quad (6.2-14)$$

式中:  $T_c$  是根据进入阀和排出阀的冷却剂温度的平均值计算出的冷却剂的温度;  $P_j$  是每个晶闸管的总损耗, 是其导通、扩展、截止及关断引起的各部分损耗之和;  $R_{\theta jc}$  是从晶闸管结到冷却剂之间的热阻。

#### 1.1.4.11 单阀的空载运行损耗 $P_{VSB}$

单阀的空载运行损耗是由阀闭锁电压形成的电流流过阀电阻引起的各部分损耗之和。它包括两项: ①与闭锁晶闸管并联的电阻上的损耗; ②电容耦合的电阻上的损耗。在空载运行方式下, 阀闭锁了线路到中性点电压的正弦波, 即

$$P_{VSB} = \frac{U_{V0}^2}{3} \left( \frac{1}{R_{DC}} + \frac{R_{AC}}{Z_{AC}^2} \right) \quad (6.2-15)$$

$$\text{其中} \quad Z_{AC} = \sqrt{R_{AC}^2 + \left( \frac{1}{2\pi f C_{AC}} \right)^2} \quad (6.2-16)$$

如果阀具有由  $R-C$  支路串联组合的多个阻尼回路或均压回路, 则每一支路将单独计算, 并将结果求和。

如果晶闸管触发回路和监测回路的能量是由  $R-C$  均压回路获得的, 则应说明此额外损耗是被忽略了, 还是单独计算这部分损耗并将其加到由式 (6.2-15) 获得的数据上了。

总的换流器空载运行损耗等于单阀的空载运行损耗乘以该换流器中阀的数量。

### 1.2 阀热性能

换流阀在运行中产生各种损耗, 对晶闸管元件的影响就是导致元件结温升高。由于晶闸管元件的额定参数主要取决于在元件内所产生的热量及元件把内部热量传到外壳的能力, 故运行损耗产生的结温升高是晶闸管元件额定参数选择的限制因素, 而阀的热力设计就是要将晶闸管的运行结温维持在正常范围内, 需考虑各种稳态和暂态工况、晶闸管结温工作范围、冷却系统设计等多方面因素。

阀的热应力设计基于阀的额定工作电流、各种过负荷电流及暂态故障电流。前两种负荷电流属于稳态运行工况。晶闸管元件目前制造水平的正常工作结温允许范围是  $60 \sim 90^\circ\text{C}$ , 因此冷却系统额定容量选择应能满足这一要求。各种暂态故障电流将决定晶闸管元件的最高允许结温。换流阀承受故障电流的过程, 对晶闸管元件来说可以假定为一个绝热过程, 冷却系统和散热器基本不起作用, 此过程表现为晶闸管元件结温的急剧上升。评价阀承受故障电流的能力, 主要看故障末期结温以及故障切除后马上承受正向工作电压时的最大结温。要求实际最大结温应小于导致永久损坏晶闸管元件的极限结温, 并留有一定裕度。

一般来说, 阀承受故障电流能力取决于晶闸管元件直径, 直径越大, 过电流能力越强。

## 2 换流阀的设计要求

晶闸管换流阀是换流站的核心设备之一, 其投资约占全站设备投资的  $1/4$ 。晶闸管换流阀应能在预定的外部环境及系统条件下, 按规定的要求安全可靠地运行, 并满足损耗小、安装及维护方便、投资省的要求。

### 2.1 系统对换流阀定值的要求

直流输电工程的额定值主要是指工程在长期连续运行时的输送能力, 以功率额定值、电压额定值和电流额定值来表示, 它们分别被称为工程的额定直流功率、额定直流电流和额定直流电压。工程在长期连续运行时的额定值是进行换流

阀设计和造价的基础参数。此外, 在进行换流阀设计时, 还需要考虑工程在其他运行方式下的输送能力, 如过负荷运行方式、最小功率运行方式、降压运行方式等。

#### 2.1.1 连续运行额定值

应根据系统要求及对高压直流系统主回路参数研究的结果来确定换流阀的连续运行额定值, 同时计及诸如最高环境温度等因素的影响。

##### 2.1.1.1 额定直流功率

额定直流功率是在所规定的环境条件下, 所有设备均投入运行, 但不需要使用多余的元件, 直流系统的电压和频率以及换流器的触发角和熄灭角均在它们的稳态范围内, 高压直流系统能够连续传输的有功功率。

##### 2.1.1.2 额定直流电流

额定直流电流是系统在所有规定的环境条件下, 且无时间限制时能够连续传输的直流电流的平均值。额定直流电流对换流阀以及换流阀冷却系统的设计具有重要意义。当额定直流功率确定后, 额定直流电流一般是由额定直流电压的选择来确定。通常背靠背直流输电工程, 由于无直流输电线路, 可以选择较低的额定直流电压和较大的额定直流电流; 而远距离输电直流输电工程, 则选择较高的额定直流电压和较小的额定直流电流。

##### 2.1.1.3 额定直流电压

额定直流电压是在额定直流电流时传输额定直流功率所要求的直流电压的平均值。换流站额定直流电压的测量点规定在换流站直流高压母线上的平波电抗器线路侧和换流站的直流低压母线之间, 接地极引线除外。额定直流电压是定义在换流站的额定交流电压、换流变压器额定抽头以及换流器额定触发角的条件下, 运行在额定直流电流下的直流电压。对于远距离直流输电工程, 由于两端换流站的额定直流电压不同 (逆变站的低于整流站), 通常规定送端整流站的额定直流电压为工程的额定直流电压。

#### 2.1.2 过负荷能力

直流输电过负荷通常是指直流电流高于其额定值, 其过负荷能力是指直流电流高于其额定值的大小和持续时间的长短。在过负荷情况下, 可能需要考虑可接受的设备预期寿命的降低以及备用冷却设备和低于所规定的环境温度的利用等。过负荷也可用功率来规定, 功率为电压和电流的乘积, 在运行中当电压变化时, 电流也随之而变化。在同样的功率下, 对于不同的直流电压, 则有不同的直流电流值。对于换流设备来说, 其过负荷能力主要决定于直流电流。如果在过负荷条件下, 要求保持额定直流电压, 则换流器和换流变压器的空载电压将升高, 这将使换流变压器容量和换流阀额定电压值升高。如果在这种情况下要求换流器触发角保持在额定值, 则换流变压器带负荷调节抽头的范围要加大。如果设计成在额定功率下有较大的额定触发角, 则将引起换流站的无功补偿量、损耗以及换流器所产生的谐波增大。以上这些因素均会使换流站的造价增加, 因此通常是对工程的直流电流过负荷额定值作出规定。

在进行直流输电工程设计时, 除了对其额定功率、额定电压和额定电流作出规定外, 还需要对其过负荷能力作出规定, 即对直流电流的过负荷额定值及其持续时间作出规定。直流输电过负荷能力的要求, 取决于两端交流系统的需要, 特别是在交流系统发生故障或直流系统的某一部分发生故障后的需要。如当受端交流系统发生故障, 需要直流输电在一定时间内进行紧急功率支援时; 当直流输电的一个极因故障退出工作, 而需要另一极在短时间内多送功率时; 当交流系



统因故障而产生低频振荡, 需要利用直流系统的功率调制来阻尼振荡时等。对直流输电工程过负荷能力的要求, 通常是在工程系统研究工作中进行研究而作出决定。根据系统运行的需要, 直流输电工程的过负荷, 可分为以下几种, 换流阀的过负荷能力应与其相匹配。

### 2.1.2.1 连续过负荷

连续过负荷(也称固有负荷)是指直流电流高于其额定直流电流连续送电的能力, 即在此电流值下运行无时间限制。连续过负荷主要是在双极直流输电工程中, 当一极故障长期停运或者当电网的负荷或电源出现超出计划水平时采用。在连续过负荷时, 设备的应力(如换流变压器绕组与平波电抗器绕组热点温度、晶闸管结温等)一般也不允许超过其所规定的允许数值, 此时主要是利用备用冷却设备以及环境温度的降低。额定直流电流是在最严重的环境条件(如最高环境温度)下, 备用冷却设备不投入运行时, 直流输电工程能够连续运行的电流值。当考虑到环境温度降低时、备用冷却设备投入运行时以及设备的设计裕度等因素, 直流电流可以在高于其额定值的情况下连续运行。在最高环境温度下, 投入备用冷却设备时的连续过负荷电流值约为额定直流电流的 1.05 倍; 随着环境温度的降低, 其连续过负荷电流还会有明显的提高, 但由于受无功功率补偿、交流侧或直流侧的滤波要求以及甩负荷时的工频过电压等因素的限制, 通常取连续过负荷额定值小于额定直流电流的 1.2 倍。如果工程有特殊需要, 对连续过负荷有更高的要求, 可另行规定, 但这将引起换流站造价相应提高。在连续过负荷运行时, 允许直流输电系统的某些稳态运行性能有所下降, 但必须在设计时作出规定。

### 2.1.2.2 短时过负荷

短时过负荷是指在一定时间内, 直流电流高于其额定电流的能力。在大多数情况下, 大部分设备故障和系统要求, 只需要直流输电在一定的时间内提高输送能力, 而不需要连续过负荷运行。在此时间内故障的设备可以修复或系统调度可以采取处理措施。通常选择 2h 为短时过负荷持续时间。在进行晶闸管换流阀及其冷却系统的设计时需要考虑短时过负荷的要求。如无特殊要求, 通常短时过负荷额定值取直流电流额定值的 1.1 倍。

### 2.1.2.3 暂时过负荷

暂时过负荷是为了满足利用直流输电的快速控制来提高交流系统暂态稳定的要求, 在数秒钟内直流电流高于其额定值的能力。当交流系统发生大扰动时, 可能需要直流输电快速提高其输送容量, 来满足交流系统稳定运行的要求, 或者需要利用直流输电的功率调制功能, 来阻尼交流系统的低频振荡。暂时过负荷的持续时间一般为 3~10s。当需要阻尼交流系统的低频振荡时, 直流输电的过负荷是周期性的。暂时过负荷的大小、持续的时间以及周期的长短均需根据每个工程的具体情况, 由系统研究的结果来决定。要求在数秒钟内提高输送能力, 晶闸管是唯一的限制因素。对于常规的设计, 晶闸管换流阀 5s 的过负荷能力可到额定直流电流的 1.3 倍, 而我国的三—常、三—广等 500kV 直流工程的换流阀暂时过负荷能力已达到 1.5 倍。通过增大冷却能力, 暂时过负荷能力可能还会提高。

直流输电工程的过负荷能力, 取决于换流站的设备在不降低其预期寿命的条件下, 可允许的比额定功率大的输送能力, 这种能力与换流阀的设计条件及设计准则有关, 其中环境温度是一个重要的因素。电力设备的额定值, 通常是设计在最高环境温度下的, 而最高温度只在有限的时间发生, 在

低于此温度时, 就有一些可以提高输送容量的余度。这个余度对换流站的各种设备是不同的, 它与各种设备的设计有关。通常由制造厂家, 根据工程设计的要求, 制定出能够满足换流站各种设备的输送容量与环境温度的关系曲线, 用直流电流与环境温度的关系来表示。

晶闸管散热器的热时间常数比较小, 只有几秒钟到几分钟。当连续运行在额定电流和最高环境温度后的过负荷发生时, 晶闸管的结温将升高。晶闸管换流阀的冷却系统应设计成在所规定的过负荷条件下运行时, 晶闸管的结温均不超过其安全运行的温度。换流阀的冷却系统通常均设有备用冷却设备。换流阀应按照在最高环境温度下, 不投备用冷却设备时, 能够满足直流额定电流的要求来进行设计。此外, 换流阀的过负荷规范规定了各种过负荷电流的大小和持续时间。对于阻尼低频振荡的周期性过负荷, 还给出了低频振荡的频率。根据以上的数据, 可以计算在过负荷情况下所产生的热量以及对冷却系统的要求。

### 2.1.3 最小功率运行

直流输电工程的最小输送功率主要取决于工程的最小直流电流, 而最小直流电流则是由直流断续电流来决定的。在进行直流输电工程设计时, 经常是先选定工程的最小直流电流值, 然后对所选择的平波电抗器电感值进行核算, 判断其是否满足直流电流不发生电流断续的要求。如果不能满足要求, 则需要增大平波电抗器电感值, 或提高最小直流电流值。通常直流输电工程的最小直流电流选择为其额定直流电流的 5%~10%。直流输送功率为直流电压和直流电流的乘积, 当最小直流电流确定后, 则可得到最小直流输送功率。

### 2.1.4 降压运行

通常降压方式的额定电压取为额定直流电压的 70%~80%, 如 ±500kV 的双极直流输电工程, 降压方式的额定直流电压可取 ±(350~400)kV。降压幅值太小, 则起不到降压后提高可用率的作用; 降压幅度太大, 则导致直流输电在大触发角下运行, 由此将引起一系列的问题, 同时也将使换流站的造价升高。根据多年的运行经验, 通常降到额定直流电压的 70%~80% 为宜, 此时的触发角约为 40°。

## 2.2 阀设计时应考虑的换流器故障

图 6.2-9 为 6 脉波换流器原理接线图。

换流器的故障可分成主回路故障和控制系统故障两类, 主回路故障是换流器交流侧和直流侧各个接线端间短路(如阀短路)、换流器载流元件及接线对地短路(如交流侧单相相对地短路)。图 6.2-10 为 12 脉波换流器主要故障点示意图。

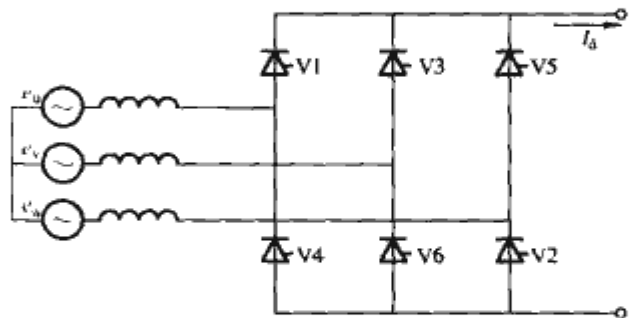


图 6.2-9 6 脉波换流器原理接线图

### 2.2.1 换流器阀短路故障

#### 2.2.1.1 整流器阀短路

阀短路是换流器间内部或外部绝缘损坏或被短接造成的故障, 这是换流器最为严重的一种故障, 其故障点见图 6.2-10 的 3。

阀短路的特征有: ①交流侧交替地发生两相短路和三相



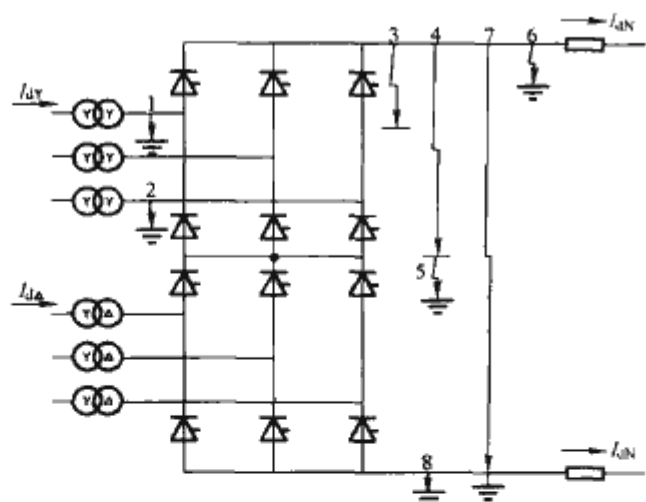


图 6.2-10 12脉波换流器主要故障点示意图

短路；②通过故障阀的电流反向，并剧烈增大；③交流侧电流激增，使换流阀和换流变压器承受比正常运行时大得多的电流；④换流桥直流母线电压下降；⑤换流桥直流侧电流下降。

12脉波整流器是由两个6脉波整流器串联组成的，当一个6脉波整流器发生阀短路时，交流侧短路电流将使换相电压减小，从而影响到另一个6脉波整流器，因此12脉波整流器电流将减小，导致直流输送功率的降低。仅一个换流阀短路时，交流侧短路电流与6脉波整流器相似。

#### 2.2.1.2 逆变器阀短路

逆变器的阀在阻断状态，大部分时间是承受着正向电压，当电压过高或电压上升率太快时，容易因阀绝缘损坏而发生短路。例如，当逆变器的阀V1关断时，加上正向电压后发生短路，相当于阀V1重新开通，同样与阀V3发生倒换相；而在阀V4导通时，V1与V4形成直流侧短路，与换相失败过程相同。不同的是，由于阀V1短路，双向导通，换相失败将周期性地发生。另外，在直流电流被控制后，阀V1与阀V3换相时的交流两相短路电流将大于直流电流。

#### 2.2.2 逆变器换相失败

换相失败是逆变器常见的故障，它是由逆变器多种故障所造成的结果，如逆变器换流阀短路、逆变器丢失触发脉冲、逆变侧交流系统故障等。

换相失败的特征是：①关断角小于换流阀恢复阻断能力的时间（大功率晶闸管约0.4ms）；②6脉波逆变器的直流电压在一定时间内降到零；③直流电流短时增大；④交流侧短时开路，电流减小；⑤基波分量进入直流系统。

对于12脉波逆变器，如果一个6脉波逆变器发生换相失败，由于换相失败反向电压减小一半，直流电流又增大，那么使得串联的另一个6脉波逆变器的换相角增大，也可能发生换相失败。其直流电压和电流的变化趋势与6脉波逆变器相同。

#### 2.2.3 换流器直流侧出口短路

直流侧出口短路是指换流器直流端子之间发生的短路故障，其故障点见图6.2-10的4和7。

##### 2.2.3.1 整流器直流侧出口短路

整流器直流侧出口短路与阀短路的最大不同是换流器的阀仍可保持单向导通的特性。

整流器直流侧出口短路的特征是：①交流侧通过换流器形成交替发生的两相短路和三相短路；②导通的阀电流和交流侧电流激增，比正常值大许多倍；③因短路直流线路侧电流下降，换流阀保持正向导通状态。

对于12脉波整流器，两个相差30°的6脉波整流器串联，直流侧出口短路，短路通过两个6脉波整流器形成，其

故障过程与6脉波整流器相似。

##### 2.2.3.2 逆变器直流出口短路

逆变器直流侧出口短路，其故障点见图6.2-10的4和7，直流线路电流增大，与直流线路末端短路类似，但是由于直流平波电抗器的作用，其故障电流上升速度较慢，短路电流较小。当逆变器发生直流侧短路时，流经逆变器阀的电流将很快降到零，对逆变器和换流变压器均不构成威胁。实际上，在逆变器触发脉冲的作用下，当每个阀触发时，仍有瞬时充电电流存在。通常在整流站电流调节器的作用下，故障电流可以得到控制，但是短路不能被清除。

对于12脉波逆变器，两个相差30°的6脉波逆变器串联，直流侧出口短路，换流器直流侧电流增大，交流侧电流减小的现象与6脉波逆变器相同。

#### 2.2.4 换流器交流侧相间短路

换流器交流侧相间短路，其故障点见图6.2-10的1，直接造成交流系统的两相短路。这对交流系统来说将产生两相短路电流，对整流器和逆变器来说将有所不同。

##### 2.2.4.1 整流器交流侧相间短路

整流器交流侧相间短路，交流侧形成两相短路电流，使整流器失去两相换相电压，其直流电流和电压以及输送功率将迅速下降。对于12脉波整流器，非故障的6脉波换流器尽管由于换流变压器电抗的作用，交流电压下降得较少，但其直流电压和电流也下降。

##### 2.2.4.2 逆变器交流侧相间短路

逆变器交流侧相间短路，由于逆变器失去两相换相电压，以及相位的不正常，使逆变器发生换相失败，其直流回路电流升高，交流侧电流降低。另一方面，对于受端交流系统相当于发生了两相短路故障，将产生两相短路电流；在直流故障电流被整流侧电流调节器控制后，每周瞬间交流侧两相短路电流将大于直流侧电流。对于12脉波逆变器，非故障的6脉波逆变器受到换相电压下降和故障的6脉波换流器发生换相失败的影响，使直流电流增加，其换相角增大，因而也发生换相失败。

#### 2.2.5 换流器交流侧相对地短路

对于6脉波换流器，换流器交流侧相对地短路的故障与阀短路相似。对于12脉波换流器，高压端6脉波换流器交流侧相对地短路是通过低压端6脉波换流器形成回路的，其故障点见图6.2-10的2。

##### 2.2.5.1 整流器交流侧相对地短路

整流器交流侧相对地短路，通过站接地网及直流感地极（在站内接地开关闭合时不通过接地极），到达直流中性端，形成相应的阀短路。因此，短路回路电阻相应增加，其短路电流比阀短路略有减小。此时，直流中性端电流基本与交流端相同，但直流另一端电流基本不变。

对于12脉波整流器，无论哪个6脉波换流器发生单相相对地短路，直流中性母线都是短路回路的一部分。由于高压端6脉波换流器的交流短路回路需要通过低压端6脉波换流器构成，因此交流侧短路电流相对较小。

应该注意的是，在整流器交流侧发生相对地短路期间，二次谐波分量将进入直流侧，如果直流回路的固有频率接近此频率，则可能会引起直流回路的谐振。

##### 2.2.5.2 逆变器交流侧相对地短路

逆变器交流侧相对地短路，同样通过站接地网及直流感地极（在站内接地开关闭合时不通过接地极），到达直流中性端，形成相应的阀短路。其故障过程与阀短路类似，使逆变器发生换相失败。在故障初期，直流电流增加，交流电流



减小。当直流电流被整流侧电流调节器所控制、逆变站换相解除直流短路时,反向电压突然建立,使换流器高压端的直流电流瞬间减小(甚至为零),通过对地短路回路形成的两相短路的交流侧电流和直流中性端电流增加。最后,由相应的保护动作,闭锁换流器,跳开交流侧断路器。

对于12脉波逆变器,由于故障的6脉波逆变器发生换相失败,直流电流增加,可能使非故障的6脉波换流器也发生换相失败。同样,无论哪个6脉波换流器发生单相对地短路,通过大地回路形成的两相短路使交流侧电流和直流中性端电流增加,而换流器另一端的直流电流瞬间由大变小,然后由整流侧电流调节器控制在其整定值上。

#### 2.2.6 换流器直流侧对地短路

直流侧对地短路,包括12脉波换流器中点、直流高压端、直流中性端对地形成的短路故障,其故障点见图6.2-10的5、6、8,故障机理与直流端短路类似,仅短路的路径不同。

##### 2.2.6.1 整流器直流侧对地短路

12脉波整流器直流高压端对地短路,其故障点见图6.2-10的6,通过站接地网及直流接地极(在站内接地开关闭合时不通过接地极),到达直流中性端,形成12脉波换流器直流端短路。短路使直流回路电阻减小,阀及交流侧电流增加,而直流侧极线电流很快下降到零。

12脉波整流器直流侧中点对地短路,其故障点见图6.2-10的5,使低压端6脉波换流器通过站接地网及直流接地极(在站内接地开关闭合时不通过接地极),到达直流中性点,形成低压端6脉波换流器直流端短路。短路使直流回路电阻减小,低压端6脉波换流器阀电流及交流侧电流、直流中性点电流增加,直流极线电流下降。

12脉波整流器直流中性端对地短路,其故障点见图6.2-10的8,因中性端一般处于地电位,故对换流器的正常运行影响不大。但是,短路电阻与接地极电阻并联,会重新分配通过中性点的直流电流。

##### 2.2.6.2 逆变器直流侧对地短路

12脉波逆变器直流高压端对地短路,其故障点见图6.2-10的6,直流端直接接地,通过站接地网及直流接地极,形成逆变器直流端短路,其故障过程与逆变器直流侧出口短路类似。故障使直流侧电流增加,而流经逆变器的电流很快下降到零,中性端电流也下降。

12脉波逆变器直流侧中点对地短路,其故障点见图6.2-10的5,将低压端6脉波换流器短路,使直流极线电流增加,可能引起高压端6脉波换流器换相失败。同样,中性端电流下降。

12脉波逆变器直流中性端对地短路,其故障点见图6.2-10的8,因中性端一般处于地电位,故对逆变器的正常运行影响不大。但是,由于短路电阻与接地极电阻并联,会重新分配通过中性点的直流电流。

#### 2.2.7 控制系统故障

直流输电换流器由控制系统的触发脉冲控制,保证直流系统的正常运行。控制系统故障体现在触发脉冲不正常,从而使换流器工作不正常,其主要有以下两种。

##### 2.2.7.1 误开通故障

整流器阀关断期间,大部分时间承受着反向电压,发生误开通的机会较少,即使发生误开通也仅相当于提早开通,这对于正常运行扰动不大。逆变器的阀在阻断期间的大部分时间内承受着正向电压,若此时受到过大的正向电压作用,或阀的控制极触发回路发生故障,可能造成桥阀的误开通故

障。逆变器的误开通故障发展过程与一次换相失败相似,只要加以控制,能够使其恢复正常。

误开通的特征是:整流侧发生误开通时,因直流电压稍有上升,使直流电流也稍增加;逆变侧发生误开通时,直流电压下降或发生换相失败,使直流电流增加。

##### 2.2.7.2 不开通故障

阀不开通故障是由于触发脉冲丢失或门极控制回路的故障所引起。整流器发生不开通,如阀V3发生不开通故障,使阀V1继续导通,整流器直流电压下降;当阀V4导通后,由于V4和V1形成整流器旁路,而使直流电压下降为零,一直到阀V5开通直流电压才逐步恢复,若采取控制措施,直流电压将提早恢复;直流电压的变化,使直流系统的电流也随之变化;直流电压中将出现工频分量,当直流回路的自振频率接近工频时,则可能引起工频谐振。逆变器不开通使先前导通的阀继续导通,与换相失败相似,差别在于不存在倒换相,同理采用控制的方法可使其恢复正常。

不开通的特征是:整流侧发生不开通故障时,直流电压和电流下降;逆变侧发生不开通故障时,直流电压下降,直流电流上升。

#### 2.2.8 换流器辅助设备故障

为了防止晶闸管元件因结温高而损坏,换流器需要空冷、水冷或油冷等冷却设备。冷却系统出现故障,将导致热交换剂温度的升高、流量及品质的异常现象。

#### 2.3 对运行触发角工作范围的要求

晶闸管换流阀的运行触发角工作范围的优化选择应考虑的因素有:①满足额定负荷、最小负荷和直流降压等各种运行方式的要求;②满足正常起停和事故起停的要求;③满足交流母线电压控制和无功调节控制等要求。

换流阀的额定运行触发角(整流器为触发角,逆变器为关断角),从减少无功消耗、减少谐波分量和降低运行损耗等方面考虑,宜越小越好;但从换流阀安全可靠换相和保证有足够的调节裕度的角度出发,应有最小角度限制。根据直流输电工程的经验和目前晶闸管的制造水平以及触发控制系统的性能水平,整流器的触发角一般取 $15^\circ$ 左右,最小值为 $5^\circ$ ;逆变器的关断角一般取 $15^\circ\sim 18^\circ$ ,最小值为 $15^\circ$ 。

当直流系统降压运行时,若换流变压器的有载分接头已调至极限位置,不可能再将触发角控制在规定的范围内,则其触发角必将增大。对于三—常直流输电系统,经计算表明,在直流系统以400kV(0.1p.u.)电压和300A(0.1p.u.)电流运行时,阀的触发角达到 $38^\circ\sim 40^\circ$ ,这将是设计晶闸管换流阀稳态运行时的最大角度限制要求,阀的冷却及热力设计须满足此角度连续运行的要求。然而,在起停过程和潮流反转过程等特殊情况下,这个限制将被解除,以保证这个过程的顺利进行。在起停过程中,触发角将短时处于 $90^\circ$ 的极端值,持续时间一般应限制在1min内。对于利用换流器进行无功功率调节的直流输电工程,还应考虑在进行无功调节时可能运行的最大触发角。

#### 2.4 故障率

晶闸管本身的故障以及晶闸管级内其他器件故障而引起晶闸管故障都称为晶闸管级故障。晶闸管级中的器件有:晶闸管、阻尼电阻、阻尼电容器、冷却回路、晶闸管电子设备。

阻尼电容器和阻尼电阻的故障将会导致晶闸管故障。冷却回路的故障不会导致晶闸管故障,因为,冷却回路唯一的故障模式是供给某一散热器的水路漏水。在这种情况下,晶



闸管还有一端被冷却,同时,在晶闸管故障前,漏水检测系统使换流器跳闸。因此,冷却回路的故障不算在晶闸管级故障内。

晶闸管电子设备的故障会导致正常门极触发脉冲的丢失。在这种情况下,保护触发回路工作。因此只有在保护触发回路同时出现故障时,才会导致晶闸管级故障。

光导纤维故障会引起与晶闸管电子设备的故障相同的结果,会导致正常门极触发脉冲的丢失。在这种情况下,保护触发回路工作。因此,只有在保护触发回路同时出现故障时,才会导致晶闸管级故障。

当保护触发的晶闸管数大于允许值时,阀基电子设备将发信号给极控装置。

晶闸管级故障率是指每小时所发生的晶闸管级故障数,用(晶闸管级故障数/小时)表示,晶闸管级年故障率是指每年所发生的晶闸管级故障数,用(晶闸管级故障数/年)表示。

以光直接触发为例,假设每年运行 8760h (由于维护要占用一些时间),下列故障率构成晶闸管级故障率,并被用来计算晶闸管冗余数。运行经验表明,实际的故障率低于下面的值:

(1) 晶闸管故障率  $\lambda_{Th}$  和晶闸管年故障率  $\lambda_{ThN}$

$$\lambda_{Th} = 0.1 \times 10^{-6} / h$$

$$\lambda_{ThN} = \lambda_{Th} \times 8760 = 0.088\%$$

(2) 阻尼电阻故障率  $\lambda_{Rb}$  和阻尼电阻年故障率  $\lambda_{RbN}$

$$\lambda_{Rb} = 0.01 \times 10^{-6} / h$$

$$\lambda_{RbN} = \lambda_{Rb} \times 8760 = 0.009\%$$

(3) 阻尼电容故障率  $\lambda_{Cb}$  和阻尼电容年故障率  $\lambda_{CbN}$

$$\lambda_{Cb} = 0.03 \times 10^{-6} / h$$

$$\lambda_{CbN} = \lambda_{Cb} \times 8760 = 0.062\%$$

(4) 晶闸管电子设备(晶闸管电压检测装置 TVM)故障率  $\lambda_{TVM}$  和晶闸管电子设备(晶闸管电压检测装置 TVM)年故障率  $\lambda_{TVMN}$

$$\lambda_{TVM} = 0.07 \times 10^{-6} / h$$

$$\lambda_{TVMN} = \lambda_{TVM} \times 8760 = 0.026\%$$

因此,晶闸管级年故障率  $\lambda_{ThN}$  为

$$\lambda_{ThN} = \lambda_{ThN} + \lambda_{RbN} + \lambda_{CbN} + \lambda_{TVMN}$$

$$\lambda_{ThN} = 0.185\% / \text{年}$$

取晶闸管级年故障率为 0.2% 计算晶闸管冗余数。

## 2.5 冗余

根据上述晶闸管级的故障率及安全运行周期来确定晶闸管级的冗余数。

## 2.6 阀内的电压分布

RC 阻尼电路、直流均压电路(包括冷却水电阻)、非线性电抗器以及阀段均压电容器担负着阀内部对于工频电压和浪涌电压的电压均匀分布的任务。阻尼电路(包括非线性电抗器)应在可接受的极限范围内保持非线性。在正常运行情况下,每个晶闸管上的电压应可靠地低于规定值。

对于陡波电压浪涌,阀段均压电容器使得阀段上的电压分布线性化。在这种情况下,由于非线性电抗器的高频阻抗比晶闸管组件的大,非线性电抗器上承担着相当一部分的过电压,因此使得晶闸管组件上的电压上升率下降。

## 2.7 晶闸管电压应力

晶闸管过电压来源于操作冲击、故障清除、雷电冲击、交流系统甩负荷、接地故障、短路及控制系统故障。

### 2.7.1 直流电压试验

在直流电压试验期间,串联晶闸管上的电压分布主要由晶闸管阳极阴极间的电压分压器,即直流均压电阻来确定。直流均压电阻放置在晶闸管堆的散热器上。同时,水冷回路的水电阻对直流均压也起一定的作用。因此,在最严重的情况下,晶闸管的最大电压为

$$U_{DC} = \frac{U_{tdv}}{n_{Tmin}} k_{dc} (1 + f_{test}) \quad (6.2-17)$$

其中

$$U_{tdv} = \pm U_{Dn} k_{is}$$

式中:  $U_{tdv}$  为直流试验电压;  $U_{Dn}$  为 6 脉波桥的额定直流电压;  $k_{is}$  为试验安全系数;  $k_{dc}$  为由于水的电导率及晶闸管的漏电流的误差引起的电压分布不均匀系数;  $f_{test}$  为试验电压公差;  $n_{Tmin}$  为最小晶闸管串联数,不包括冗余。

该电压必须小于元件规范要求相应值  $U_{DC}$ 。

直流均压电阻的功率为

$$P_{Rd} = \frac{U_{DC}^2}{R n_{Rd}} \quad (6.2-18)$$

式中:  $R$  为直流均压电阻值;  $n_{Rd}$  为直流均压电阻的串联数。

### 2.7.2 交流电压试验

工频交流电压的分布由 RC 阻尼回路确定。因此,分布最不均匀的晶闸管级上的交流电压为

$$U_{DRM,RRM} = \frac{U_{tav}}{n_{Tmin}} k_d (1 + f_{test}) \quad (6.2-19)$$

式中:  $U_{tav}$  为交流试验电压;  $k_d$  为由于  $C_B$  参数误差造成的电压分布不均匀系数;  $n_{Tmin}$  是最小晶闸管串联数,不包括冗余;  $f_{test}$  是试验电压公差。

该电压必须小于元件规范要求相应值  $U_{DRM}$ ,  $U_{RRM}$ 。

### 2.7.3 250/2500μs 操作波电压试验

(1) 反向: 操作浪涌电压的分布由 RC 阻尼回路确定,单阀的试验水平由操作波耐受水平决定。因此,分布最不均匀的晶闸管级上的最大电压为

$$U_{RSMS} = \frac{U_{siwl}}{n_{Tmin}} k_d (1 + f_{test}) \quad (6.2-20)$$

式中:  $U_{siwl}$  为操作波耐受水平;  $k_d$  为由于  $C_B$  参数误差造成的电压分布不均匀系数;  $n_{Tmin}$  为最小晶闸管串联数,不包括冗余;  $f_{test}$  为试验电压公差。

该电压必须小于元件规范要求相应值  $U_{RSMS}$ 。

在设计晶闸管电压应力时,未考虑阀电抗器的作用。对于操作波,阀电抗器只会降低其电压。

(2) 正向: 阀可以由保护触发而导通。

### 2.7.4 1.2/50μs 雷电波电压试验

在雷电波情况下,阀电抗器的作用是不可忽略的。单阀的试验水平由雷电耐受水平决定,最不均匀的晶闸管级上的电压为

$$U_{RSML} = \frac{U_{liwl} k_{ren}}{n_{Tmin}} k_d (1 + f_{test}) \quad (6.2-21)$$

式中:  $U_{liwl}$  为雷电波耐受水平;  $k_d$  为由于  $C_B$  参数误差及杂散电容造成的电压分布不均匀系数;  $n_{Tmin}$  为最小晶闸管串联数,不包括冗余;  $f_{test}$  为试验电压公差;  $k_{ren}$  为考虑阀电抗器的作用,晶闸管上承受的电压系数。

该电压必须小于元件规范要求相应值  $U_{RSML}$ 。

### 2.7.5 陡波电压试验

这种情况下,阀电抗器呈现高阻抗特性。单阀的试验水平由陡波耐受水平决定,最不均匀分布的晶闸管级上的电压为

$$U_{RSML} = \frac{U_{fwwl} k_{ren}}{n_{Tmin}} k_d (1 + f_{test}) \quad (6.2-22)$$

式中:  $U_{fwwl}$  为陡波耐受水平;  $k_d$  为由于  $C_B$  参数误差及杂散

电容造成的电压分布不均匀系数;  $n_{Tmin}$  为最小晶闸管串联数, 不包括冗余;  $f_{test}$  为试验电压公差;  $k_{ren}$  为考虑阀电抗器的作用, 晶闸管上承受的电压系数。

该电压必须小于元件规范要求相应值  $U_{RSMI}$ 。

### 2.8 晶闸管特性与保护电路之间的关系

(1) 正向: 每个晶闸管级用一个保护触发元件。如果晶闸管上的正向电压超过保护触发元件的动作电压时, 晶闸管导通。

(2) 反向: 每个晶闸管通过其自身的雪崩特性进行保护。

(3) 在反向恢复期间, 如果  $du/dt$  超过一定值, 则保护电路使晶闸管导通。该  $du/dt$  值应低于晶闸管技术条件规定的值。

### 2.9 冗余晶闸管全部除去时重复与非重复电压耐受水平和采用的浪涌保护之间的配合

(1) 在规定的运行条件下, 考虑到电压的非均匀分布和保护触发元件的保护水平, 阀应能承受动态过电压, 包括换相过冲。

(2) 反向的非重复耐受水平应高于阀避雷器保护水平, 且留有规定的安全裕度。

### 2.10 空气间隙和爬电比距

#### 2.10.1 空气间隙

根据 IEC 出版物 664, 空气间隙与电压的关系见表 6.2-1。

该电压脉冲定义为

$$U = U_{RRM} n_T$$

式中:  $n_T$  为与空气间隙  $L$  有关的串联晶闸管数。

阀内低于表 6.2-1 的空气间隙要专门通过试验验证。

表 6.2-1 空气间隙与电压的关系

空气间隙 $L$ (mm)	1.2/50 $\mu$ s 波电压 (kV)
1	1.95
3	4.07
10 <sup>①</sup>	9.10
30	23.30
100	65.0
300	160.0
1000	450

① 间隙不得小于 10mm。

#### 2.10.2 爬电比距

所有的爬电比距都规定为 1.4cm/kV。

### 2.11 晶闸管热应力

晶闸管阀设计时, 应确保晶闸管的热应力在其安全运行规范内。计算晶闸管的热应力是以运行时晶闸管的最大损耗、冷却水路的平均水温为依据的。通常, 考虑以下运行情况下的晶闸管结温:

- (1) 稳态运行。
- (2) 低环境温度时过载运行。
- (3) 短时过载。

#### 2.11.1 稳态运行时晶闸管结温

稳态运行时晶闸管结温  $T_j$  为

$$T_j = T_{mean} + P_{max} R_{thja} \quad (6.2-23)$$

式中:  $T_{mean}$  为冷却水平均温度;  $P_{max}$  为晶闸管最大损耗;  $R_{thja}$  为晶闸管结—环境的热阻。

#### 2.11.2 低环境温度时过载运行

晶闸管结温在低环境温度过载运行时, 不应该超过设计温度。也就是说, 换流阀的过载能力由元件的结温限定。在换流阀的技术参数中, 此种过载指 2h 过载, 其结温应该在稳态运行晶闸管结温的基数上考虑 2h 过载。

#### 2.11.3 短时过载

由于短时过载, 晶闸管的损耗、结温都会显著增大, 结温的变化量为

$$\Delta T_{jk} = \Delta P_t Z_{thja} \quad (6.2-24)$$

式中:  $\Delta P_t$  为短时过载引起的晶闸管损耗增加;  $Z_{thja}$  为晶闸管的瞬态热阻。

在换流阀的技术参数中, 短时过载指 3s、5s、10s 过载。

#### 2.11.4 逆变换相失败故障

如果在上述过载结束时, 发生逆变换相失败故障, 这时, 晶闸管结温应低于允许的最高结温, 以保证其阻断能力。

#### 2.11.5 阀短路

换流阀必须具有一定的承受故障电流能力, 在系统主回路设计时, 会对换流阀的故障电流能力有一定的要求, 通常指的是非重复浪涌通态电流波、三个浪涌通态电流波, 要求元件在故障电流的情况下, 不会因过热而损坏, 在设计晶闸管元件规范时, 通常在系统主回路定义的故障电流的基础上考虑 3% 的冗余, 这主要是考虑故障电流试验时试验设备的公差。

### 2.12 冷却系统

考虑到阀中的各个器件, 如阻尼电阻、水管和晶闸管电子设备的环境温度, 以及阀厅空调系统, 换流阀冷却系统的进出水水温应受到限制。

#### 2.12.1 阀冷却回路的温度

冷却水的温度是换流器瞬时运行条件, 特别是直流电流和滞后角的函数, 同时也是气候条件和冷却系统运行方式的函数。

进水温度为

$$\Delta \theta = \frac{P \times 60}{Q \times 4180} \quad (6.2-25)$$

式中:  $P$  为耗散的功率, W;  $Q$  为水流量, L/min; 4180 为水的比热容, Ws/(kg · K); 60 为分变秒的系数。

对于三—常工程, 表 6.2-2 给出水系统带冗余系统和不带冗余系统的最大进水温度及进出水温差。

表 6.2-2 带冗余系统和不带冗余系统的最大进水温度及进出水温差  $^{\circ}\text{C}$

定义	不带冗余系统		带冗余系统	
	最大进水温度	进出水温差	最大进水温度	进出水温差
龙泉站	48.77	10.55	45.78	11.09
正平站	44.69	11.63	44.59	11.62

进行换流阀冷却系统设计时, 要考虑换流阀系统的总损耗及换流阀进出水温度要求, 以使换流阀可以安全可靠运行。

#### 2.12.2 流量和压力

在换流阀冷却水路结构设计时, 应考虑各层水路的流量、压差的不均匀分布系数, 采用合理的设计使不均匀分布



系数最小，保证流量最小层的流量大于设计要求的最小流量，同时应考虑各种不同材质冷却水管允许长时间运行流速的限制及各种管路结构的摩擦系数。

一方面，建立换流阀水路的模型，通过计算机计算各层的冷却水流量、压力差；另一方面，通过实验确定换流阀最基本的单元晶闸管组件和电抗器组件冷却水路的流量及压力差。

3 换流阀结构和基本组成

换流阀的结构设计与冷却方式和绝缘方式有关。从绝缘方式看，换流阀有空气绝缘、油绝缘和 SF<sub>6</sub> 绝缘等。从冷却方式看，换流阀有水冷却、风冷却、油冷却、氟利昂冷却等。阀的冷却方式和绝缘方式之间的组合主要有 4 种形式，见表 6.2-3。由表 6.2-3 可见，空气绝缘水冷却阀是近代直流输电工程换流阀的主流，冷却效果理想，检修维护方便，制造技术成熟，运行经验丰富。空气绝缘水冷却阀对空气的温度和净化有一定要求，须采用户内式布置。在结构上大多采用组件结构，每个晶闸管元件与其均压阻尼回路和控制单元组成一个晶闸管级，几个或十几个晶闸管级串接与饱和电抗器串联后再与均压电容器并联组成阀组件，某些设计不并联此电容器。数个阀组件采用分层布置，串联组成一个桥臂（阀臂），即一个单阀。在单阀中还包括光缆系统、冷却回路和阀绝缘结构。

12 脉波换流器由两个 6 脉波换流器串联组成，一个 6 脉波换流器每相由两个换流阀臂串联。在电气布置上，可将 6 脉波换流器每相两个阀臂紧密串联连接在一个阀塔上，称为双重阀；可将 12 脉波换流器每相四个阀臂紧密串联连接在一个阀塔上，称为四重阀。双重阀和四重阀结构紧凑，可大大减少阀厅空间，三相共六个双重阀（或三个四重阀）布置在一个阀厅内。所有辅助系统均按 12 脉波换流器为一个独立单元进行配置，这是每极两个 12 脉波换流器的典型布置，为国内外大多数直流输电工程所广泛采用。

表 6.2-3 阀的冷却方式和绝缘方式之间的组合

项目	空气绝缘 风冷却	空气绝缘 水冷却	油绝缘 油冷却	SF <sub>6</sub> 绝缘 氟利昂冷却
优点	检修方便，结构简单，可靠性高	冷却效果好，利于降低阀的单位容量占有体积，损耗小，检修方便	绝缘性能好，冷却效果较好，抗振能力强，电磁屏蔽好	可大大减小阀的体积，可靠性高
缺点	风冷系统庞大，噪声大，冷却效果不佳	存在设备腐蚀及泄漏隐患	检修不方便，元件冗余度要求高，杂散电容大，均压回路设计困难	检修复杂，存在冷却介质与绝缘介质互漏隐患
安装要求	需设空调阀厅	需设空调阀厅	户外布置，全部元件装在绝缘油箱中	可户外布置，全部元件装在铁箱中
工程实例	早期直流输电工程，如温哥华岛、依尔河等工程中采用	20 世纪 80 年代投产的几乎所有的直流输电工程均采用，设计制造和运行经验已非常成熟	仅新信浓变频站、卡布拉巴萨少数工程中使用	试验装置投入运行

四重阀的安装方式有基座支撑式和悬吊式两种：①支撑式阀不适宜安装在地震活动区或抗震要求高的场合，因为需要增添更多支柱型绝缘构件，势必使支撑结构复杂化，阀整体重量增加。②悬吊式阀用具有柔性结构的摇摆式悬挂系统把整个阀从阀厅的大梁悬挂下来，阀的每一层都可在任何水平方向上摆动，阀可承受水平方向的地震应力，而在悬吊点可装设缓冲阻尼装置，使阀也能与垂直方向的地震应力相隔离。与支撑式阀相比，免除了柱式绝缘子因安装不良而承受过大应力的危险。其长度和高度均可减少约 10%，当然在电、热、光诸方面，管线都应该是柔性的，以配合悬挂的机械结构。

近年来，在直流输电工程中，广泛采用两种不同类型的悬吊式晶闸管换流阀，即电触发晶闸管换流阀（也称 ETT 阀）和光直接触发晶闸管换流阀（也称 LTT 阀），图 6.2-11 是这两种类型换流阀的典型示例。

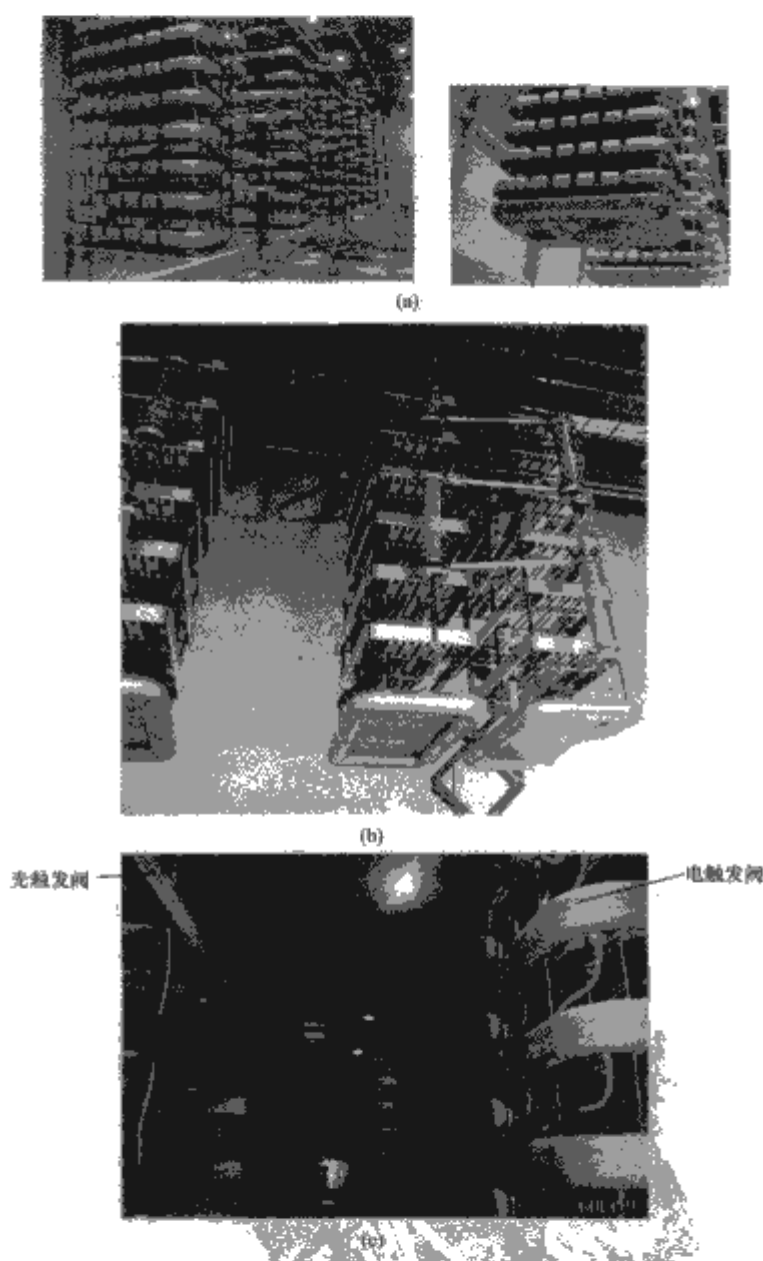


图 6.2-11 两种不同类型的换流阀

(a) 中国西电集团公司（下称西电集团）为三峡—上海±500kV 直流输电工程提供的电触发晶闸管换流阀；(b) 西电集团为贵州—广东±500kV 直流输电工程提供的光直接触发晶闸管换流阀；(c) 西电集团为灵宝工程提供的光直接触发和电触发晶闸管换流阀

换流阀在 12 脉波桥式电路中的位置见图 6.2-12。

3.1 电触发晶闸管换流阀的基本组成

电触发晶闸管换流阀由下列基本单元组成：

- (1) 晶闸管组件。
- (2) 电抗器组件。



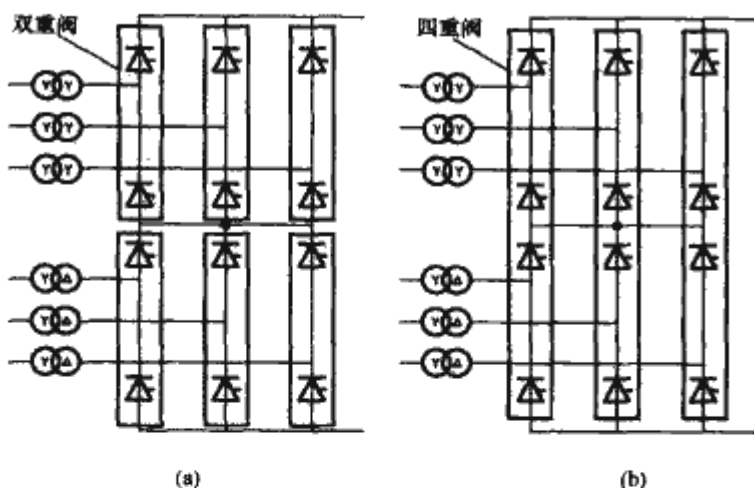


图 6.2-12 换流阀在 12 脉波桥式电路中的位置

(a) 双重阀；(b) 四重阀

(3) 阀塔悬吊机构和屏蔽罩。

(4) 阀塔内冷却系统。

(5) 光缆。

(6) 阀控制单元。

### 3.1.1 晶闸管组件

晶闸管组件是换流阀的核心单元。组件的设计为标准的模块。每层由若干个晶闸管组件和若干个饱和电抗器组件组成。

每个完整的单阀由一定数量的晶闸管组件和饱和电抗器串联而成。晶闸管组件结构设计应采用标准化设计，为保证高可靠性应采用最少量电器件和连线。组件构造应非常紧凑以减少所需空间，并且这种设计要便于维护。

晶闸管组件由若干个串联的晶闸管堆积而成，每个晶闸管位于两个铝散热器之间。晶闸管/散热器堆施加规定的压力，以保证良好的电接触和散热性能。

每个晶闸管并联一个阻尼均压电路，包括串联的电阻和电容。

每个晶闸管带有一个晶闸管控制单元，具有触发和保护功能，放在晶闸管阴极侧的散热器上。该单元放在封闭的金属盒中，以免电磁干扰和阀漏水的影响。

晶闸管组件内部所有的电气元件，包括晶闸管，应不需要打开任何水路连接就可以更换。换流站内晶闸管组件内的所有部件都是完全相同的标准件，因此不需要特殊备件。

图 6.2-13 为西电集团为三峡—上海±500kV 直流输电工程提供的换流阀电触发晶闸管组件。

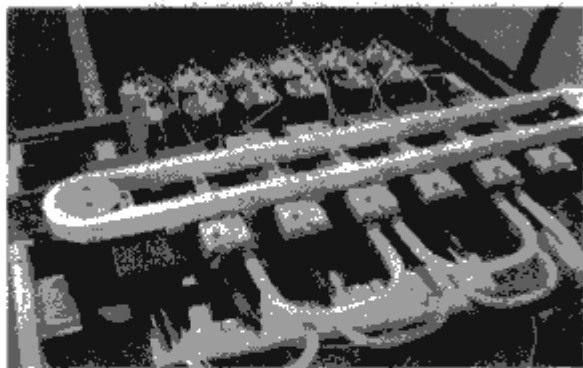


图 6.2-13 西电集团为三峡—上海±500kV 直流输电工程提供的换流阀电触发晶闸管组件

### 3.1.2 电抗器组件

电抗器组件串联在换流阀中，每个晶闸管组件串联一个电抗器组件。

### 3.1.3 阀塔悬吊机构和屏蔽罩

阀结构设计应满足以下基本要求：可靠性高、便于维

护、便于现场快速简便安装。应通过在阀结构中采用标准化、重量轻、简洁和易于组装的部件和尽可能少的电连接和水路连接。

阀的悬吊设计使阀对所有动态和静态条件都有良好的承受能力，满足地震的特殊要求。两个单阀组合为一个悬吊双重阀。

阀结构包括铝顶部架、底部架和中部垂直支架，这些支架用于支撑晶闸管组件和电抗器组件，由绝缘子悬吊。

在层的中部有穿过阀架垂直连接的中间杆，在杆上合适的位置设置有工作平台，以便于通行和维修。工作平台由绝缘材料制成，是阀结构的一部分。

为均匀阀内电压分布和屏蔽，在阀的上下、四周装设铝屏蔽罩。该屏蔽罩是阀结构的一部分。

### 3.1.4 阀塔内冷却系统

水冷却系统设计是晶闸管阀设计的重要部分之一。冷却系统的冷却水带走阀运行期间产生的所有热量和环境中的热量。采用去离子水作为冷却介质。水冷却的优势是降低能源浪费和节省阀厅空间，从而使晶闸管保持在较低温度，提高可靠性，提高能量转换能力。

阀内流动的去离子冷却水分别流入每组电抗器组件和晶闸管组件。

每个晶闸管靠去离子冷却水流经其两端的铝散热器来降温。每个组件内的晶闸管冷却方式为串联冷却，晶闸管一端的散热器被先进入的冷水冷却，另一端散热器由返回的温水冷却，因此每个晶闸管都能达到相同的平均冷却温度  $T_{mean}$ ，原理见图 6.2-14。散热器也用于阻尼电阻散热。饱和电抗器由流经线圈的冷却水直接冷却。

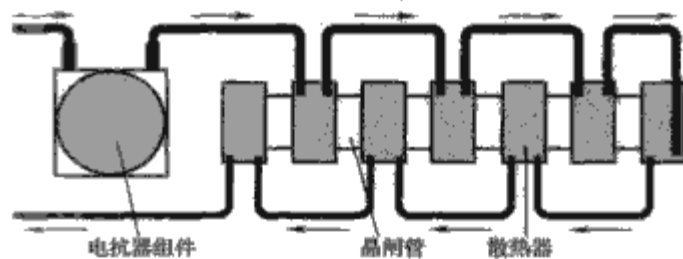


图 6.2-14 电抗器组件和晶闸管组件内冷却水流向示意图

### 3.1.5 光缆

每个晶闸管的触发脉冲和回报信号用两根光缆连接晶闸管控制单元和处于地电位的控制保护装置，其中，一根为触发光缆，一根为回报光缆。

### 3.1.6 阀控制单元

阀控制单元主要功能是将由极控来的控制脉冲转换成晶闸管触发脉冲，并通过光接口板转换成光触发脉冲，经过高压光缆发送到换流阀的每个晶闸管控制单元，触发阀上的每个晶闸管。同时阀控制单元还接收由换流阀每个晶闸管控制单元发回的晶闸管状态信号，并发送到晶闸管监测单元进行处理。阀控制单元触发系统是冗余的。

应给每个单阀提供冗余光缆，并在每个双重阀结构中提供备用光缆。

## 3.2 光直接触发晶闸管换流阀的基本组成

光直接触发晶闸管换流阀由下列基本单元组成：

- (1) 阀组件（含晶闸管和电抗器）。
- (2) 阀塔悬吊机构和屏蔽罩。
- (3) 阀塔内冷却系统。
- (4) 光缆。



(5) 阀基电子设备。

### 3.2.1 阀组件 (含晶闸管和电抗器)

图 6.2-15 为西电集团为贵州—广东±500kV 直流输电工程提供的换流阀光直接触发晶闸管组件。



图 6.2-15 西电集团为贵州—广东±500kV 直流输电工程提供的换流阀光直接触发晶闸管组件

晶闸管分组串联连接成阀段。每个阀组件由 2 个阀段串联而成。阀段包括晶闸管、散热器、压装结构、均压阻尼回路、晶闸管电压监测单元、阀电抗器以及冲击均压电容。均压阻尼回路由一只电容器和一只冷却效率极高的直接水冷电阻串联。应使阀段内的功率器件数尽可能少,以使组件及其内部连线异常简捷。更换晶闸管时应无需断开任何水接头。所有电器件都按同一技术规范生产制造,误差均控制在要求的范围内。因此,使用时不需要选配参数,不需要备件。

组件四周的铝屏蔽罩,一方面起均匀阀内电压分布和屏蔽作用,另一方面又作为组件完整的支撑结构架。

### 3.2.2 阀塔悬吊机构和屏蔽罩

光直接触发晶闸管换流阀采用空气绝缘、水冷却、悬吊式四重阀结构。每个四重阀由 4 个单阀串联而成。

#### 3.2.2.1 阀体悬吊部分

阀悬吊部分的作用是将阀顶屏蔽框、组件、阀底屏蔽框机械的串接在一起,组成一个水平方向可任意摆动的柔性结构,以满足抗振要求。层间悬吊件选用的绝缘材料除应具有足够的机械强度外,还要求有足够的长度和特殊外形,以保证层间的空气绝缘距离和爬电距离。阀内上下两个组件由绝缘铰链连接,这样,当阀体摆动时,组件之间总是相互平行的,并始终平行于水平面。

#### 3.2.2.2 绝缘子

阀体内用长杆绝缘子连接于悬吊结构和顶屏蔽层以及最下部组件与底屏蔽层。

#### 3.2.2.3 屏蔽罩

为了均匀阀内电场分布,防止局部放电,屏蔽罩的宽度应根据组件中电器件及机械部件的高度来确定,以使其在水平方向能屏蔽全部电器件。为了避免屏蔽罩局部放电,屏蔽罩表面设计要求必须光洁平整,无毛刺和凸出部分。屏蔽罩内侧设计有通槽,通过螺钉与其他零部件连接,从而有效防止局部放电,便于装配,增强屏蔽罩的刚性。

### 3.2.3 阀塔内冷却系统

阀塔内冷却系统包括以下部分:

- (1) 冷却介质。
- (2) 阀的冷却管道。
- (3) 阀冷却的控制和保护系统。
- (4) 泄漏的监测系统。

西电集团提供给贵广(二回)工程 LTT 阀一个阀段的冷却水流向示意图如图 6.2-16 所示。

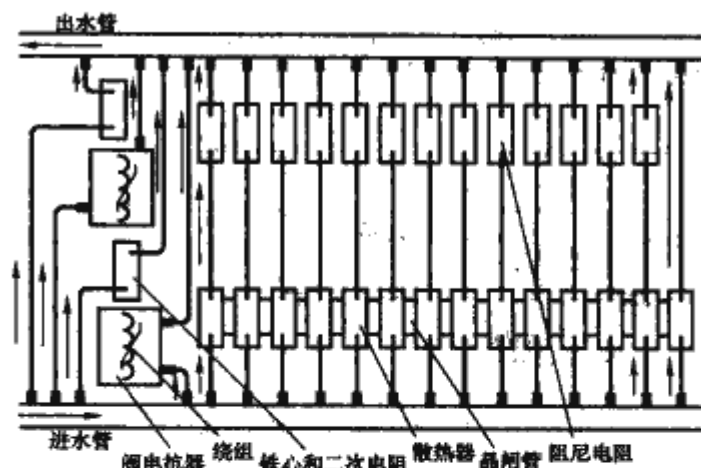


图 6.2-16 西电集团提供给贵广(二回)工程 LTT 阀一个阀段冷却水流向示意图

### 3.2.4 光缆

(1) 光缆(LG1)。连接阀基电子设备和光分配器的光缆。为确保在高压环境中安全运行,应对光缆进行特殊寿命试验。

(2) 光缆(LG2)。连接光分配器和光直接触发晶闸管的光缆,用于触发光直接触发晶闸管。

(3) 光缆(LG3)。连接晶闸管电压监测单元和阀基电子设备以及阀基电子设备和反向恢复期保护单元的光缆,分别用于检测晶闸管状态和控制恢复期保护触发。

(4) 光缆(LG4)。连接反向恢复期保护单元和光分配器的光缆,分别用于传递恢复期保护触发信号。

### 3.2.5 阀基电子设备

阀基电子设备包含晶闸管触发和监测系统。阀基电子设备接收从阀控发来的控制信号,这些信号经处理并转换成光信号后用于触发晶闸管。阀基电子设备还将接收到的从晶闸管电压监测单元发回的监测回报光信号转换后送往晶闸管监测系统。

阀基电子设备是换流阀主要的功能部件之一,由两套系统组成,其中一个为冗余。控制一个单极的两套阀基电子设备安装在一个柜体内(见图 6.2-17),该柜子放在控制室。

阀基电子设备中还有光发送、光接收、反向恢复期保护单元以及和外部控制与保护系统的接口。

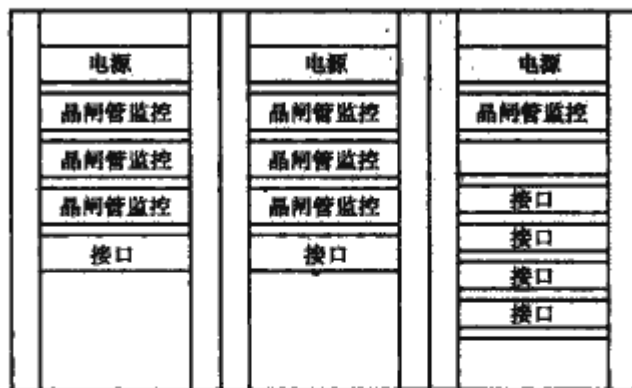


图 6.2-17 两组 12 脉波桥的 VBE 柜

## 4 换流阀的主电路

晶闸管阀的主电路设计必须认真考虑各种情况下可能引起的电应力,包括在稳态和暂态下的换流站各种运行状态下的不同应力。阀的电压耐受能力取决于换流阀中的晶闸管级串联数。每个晶闸管级又包括其均压阻尼电路。对于电触发阀,每个晶闸管级有着自己独立的触发系统,并具有正向保护触发功能,用来控制和保护该晶闸管,包括一块晶闸管控制单元或晶闸管旁电子设备,晶闸管控制单元板或晶闸管旁电子设备板的能量取自于该晶闸管电压。换流阀的反向保护

由避雷器承担,每个单阀并联一台氧化锌避雷器。电触发阀主电路原理,如图 6.2-18 所示。

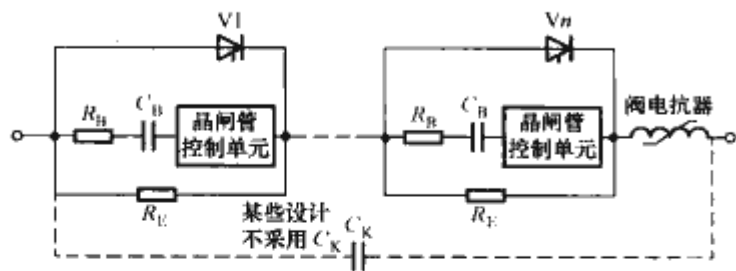


图 6.2-18 电触发阀主电路原理

阀主电路设计时,应考虑在阀避雷器操作、雷电冲击保护水平之上增加一定的裕度,具体按工程规范书的规定执行。

由于直流线路的电压降,两个换流站的直流电压不相等,因此具有不同的绝缘配合水平要求。从而两端换流站可以采用同样的换流阀,但选用不同数量、晶闸管参数完全相同的串联晶闸管级;也可以采用数量相同但参数不同的串联晶闸管级。为了便于维修,减少备品备件种类,两站选用同参数晶闸管的阀设计是最优化设计。这样可以降低成本,减少损耗。

均压阻尼电路包括与晶闸管并联的 RC 阻尼回路和 DC 分压电阻,其功能为:一方面阻尼晶闸管两端出现的过电压;另一方面使阀承受的各种电压在阀内均匀分布。

饱和电抗器和晶闸管组件(或晶闸管堆)串联连接。

## 4.1 RC 均压阻尼回路

### 4.1.1 功能

RC 均压阻尼回路应能实现以下功能:

- (1) 使每个晶闸管两端的电压均匀分配。
- (2) 为 TCU 耦合提供工作电源。
- (3) 减少阀关断,电流熄灭,换相过程中的换相过冲。
- (4) 阻止阀端出现的异常过电压。

### 4.1.2 设计与计算

电容器的选取原则是:必须能连续耐受包括换相过冲在内的低于避雷器动作值的电压峰值,同时还应考虑 6 脉波阀组中其他阀关断时的换相过冲的影响,电容值应能使 RC 回路充分吸收、阻尼阀换相过冲。

换流阀关断时的等效电路图如图 6.2-19 所示。 $R_{bl}$ 、 $C_{bl}$  分别为换流阀的等值阻尼电阻和阻尼电容, $L_1$  为换相电抗,它们分别为

$$R_{bl} = \frac{3}{5} R_{BnT}; C_{bl} = \frac{5}{3} \frac{C_B}{n_T}; L_1 = 2L_K$$

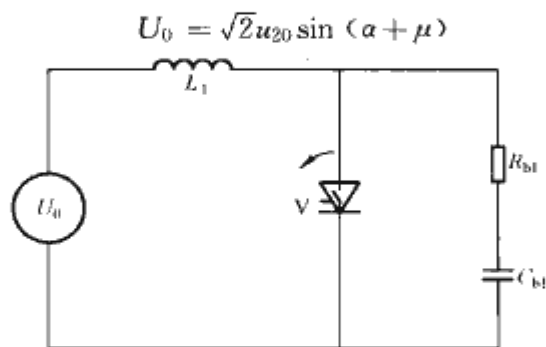


图 6.2-19 计算  $R_B$ 、 $C_B$  的换流阀等效电路图

计算的任务在于找出换相过冲系数  $f_c$  与等效的阻尼电阻、电容之间的关系。

随着晶闸管 V 关断,反向浪涌电压  $U_{RC}$  开始建立,电流从直流  $I_d$  开始剧降,阀中电流为

$$i(t) = I_d - \frac{U_{RC}}{L_1} t$$

电流过零后,由于反向恢复电荷的存在,晶闸管还保持其通态电压 ( $L di/dt - U_{RC} > 0$ ),要到  $t = t_0$  时,晶闸管才开始关闭。如果不设置 RC 电路,其反向浪涌电压  $U_{RC}$  将会出现非常高的电压峰值,如图 6.2-20 (a) 所示。为防止出现非常高的电压峰值 ( $U_{RCM}$ ),必须与晶闸管并联接入一个 RC 单元,这样储存在电感中的能量在一个衰减的振荡中逐渐消失,如图 6.2-20 (b) 所示。通过合理选择  $R_{bl}$  和  $C_{bl}$  的大小,降低反向浪涌电压  $U_{RC}$  的电压峰值  $U_{RCM}$ ,使其不超过晶闸管的关断能力 ( $\leq U_{RRM}$ )。

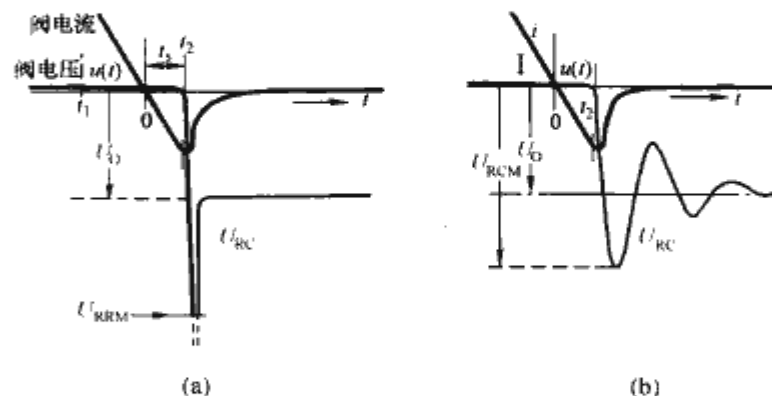


图 6.2-20 阀关断时的换相过冲  $f_c$

(a) 无阻尼电路; (b) 有阻尼电路

## 4.2 直流均压电阻

### 4.2.1 功能

直流均压电阻应能满足以下功能:

- (1) 使晶闸管两端的低频电压分量均匀分配。
- (2) 提供晶闸管正常运行和保护触发的门槛电压值。

### 4.2.2 设计与计算

该电阻的选择原则很简单。电压耐受能力和晶闸管一致,而电流必须限定在 TCU 探测电路能承受的范围。即

$$R_{DC} \geq \frac{U_{DSM}}{I_{max}} \quad (6.2-26)$$

式中:  $U_{DSM}$  为晶闸管耐压值;  $R_{DC}$  为直流分压电阻值。

在换流阀设计中,应考虑阀内冷却系统中冷却水所形成的电阻也参与阀的直流均压。

## 4.3 阀电抗器

### 4.3.1 功能

(1) 在下列情况下阻尼分布电容的放电:

- 1) 正常运行阀开通时。
- 2) 开关浪涌情况下使晶闸管开通。

在上述情况下,其功能为:

- 1) 限制  $I_{TER}$ 、 $I_{TES}$ 。
- 2) 限制  $di/dt$ 。
- 3) 限制  $I_{Tmax}$ 。

(2) 在下列情况下限制  $du/dt$  和减少晶闸管元件所承受的浪涌电压:

- 1) 雷电浪涌。
- 2) 陡波前波浪涌。

### 4.3.2 结构

目前,阀电抗器均采用饱和电抗器,其结构有以下两种:

(1) 不带二次电阻,阻尼损耗全部消耗在铁心中,因此,要求加强铁心散热,见图 6.2-21 (a)。

(2) 带二次电阻,阻尼损耗主要消耗在二次电阻中,目前多采用这种结构,见图 6.2-21 (b)。



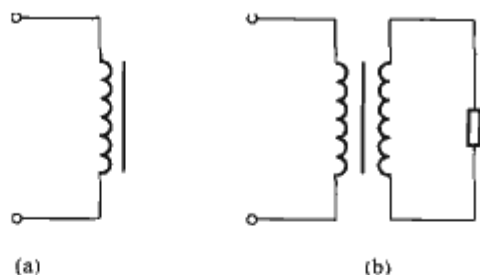


图 6.2-21 两种阀电抗器结构示意图  
(a) 不带二次电阻；(b) 带二次电阻

#### 4.3.3 设计与计算

- (1) 首先由系统参数计算电抗器参数。
- (2) 用上述参数和计算机模拟程序进行模拟，最后确定电抗器参数。
- (3) 根据上述参数计算电抗器的结构参数。
- (4) 做出样品进行测量验证。

### 5 换流阀的触发

换流阀触发系统向换流器发出一定波形和一定相位并满足其他要求的门极触发脉冲，对换流阀的触发开通时刻（或相位）进行控制，以实现直流输电系统的电流、电压及功率的控制。触发系统包括从控制装置输出端到各个晶闸管元件门极为止的全部电路和装置。

为了保证安全导通，晶闸管换流阀的触发系统必须满足的要求有：①控制系统发出的触发指令必须传递到不同高电位下的每个晶闸管级；②在晶闸管所处的电位下，需有足够的能量来产生触发脉冲；③所有晶闸管必须同时接受到触发脉冲。

触发脉冲的具体参数视制造商不同而略有差别，总结世界上已投运的直流输电工程，阀的触发方式主要有通过光电转换的电触发和光直接触发两种。

电触发是目前使用最普遍的触发方式。电触发把由阀控系统来的触发信号转换为光信号，通过光缆传送到每个晶闸管级。每个晶闸管级设置一个晶闸管控制单元，该控制单元把光信号再转换成电信号，经放大后触发晶闸管元件。为了保证使上百个晶闸管同时触发，这种触发方式对元件的要求非常严格，各发光管、光接收器及光缆的特性要一致，分散性应尽量限制到最小范围，光接口装置的光损耗也要尽量小，以降低触发功率损耗，安全快速触发晶闸管元件。

电触发利用了光电器件和光纤的优良特性，实现了触发脉冲发生装置和换流阀之间低电位和高电位的隔离，同时也避免了电磁干扰，减小了各元件触发脉冲的传递时差，使均压阻尼回路简化和小型化，使能耗减少，造价降低。电触发已用于大多数直流输电工程，尤其是长距离、超高压、大容量的直流输电工程。

光直接触发是换流阀的另一种触发方式，其工作原理是在晶闸管元件门极区周围，有一个小光敏区，当一定波长的光被光敏区吸收后，在硅片的耗尽层内吸收光能而产生电子—空穴对，形成注入电流使晶闸管元件触发。这种触发方式对触发晶闸管元件的光源要有严格的波长、能量、寿命、效率等要求，以降低触发能量的损耗。与光电转换的电触发方式相比，光直接触发省去了控制单元的光电转换、放大环节及电源回路，简化了阀的辅助元件，改善了阀的触发特性，提高了阀的可靠性。光控晶闸管元件，已在直流输电工程中得到了广泛应用，我国的贵—广直流输电工程中采用光控晶闸管换流阀。

电触发的晶闸管阀触发系统均设在晶闸管控制单元中，从阻尼回路取得电源，并配有储能装置。在以下降低交流电压运

行时，阀和触发系统的设计应保证有足够的能量来提供触发脉冲，使阀安全导通：①交流系统单相对地故障，故障相电压降至零，持续时间不小于 0.5s；②交流系统三相对地短路故障，电压降至正常电压的 30%，持续时间不小于 0.25s。

对于交流系统故障，若在换流站交流母线测量的三相平均电压大于正常电压的 30%，但在 1s 期限内，又可能降至正常极限最低电压值之下，此时按电压条件和晶闸管阀的热稳定限制，晶闸管阀应能以与这种电压条件和阀稳定限制相一致的直流电流最大值连续运行。对于换流站交流母线三相平均电压测量值为正常电压的 30% 或更低的交流系统故障，如有可能，应通过继续触发换流器维持直流电流以某一幅值运行来改善直流系统的恢复性能。如果为了保护高压直流设备而必须关闭换流器，那么阀应在恢复到正常的交流母线三相电压的 40% 之后的 20ms 内解锁。在故障期间或故障瞬时清除期间，阀的触发应尽量减少恢复电压的幅值，并改善稳定性。

晶闸管换流阀使用了短脉冲系统，它是触发电路唯一的通道。该系统在这个短周期内产生一个检测脉冲，晶闸管控制单元的储能电容通过晶闸管阻尼电路对其充电。阻尼电路的均压电阻一方面用来给晶闸管控制单元提供直流电源，另一方面用来进行电压监测。

当晶闸管两端电压超过设定值时，晶闸管控制单元就产生一个指示脉冲（IP）发送到阀控制单元。这些 IP 脉冲用来启动晶闸管的检测功能，同时设置阀控制单元逻辑为“触发状态就绪”，晶闸管可以触发（阀导通期间）。当晶闸管导通时，晶闸管控制单元上的电容放电，在正常运行期间，晶闸管控制单元上没有任何的能量（晶闸管控制单元的能量完全被释放掉）。然而，如果晶闸管上的电压上升，例如阀电压不正常时或正向电流过低时，晶闸管控制单元迅速充电，一个新的 IP 脉冲发送到阀控制单元，阀再次被触发。在晶闸管导通期间，可以这样充、放电多次。由于晶闸管控制单元充电很快，所以触发系统随时可以触发晶闸管。无论是整流还是逆变桥在阀交流电压减小时，对晶闸管控制单元以及整个触发系统来说，都不必依赖时间来恢复其功能。

### 6 换流阀的控制、自保护和工作状态监测

#### 6.1 电触发晶闸管换流阀

采用光电转换的电触发晶闸管换流阀，其控制和保护是由阀电子设备来实现的，它包括晶闸管控制单元和晶闸管元件监测设备。晶闸管控制单元实现晶闸管元件的触发及监测，并应配有正向紧急（保护）触发装置。晶闸管级的正向紧急触发装置，是通过晶闸管元件的阻容并联回路中抽取电压，利用二极管的雪崩特性，紧急触发晶闸管元件，使其免受巨大的正向过电压。紧急触发电压的整定值应首先考虑作为备用触发回路，其次应高于避雷器保护水平，作为避雷器的后备。此外，晶闸管控制单元还提供晶闸管元件在恢复期内的保护功能和电压测量，并通过两根低损耗的光缆，向阀控制单元传送元件运行监测信号。每个晶闸管元件都有自己的控制单元。晶闸管元件的触发监控系统示意图见图 6.2-22 和图 6.2-23。

阀控制单元主要功能是将由极控来的控制脉冲转换成触发脉冲，并通过光接口板转换成光触发脉冲 FP，经过高压光缆发送到换流阀每个晶闸管控制单元，触发阀上每个晶闸管。同时阀控制单元还接收由换流阀每个晶闸管控制单元发回的晶闸管状态信号，并发送到晶闸管监测单元进行处理。阀控制单元是冗余的。

换流阀晶闸管的门极信号、监控和保护信号是经由光缆传

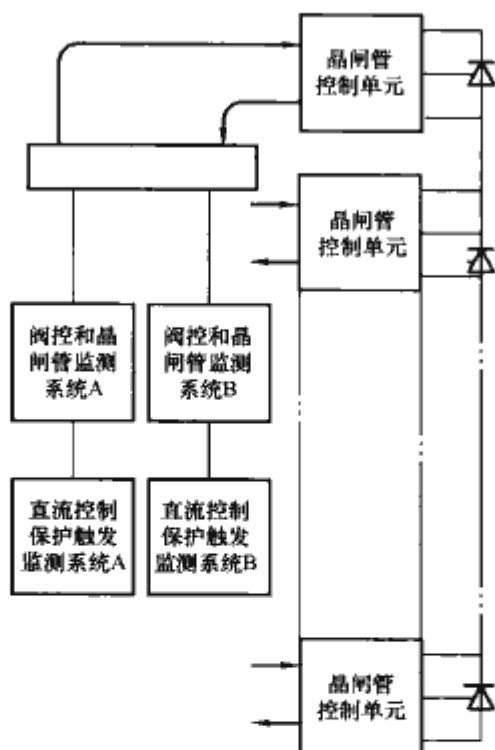


图 6.2-22 12 脉波 ETT 换流阀的控制和监测系统图

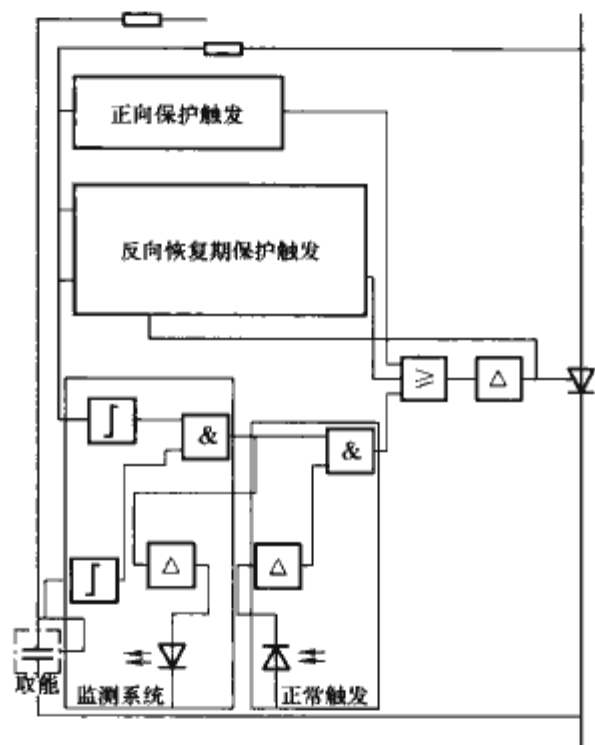


图 6.2-23 ETT 阀晶闸管控制单元 TCU 逻辑图

送的。在每个晶闸管控制单元和阀控制单元之间使用两根光缆。

阀控制单元是阀内各种信号和晶闸管运行状态统计的汇集地，与晶闸管控制单元、晶闸管监测单元、阀组控制和保护系统、阀避雷器电子监测、阀冷却系统泄漏检测等设备都有信息交换。阀控制单元将阀控发出的脉冲变成门极控制所需的脉冲序列，并对来自每个晶闸管元件的运行状态信号、 $du/dt$  过电压保护、负电压检测等进行统计后传送到晶闸管监测设备。阀控制单元通常是每个四重阀（或二重阀）公用一个，可布置在主控楼的继电器室。

晶闸管监控系统功能主要是采集来自阀控制单元的晶闸管状态信号，并根据晶闸管工作状态发出相应的报警和跳闸信号以及相应的信息。

LTT 阀触发和监测系统框图见图 6.2-24。

## 6.2 光直接触发的晶闸管换流阀

晶闸管故障监测系统主要功能是在线监测晶闸管、阻尼均压电路、晶闸管电子线路、光信号传输系统及光缆的故

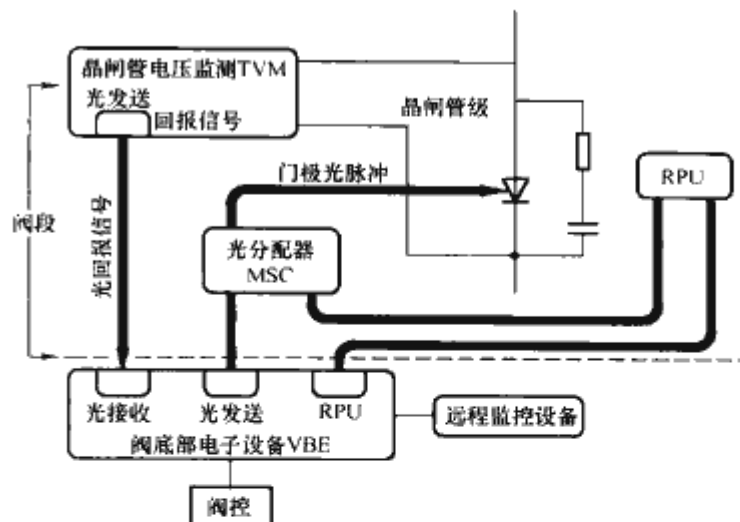


图 6.2-24 LTT 阀触发和监测系统框图

障。它是处于地电位的阀基电子设备的一部分。晶闸管故障监测系统将光缆送来的阀上的回报信号进行估值计算。

当晶闸管、晶闸管电压监测单元、光缆以及保护触发（BXD）故障时都上报主控室处理。

晶闸管故障监测系统是一个热备用的冗余系统，以确保阀基电子设备的高可靠性和可用率。如果一个系统出现故障，晶闸管监测和触发系统就会自动切换到另一个系统，同时发出报警信号。在系统运行期间可以在线更换故障的晶闸管故障监测系统。

换流阀加电压后晶闸管故障监测系统即开始工作，称为预检阶段（阀阻断处于空载状态）。在预检阶段，检测到的任何故障都被视作物晶闸管级的故障，一旦故障晶闸管级数超过冗余数时，阀启动就被中止。

阀触发和监测信号的传输系统、门控系统和阀段回路原理图见图 6.2-22~图 6.2-25。

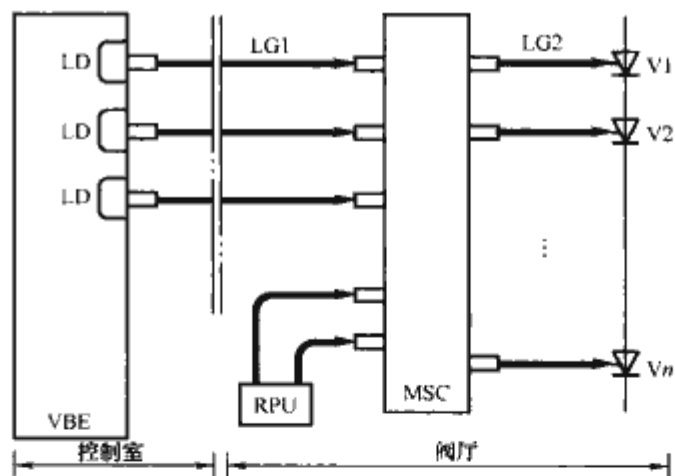


图 6.2-25 门控系统

VBE 阀基电子设备；MSC—多端光分配器；LD—发光管；V—光触发晶闸管；LG—光缆；RPU—恢复期保护单元

### 6.2.1 晶闸管电压监测单元

每个晶闸管有一个电压监测单元，在阀上一一对应，安装在该晶闸管的附近。电压监测单元一方面作为该晶闸管级的直流均压回路，同时对该晶闸管两端电压进行监测并产生相应的回报信号。

### 6.2.2 晶闸管反向恢复期保护单元

在换流阀的运行中，当发现电流过零关断后，由于晶闸管的特性存在一个反向恢复期，此时，若雷电或交流故障正好出现在这一阶段，异常电压的正上升率过大，就可能损坏晶闸管。为此，应设计晶闸管反向恢复期保护单元。反向恢复期保护单元串联到每个阀段的冲击均压电容回路中，对该阀段中串联的晶闸管进行集体保护，并在阀基电子设备的控



制下仅在晶闸管反相恢复期有效。

6.2.3 光分配器

阀上每个阀段的串联晶闸管公用一台混合型光分配器。光分配器直接接收由阀基电子设备中三路激光二极管同时发出的触发光脉冲，在此混合并均匀分配，然后发送给与其相连的串联晶闸管的光控门极。触发光缆为 3 进多路出（由晶闸管串联数确定）。

另外，在晶闸管的反向恢复期内，光分配器也接收反向恢复期保护单元发出的保护触发光脉冲。同样将其均匀分配发送给与其相连的串联晶闸管，直接触发该阀段，进行保护。

6.2.4 阀基电子设备

阀基电子设备包含晶闸管触发和监测系统，接收从阀控发来的控制信号，该信号决定阀的导通和关断。这些信号经处理并转换成光信号触发晶闸管。阀基电子设备还将接收到的从晶闸管电压监测单元发回的监测回报光信号转换后送往晶闸管监测系统。

阀基电子设备是换流阀主要的功能部件之一。它由两套系统组成，其中一个为冗余系统。控制一个单极的两套阀基电子设备安装在一个柜体内，该柜放在控制室内。

触发光脉冲为红外线光，回报信号也通过一般红外线光发送给晶闸管监测系统。

7 换流阀的冷却系统

目前广泛采用空气绝缘水冷却的晶闸管换流阀。冷却系统是换流阀的一个重要组成部分，它将阀体上各元器件的功耗发热量排放到阀厅外，保证晶闸管运行结温在正常范围。

冷却系统直接影响到换流阀的安全可靠运行，要求它既要有足够的冷却容量，又要有较高的可靠性。通常，冷却水系统又分为内冷水系统和外冷水系统。冷却系统设计需综合考虑内冷水最高进出口温度、外冷水系统设计、阀厅最高温度限制和阀厅空调系统设计等多方面因素。

典型的冷却水系统原理示意图见图 6.2-26。

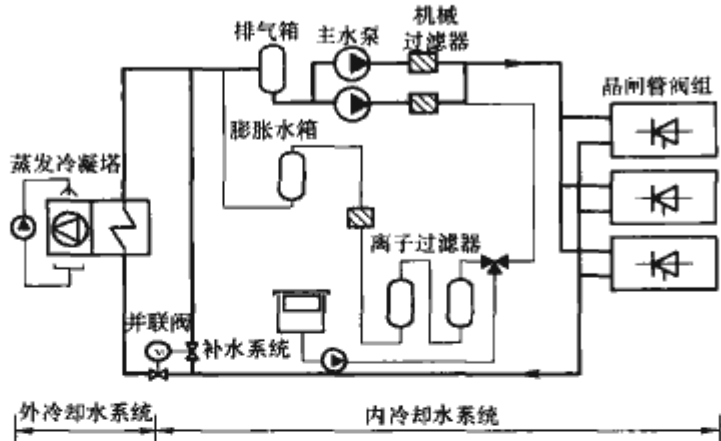


图 6.2-26 换流阀水路系统原理图

7.1 内冷却系统

换流阀的内冷却水又称一次循环水。较低温度的冷却水经循环水泵加压后进入冷却水管流入阀内全部散热器，吸收晶闸管元件及其辅助元件产生的热量，水温将升高。一次循环水经过外冷却系统冷却后，水温降至初始值，开始下一个循环冷却。

由于阀体处于几百千伏的高电位上，一次循环水必须具有极低的电导率。一般要求电导率为 0.2~0.5μS/cm。为此，内冷水系统必须长期并联去离子运行的水处理支路，而

且必须是封闭式循环系统。

晶闸管元件运行结温范围较窄，正常工作结温在 60~90℃。内冷水系统目前的设计制造水平是入口处最高温度 40~50℃，出口处最高温度 50~65℃，一旦出口水温超过保护水平的整定值，则保护系统将发出告警或跳闸信号。内冷水进、出口温度之间的温升可由式（6.2-27）计算

$$\Delta T = \frac{\sum P}{QC} \tag{6.2-27}$$

式中：∑P 为功率损耗，W；Q 为冷却水流速，m³/h；C 为水的比热容，4180J/(kg·K)。

从式（6.2-27）可以看出，流速也是冷却系统设计的一个重要指标。

内冷水回路的设计有并联冷却和串联冷却两种。从理论上说，并联冷却的效果更均匀一些，但两种设计都有成熟的制造和运行经验，都可在直流输电工程中采用。

7.2 外冷却系统

换流阀外冷却系统的主要功能是对一次循环水进行冷却，使水温降至初始值后，再进入阀体进行循环冷却。阀组对外冷却系统的要求是提供足够的冷却容量，保证阀组安全可靠运行。外冷却系统有二次水喷淋冷却（湿冷）和空气强迫冷却（干冷）两种方案，其原理图可见图 6.2-27。当这两种方案具有相同的性能指标和可靠性时，可作定性分析和比较，见表 6.2-4。

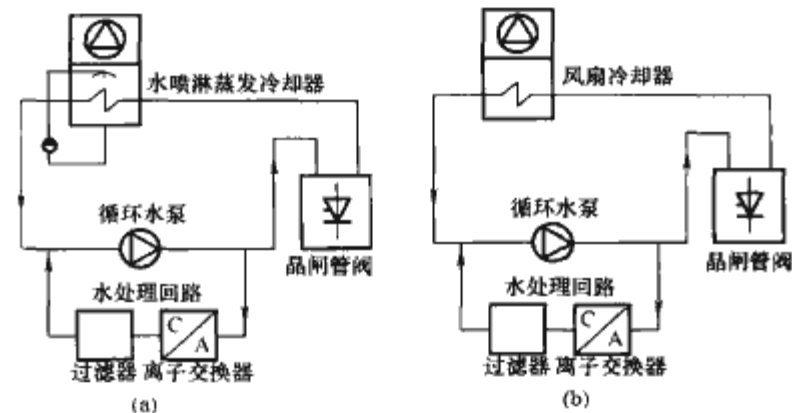


图 6.2-27 换流阀外水冷系统原理示意图  
(a) 湿冷；(b) 干冷

表 6.2-4 外冷却水系统两种方案定性分析和比较表

方案	湿 冷	干 冷
损耗	小	大
占地	少	多
噪声	较低	较高
设备及维护	需设置二次水系统，对水源、水质、水量有较高要求，必要时配水处理设备，需定期除水垢	系统元件少，结构简单，但需定期刷洗风扇叶片
工程实例	多数直流输电工程采用，如葛—南、天—广、三—常、三—广、三—沪、贵—广、伊泰普、魁北克—新英格兰直流工程等	近年来一些直流输电工程采用，如波罗的海、新西兰、斯卡捷拉克Ⅲ、强德拉普尔、维也纳东南和灵宝背靠背工程等

7.3 冷却系统腐蚀与泄漏

水冷却换流阀对一次循环水要求是电导率为 0.2~0.5μS/cm 的去离子水。在高电压作用下，由于电导率存在，



会在水冷却回路设备表面形成电解电流,容易引起设备腐蚀,影响阀组的安全可靠运行。为了将与冷却水接触的各种物质表面的腐蚀和老化减至最小,保证设备的运行寿命,应该严格选择水冷却系统的设备材料,控制去离子水的电导率,更主要的是必须尽量避免设备表层的电解腐蚀。电解电流  $I$  与冷却水回路进、出口的电压差  $\Delta U$  和水回路电阻  $R$  有关,可用  $I = \Delta U / R$  表示。

要控制电解电流,可通过采用带均压电极的并联冷却回路以降低  $\Delta U$ 、增加管道长度、减小管径、降低电导率来提高水回路电阻  $R$  来实现。图 6.2-28 示出带均压电极的晶闸管和 RC 阻尼电路的并联冷却回路。

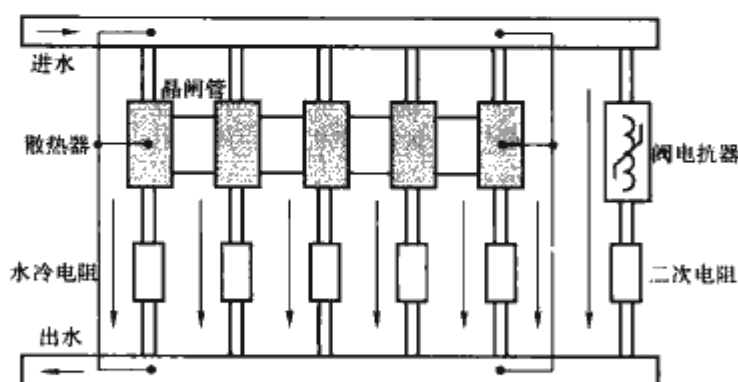


图 6.2-28 带均压电极的晶闸管和 RC 阻尼电路的并联冷却回路

此外,水冷换流阀还应对冷却介质的泄漏引起高度重视,如果冷却回路发生泄漏或堵塞,使冷却容量降低,也会影响换流阀的安全运行,甚至引起故障导致停运。因此,换流阀的设计要保证各冷却回路不泄漏及堵塞,最好不用打开水回路接头就能更换晶闸管元件,即使必须打开接头才能更换,则数目也应减至最少。同时,如果发生了局部泄漏,也不应降低阀的使用效率。阀体的结构设计应保证,泄漏出的液体将自动沿沟槽流出,离开带电体,流至一个检测装置,并能发出报警信号。万一发生大量泄漏,则必须能闭锁换流阀,以避免损坏。因此,冷却系统还应配置完善的监测装置和保护措施,以确保换流阀的安全运行。

## 8 换流阀的防火与对阀厅的要求

换流阀是高压直流换流站的“心脏”,长期运行于高电压、大电流,任何元部件的故障或电气连接不良,都有可能导致局部过热,绝缘被破坏,产生电弧和引起失火。世界上投运的直流输电工程曾发生多起换流阀着火事故,因此对阀及阀厅的防火应有严格的要求。

从起火到蔓延,必须有三个要素:热量(能源)、燃料和空气。这里有一幅非常形象的三角形插图(见图 6.2-29)。阀厅有大量的空气,许多绝缘材料成了潜在的燃料,万一在电路中的高能量被释放出来,那么,在多种设备间或故障部件之间就会产生热量。为减少着火风险,空气绝缘高压晶闸管阀的设计必须首先减少能量传导方向错误的可能性;其次,要在发生起火时使损失最小化。

现代的 HVDC 系统的晶闸管阀由多种部件组成。主回路电气部件包括晶闸管堆、散热器和阀的电抗器,辅助部件包括阻尼电容、电阻、触发与监控印制线路板和光缆。主回路部件通过母线连接,辅助部件通常用电线连接。绝缘材料通常用作不同电位的支撑部件。晶闸管、阻尼电阻和阀电抗器的能量损耗通常被绝缘的冷却回路带走,其余部件由空气冷却。

阀着火危险部位是所有的电连接点、所有的绝缘件表

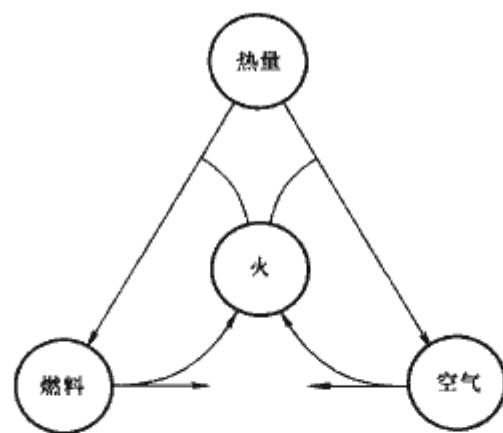


图 6.2-29 起火到蔓延三个要素关系图

面,且故障部件会导致持续放电。处理结构设计问题,应使电连接的数量尽可能少。

阀厅用于布置换流阀,当采用每极一个 12 脉波换流器接线时,则每极设置一个阀厅,每个阀厅布置一个 12 脉波换流器。

为保证换流阀的安全可靠运行,换流站的阀厅应满足的要求有:①阀厅应为金属全屏蔽,以屏蔽外部的电磁干扰和阀换相时所产生的干扰。阀厅的顶板和墙,可由波纹钢板构成的夹层板组成。阀厅的地板须有适当的屏蔽铁丝网,铁丝网埋于混凝土中,铁丝网的边缘与墙边作电气连接。②阀厅一般设置空调系统,控制温度和湿度到规定范围,保证在各种运行条件下不使阀的绝缘部件出现冷凝及过热,阀厅空调系统的设计以阀组散热为目的,并综合考虑冷却系统设计和阀厅内的温度限制值范围。每一极空调系统应是独立的,各设两套空调设备,一套运行,另一套备用。正常运行时两套设备应能一个星期自动切换一次,空气出、入口位置的选择应使阀附近的空气温度不超过  $45^{\circ}\text{C}$ 。如考虑将阀基电子设备布置在主控制楼继电器室,则运行人员除巡视外一般不进入阀厅,因此将阀厅正常运行时温度限制在  $5\sim 50^{\circ}\text{C}$  应是适宜的。③阀厅内应维持微正压,以防止灰尘进入,保持阀厅内空气洁净。④阀厅应配备先进可靠的防火系统,包括耐火的结构材料、灵敏的火源探测及处理系统和有效的灭火装置。

### 8.1 阀内和元部件防火特性

阀是由大量的塑料、合成材料和非导电体组成的。如果材料本身没有自熄性能,一旦起火形成火源,即使在已探测到故障并断开电源后,火势仍可蔓延。对阀塔而言,火情会自然恶化形成烟囱效应。客观地说,绝对不燃烧的阀是制造不出来的,但必须有充分的保证措施,阀内部任何初期的燃烧在换流阀保护跳闸以前应不会蔓延,并且一旦断开电源之后,火势将自行熄灭。

阀内的非金属材料要具有很低的可燃性并能自灭,要符合有关的材料标准。所有的塑料中应添加足够的阻燃剂。

在设计阀内电子电路设备时,应尽量通过使用具有较低燃烧特性的元部件,且具有高的可靠性和适当的额定值冗余而将火灾风险减至最小。在相邻的材料和光纤通道的节与节之间应设置具有耐火能力的防火板,或通过采用其他措施来控制火势的传播。在阀内应尽可能不使用会成为潜在火源的元件,如油浸电容器等,如果因为某些关键性技术因素而必须使用无自熄能力的易燃材料(如电容器的浸渍液)时,则应保证此种材料数量为最少,并应考虑充分的隔离或在元部件之间设置防火板,以防止火灾蔓延。

为提高阀的防火能力,世界上主要的直流设备制造商积



极研制新材料，研究新措施，并开发了一些新的元器件投入或即将投入商业运行，这些改进包括：①使用大裕度的电子元件；②将电气连接减至最少，接点设计牢固；③阀中材料均具有阻燃性、自熄性或低燃性；④阀的电子电路板用金属材料密封；⑤采用 SF<sub>6</sub> 电容器或干式绝缘电容器，避免了充油元件；⑥阀组件水平方向用防火板隔开；⑦使用的阀电抗器和冷却水管均不会燃烧。随着运行经验的成熟，新一代防火能力强的阀体材料和阀内元件或设备均可考虑在工程中采用，将阀起火的危险降至最小。

防止产生过多热量的措施有以下几种：

- (1) 连接件（母线和电线类）涂适当的接合剂。
- (2) 电气线路谨慎设计。
- (3) 阀冷却回路余量加大。
- (4) 水平绝缘表面消除电压应力。
- (5) 配套外部起火检测系统（如外部烟雾快速监测设备）。

(6) 阀层间距宽大。

限制材料成为燃料的措施有以下几种：

- (1) 使用添加阻燃剂并具有自熄灭特性的塑料材料。
- (2) 避免使用任何含油部件。

### 8.2 阀厅火灾探测系统

提高阀和阀厅的防火能力，除改进阀体材料的元件和避免使用易成为火灾隐患的设备外，在阀厅内装设完善的探测系统也是必不可少的。阀厅火灾探测系统比较见表 6.2-5。

表 6.2-5 阀厅火灾探测系统比较

主要性能	空气取样	电视录像	红外线录像	电弧探测	火焰探测	常规烟+热探测器
对起燃/电弧反映时间	非常灵敏/慢	不灵敏/快	不好/快	不灵敏/好	不灵敏/不好	慢/慢
探测范围	远	有限	有限	有限	有限	相当远
安装难易	易	很难	很难	很难	易	易
报警水平可调	能	不能	能	能	能	不能
现有阀厅采用难易	易	难	难	难	易	易
分区取样	易	很难	很难	很难	很难	易
维护水平	适中	适中	适中	适中	低	低
运行经验	良好	良好	极有限	极有限	有限	不好
价格	适中	适中	适中	适中	适中	便宜

### 8.3 阀厅灭火系统

灭火系统是阀和阀厅防火的一个重要环节之一，其结构和组成应依据众多因素而定。例如，阀和阀厅的结构；阀厅内的布局；油浸换流变压器与平波电抗器的邻近程度；防火规程的要求；消防部门的建议等。在选择某种灭火系统时还应考虑的因素有：灭火材料的灭火能力；就地自动控制系统；能防止误操作；利于人身安全；对设备及环境的污染程度等。目前可供选择的灭火物一般为气体、干性化学品、水和含水泡沫等，这些常用灭火物的主要优缺点比较见表 6.2-6。

表 6.2-6 常用灭火物的主要优缺点比较

序号	主要性能	气体 (含卤物、 二氧化碳等)	干性化 学品	水	水成 泡沫
1	设备+安装费用	高	高	低	低
2	替换材料费用	高	低	低	低
3	更换材料延误时间	很长	长	很短	很短
4	灭火时间	快	适中	长	长
5	安装影响	大	适中	适中	适中
6	对阀厅和阀厅设备的影响	小	大	适中	中等偏大
7	长期可靠性	低	中	高	高
8	对环境的影响	大	中	小	小
9	人工参与	不行	不行	可以	可以
10	能否使用其他材料	无	可以	可以	可以
11	系统的复杂程度	高	中	中	中
12	对人的危害	大	中	小	小
13	分区使用	尚无实例	可	可	可
14	火势重燃可能性	中	低	中	低
15	大量使用的效果	低	低	高	高
16	防止阀厅油失火的效果	中	低	中	高
17	扑灭局部或小火效果	高	高	中	低
18	与排烟系统兼容性	不能	难	可以	可以

### 8.4 阀厅结构

阀厅基本结构应为设备运行提供一个可控制的环境。从失火看，运行设备封闭意味着一旦失火，毒气、腐蚀性烟雾和热量不能扩散并随即影响其他设备，这时如果阀厅的结构材料有助于火势加大，则会使设备更加受到热量和烟雾的损害。

为减小阀厅失火几率，在阀厅设计中应考虑：尽可能采用不能燃烧的结构，如果不能实现，则须同时考虑灭火措施；采用能防止起火爆炸的结构，并提供有关可能会发生倒塌的情况。对于阀厅结构，不仅要规定采用非可燃性材料，还应要求结构材料具有耐火性能。例如，钢结构不能燃烧，但与混凝土结构相比，其持续耐火能力非常低，除非涂上防火层加以保护。

阀厅的建筑结构还应考虑以下一些具体问题：对建筑结构要同时考虑既能助减火势又能便于清扫，如防止漏油和方便排水；为管道、沟槽、通向邻近房间的门窗提供全部的防火密封装置，结构中的焊缝和接头应密封良好；提供一个排烟系统，使之能在失火时，从高处排除烟雾，从低处吸入空气；根据建筑布置和防火安全规范提供紧急疏散通道；综合考虑能够可靠地控制阀厅内的气压、温度、湿度和灰密度的加热、通风和空调系统；根据所安装的空气取样火灾探测系统，仔细考虑空调进风和排风孔的位置；防止产生可能污染高压设备的水泄漏源，例如屋顶泄漏，包括浸透屋顶和排烟孔的雨；屋顶和排水管道表面的冷凝水；阀冷却介质泄漏，以及从高处来的进水管道的泄漏等。

## 9 换流阀的试验

### 9.1 试验的一般要求

#### 9.1.1 型式试验实施导则

##### 9.1.1.1 替代的证据

每一种阀的设计都应承受相关标准和设备采购规范中规



定的型式试验。如果能证明某个阀与以前试验过的阀类似,则制造厂应提供以前型式试验的报告交由用户考虑是否可以代替型式试验,并应一同提供一份详细描述设计的差别以及证明参考的型式试验能够满足提议的设计试验目的独立的报告。

#### 9.1.1.2 试品

(1) 某种型式试验既可以在完整的阀上进行,也可以在阀段上进行,被试阀段的总数应至少和完整的阀中的数量一样多。

(2) 除非另有规定,所有的型式试验应使用相同的阀段。

(3) 交付型式试验之前,阀、阀段和/或它们的元件应有通过例行试验的证明。

#### 9.1.1.3 试验顺序

规定的型式试验可以以任何顺序进行。如果局部放电测量能在绝缘型式试验末进行,则可以增加试验的置信度。

#### 9.1.1.4 试验程序

适用时,应按照 IEC 60060 进行试验。

#### 9.1.1.5 试验的周围温度

除非另有规定,应在试验设施经常出现的周围温度下进行试验。

#### 9.1.1.6 试验频率

交流绝缘试验既可以在 50Hz,也可以在 60Hz 下进行。对于功能试验,试验频率的特殊要求在相关的条款中给出。

#### 9.1.1.7 试验报告

型式试验结束后,制造厂应提供符合要求的型式试验报告。

### 9.1.2 大气校正

如果相关的条款中有规定,应按照 IEC 60060-1 对试验电压进行大气修正。进行修正的参考条件如下:

(1) 压力。标准大气压 (101.3kPa),修正到设备安装的现场的海拔。

(2) 温度。设计的最高阀厅的空气温度 (°C)。

(3) 湿度。设计的最小阀厅的绝对湿度 ( $\text{g}/\text{m}^3$ )。

制造厂应规定使用的数值。

### 9.1.3 冗余的处理

#### 9.1.3.1 绝缘试验

对于阀端子间的所有绝缘试验,冗余的晶闸管级应予以短路,对于阀的非周期性触发试验可能例外。晶闸管级短路的位置应征得用户和制造厂的同意。根据设计,可以限制短路的晶闸管级的分布。例如,在一个阀段内可以是短路的晶闸管级数的上限。

#### 9.1.3.2 功能试验

对于功能试验,冗余的晶闸管级不应短路。采用的试验电压应通过换算系数  $k_n$  来调节,即

$$k_n = \frac{n_{T_{ut}}}{n_T - n_{T_r}} \quad (6.2-28)$$

式中:  $n_{T_{ut}}$  为试品中串联晶闸管级的数量;  $n_T$  为阀中串联晶闸管级的总数;  $n_{T_r}$  为阀中冗余的串联晶闸管级的总数。

### 9.1.4 型式试验成功的判据

即使最精心设计的阀也不可能避免运行中晶闸管级元件的偶然的随机故障。这些故障可能与负荷有关,在某种程度上认为是随机的,故障的起因或者故障率和负荷之间的关系不能预测,况且,没有准确的量值定义可以依照。型式试验使阀或阀段在短时间内承受多种负荷,这些负荷通常是相应于阀的寿命期间遇到不超过几次的最恶劣的负荷。考虑到上

述因素,下面给出的成功通过型式试验的判据允许在型式试验期间一小部分晶闸管级损坏,只要该损坏在规定的允许范围内。

#### 9.1.4.1 适用于晶闸管级的判据

(1) 如果经过规定的型式试验后,超过一个晶闸管级(如果更多的话,替代的方法是多于完整阀中串联的晶闸管级的 1%)已经短路,则认为该阀没有通过型式试验。

(2) 如果一项型式试验后,一个晶闸管级(或者更多,但是还应在 1% 限值内)出现短路,则应恢复失效的晶闸管级继续进行型式试验。

(3) 如果在整个型式试验期间短路的晶闸管级的累计数超过完整的阀内串联连接的晶闸管级的 3%,则认为阀没有通过型式试验。

(4) 如果型式试验是在阀段上进行的,上述接受的判据依然适用,这是因为受试阀段的数量不应小于完整阀内的阀段数量。

(5) 应在每项型式试验后检查阀或阀段以确定是否有晶闸管级已经短路。型式试验期间或其后发现失效的晶闸管或辅助元件可在进一步试验之前更换。

(6) 试验程序结束后,阀或阀段应进行一系列检查试验,至少包括:

1) 晶闸管的正向和反向电压耐受检查。

2) 门极电路的检查。

3) 监控回路的检查。

4) 施加高于或低于保护整定值的瞬态电压来检查晶闸管的保护回路。

5) 均压回路的检查。

(7) 检查试验期间出现的晶闸管级的短路也应计入上述确定的验收判据之内。除短路的晶闸管级以外,在型式试验程序和随后的检查试验期间发现的出现故障而没有导致晶闸管级短路的级数不应超过一个完整的阀内串联连接的晶闸管级的 3%。如果这种级的总数超过 3%,则损坏的性质和起因应予以考虑,如果有的话,应根据用户和制造厂的协议采取附加的行为。

(8) 如果采用百分比判据来确定短路的晶闸管级的最大允许数量和不会导致晶闸管级短路的故障层的最大允许数量,通常的经验是把所有的小数调整为一个更大的整数,见表 6.2-7。

表 6.2-7 型式试验期间允许的晶闸管级损坏数

完整的阀内晶闸管级的数量减去冗余级的数量 ( $N_i - N_r$ )	任何一项型式试验中允许短路的晶闸管级的数量	所有型式试验中允许短路的晶闸管级的总数	所有型式试验期间,经历过故障但没有引起短路的附加晶闸管级的数量
≤33	1	1	1
34~67	1	2	2
68~100	1	3	3

所有型式试验后,出现短路的层和其余晶闸管故障的层基本上应是随机的,且不表现出说明设计不充分的样式。

#### 9.1.4.2 适用于阀作为一个整体时的判据

与多于一个阀的晶闸管级相关的公共电气设备的击穿和外闪,构成阀结构的绝缘材料、冷却管和光导向装置或者脉冲传输分配系统的其他绝缘件的破坏性放电是不允许的。

元件和导体的表面以及相关的载流连接的温度和相邻安装面的温度在任何时候都应保持在设计允许的限值内。



9.2 型式试验项目

表 6.2-8 列出了全部型式试验项目。

具体的试验要求参见 IEC 60700-1: 1998 《高压直流输电用晶闸管阀第 1 部分：电气试验》。

表 6.2-8 型式试验项目

型式试验项目		试品
绝缘试验	阀支撑的直流电压试验	阀支撑
	阀支撑的交流电压试验	阀支撑
	阀支撑的操作冲击试验	阀支撑
	阀支撑的雷电冲击试验	阀支撑
	MVU 的对地直流电压试验	MVU
	MVU 的交流电压试验	MVU
	MVU 的操作冲击试验	MVU
	MVU 的雷电冲击试验	MVU
	阀的直流电压试验	阀
	阀的交流电压试验	阀
	阀的操作冲击试验	阀
	阀的雷电冲击试验	阀
	阀的陡波前冲击试验	阀
	阀的非周期触发试验	阀
功能试验	最大连续运行方式试验	阀或阀段
	最大临时运行方式试验 ( $\alpha=90^\circ$ )	阀或阀段
	最小交流电压试验	阀或阀段
	临时欠电压试验	阀或阀段
	断续直流电流试验	阀或阀段
	反向恢复期间的瞬态正向电压试验	阀或阀段
	重新施加正向电压的一周波故障电流试验	阀或阀段
	无重新施加正向电压的多周波故障电流试验	阀或阀段
	阀对电磁干扰的不敏感性试验	阀或阀段
	特殊性能的试验	阀或阀段

9.3 型式试验电路

9.3.1 交流电压试验电路

交流电压试验电路原理图如图 6.2-30 所示。

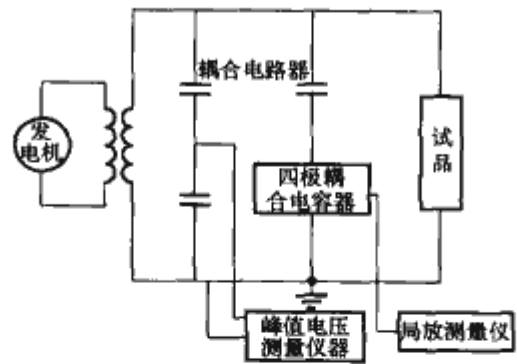


图 6.2-30 交流电压试验电路原理图

9.3.2 直流电压试验电路

直流电压试验电路原理图如图 6.2-31 所示。

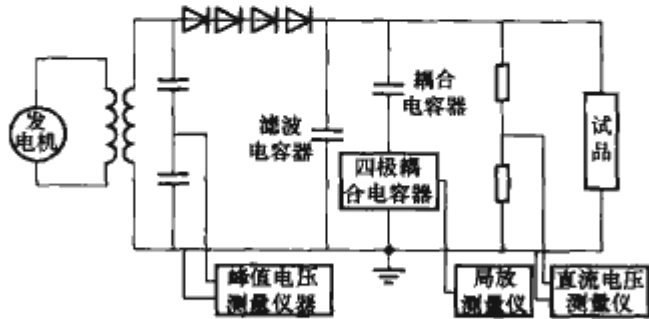


图 6.2-31 直流电压试验电路原理图

9.3.3 冲击电压试验电路

冲击电压试验电路原理图如图 6.2-32 所示。

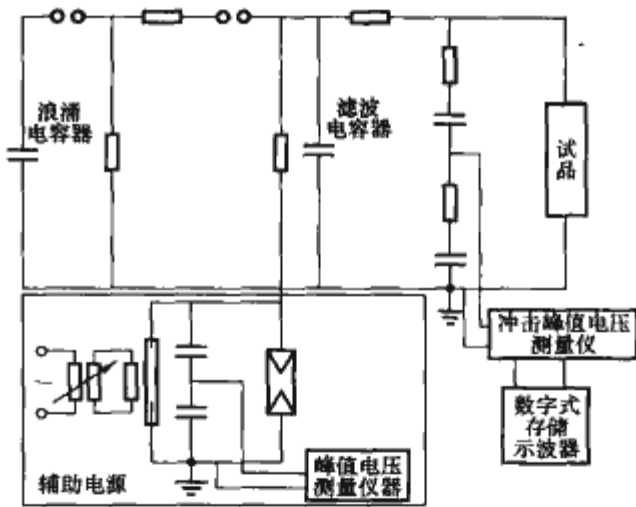


图 6.2-32 冲击电压试验电路原理图

9.3.4 功能试验合成试验电路

存在着两种功能试验合成试验电路，其电路原理图如图 6.2-33 和图 6.2-34 所示。

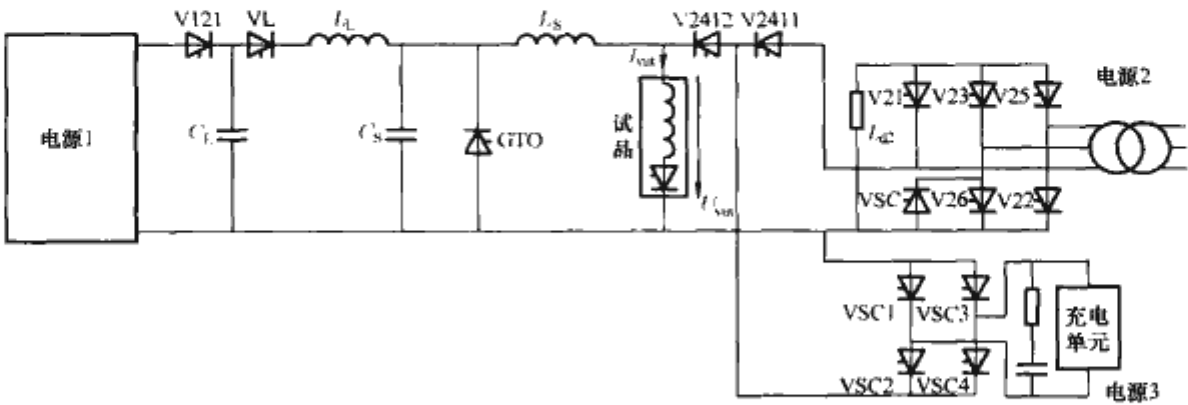


图 6.2-33 功能试验合成试验电路（一）原理图

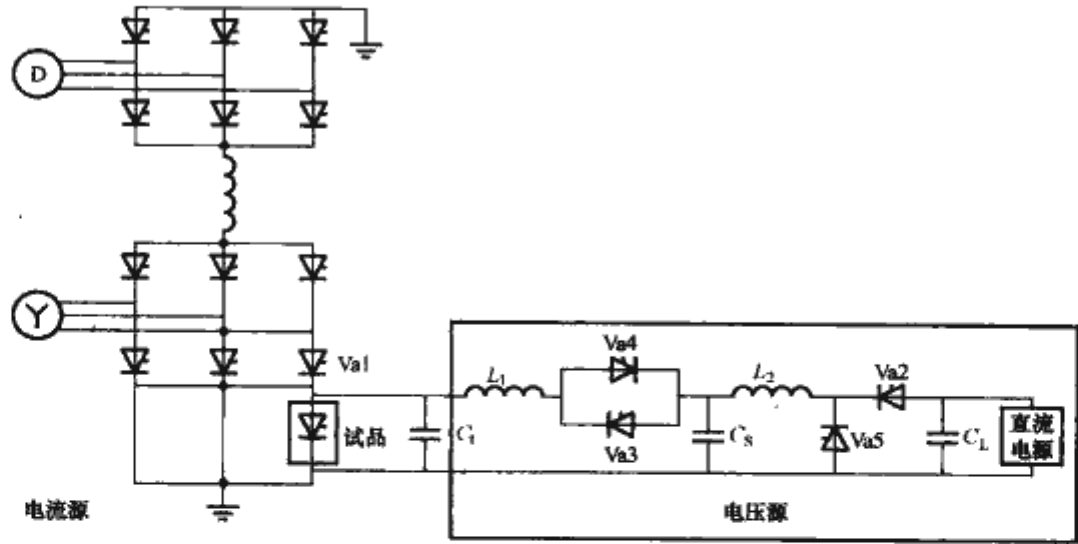


图 6.2-34 功能试验合成试验电路（二）原理图

图 6.2-35 为西电集团制造的晶闸管换流阀在西高院进行高压试验。



图 6.2-35 西电集团制造的晶闸管换流阀在西高院进行高压试验

#### 9.4 相关标准

- IEC 60700-1; 1998 《高压直流输电用晶闸管阀 第 1 部分：电气试验》
- ISO/IEC 导则 25; 1990 《校准和检验实验室的通用要求》
- IEC 60060-1; 1989 《高电压试验技术 第 1 部分：一般的定义和试验要求》
- IEC 60071-1; 1993 《绝缘配合 第 1 部分：定义、原理和规则》
- IEC 60099; 《避雷器》
- IEC 60270; 1981 《局部放电测量》
- IEC 61803; 1999 《高压直流输电换流站功率损耗的确定》



# 第3章 换流变压器

## 1 换流变压器的功能

直流输电系统中换流器所包含的变压器称为换流变压器，换流变压器是直流输电系统中的关键设备之一。在整流换流器中换流变压器为换流设备提供交流电能，换流器将交流电能转换为直流电能并通过直流输电线路传输；在逆变换流器中换流变压器接受逆变换流器将直流电能转换为交流的电，并将其输送到其他交流供电网路中。换流变压器在直流输电系统中的主要功能有以下几方面：

- (1) 提供相位角差为  $30^\circ$  的 AC 电压以降低网路的低次谐波，特别是 5 次和 7 次谐波。
- (2) 作为直流输电系统两端换流站 AC 系统电压、电流的交换设备。
- (3) 换流变压器的阻抗可以增加 AC 系统的阻抗，有限制系统的短路电流和抑制换相过程中阀的峰值电流升高的作用。
- (4) 与换流器和其他设备共同实现 AC 网路与 DC 网路的联络。

(5) 通过换流变压器可以实现对 AC 和 DC 系统电压较大范围的分挡调节。

1987 年，我国第一个直流工程——舟山直流输电工程投入运行，到 2007 年已有 10 个直流工程相继投入运行。目前我国已投入运行的直流输电工程的最高直流电压等级为  $\pm 500\text{kV}$ ，换流变压器网侧最高交流电压等级为  $500\text{kV}$ 。20 世纪 70~80 年代，苏联进行过  $\pm 750\text{kV}$  直流输电的工程实践，研制了  $\pm 750\text{kV}$  直流输电工程用的换流变压器。目前，我国已开展  $\pm 800\text{kV}$  直流输电工程的建设， $\pm 800\text{kV}$  直流输电工程用换流变压器的研制工作正在进行中。

## 2 换流变压器的结构

### 2.1 换流变压器结构型式的选择

换流变压器的结构型式主要有三相三绕组、三相双绕组、单相双绕组和单相三绕组四种基本型式。不同结构型式的换流变压器与阀桥的连接示意图见图 6.3-1。

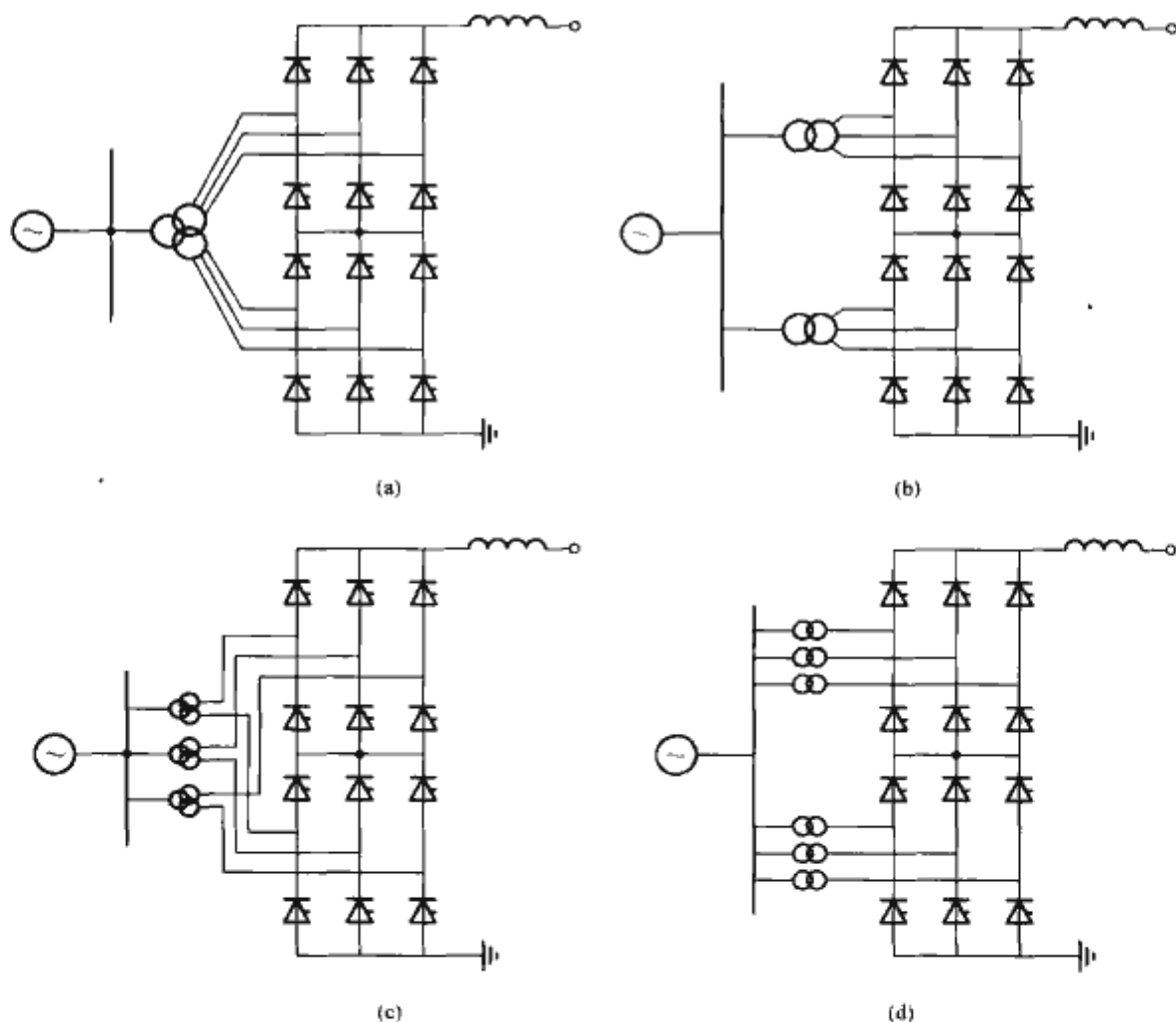


图 6.3-1 换流变压器与阀桥的连接示意图

(a) 三相三绕组；(b) 三相双绕组；(c) 单相三绕组；(d) 单相双绕组

对于不同结构型式的换流变压器，其内部结构及外形也不相同。几种典型的三相、单相及特高压换流变压器的外形如图 6.3-2~图 6.3-5 所示。采用何种结构型式的换流变压器，应根据换流变压器的容量、网侧和阀侧额定电压、绝缘

水平、运输条件以及换流站布置要求等因素进行综合考虑决定。

直流电压不大于  $\pm 200\text{kV}$ ，输送功率不大于  $600\text{MW}$ ，且运输条件允许的情况下，选用三相换流变压器较为合适。

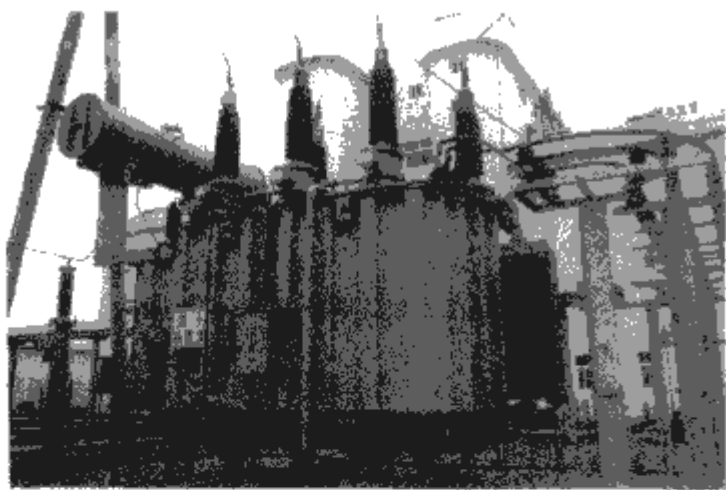


图 6.3-2    三相双绕组换流变压器外形

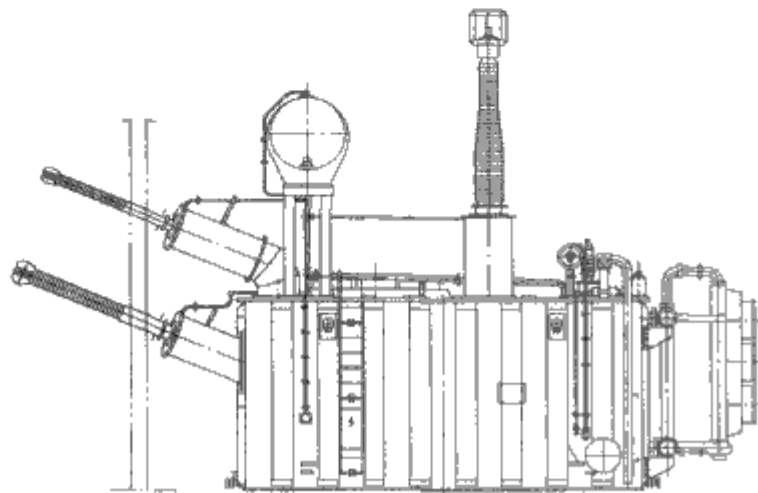


图 6.3-3    单相三绕组换流变压器外形

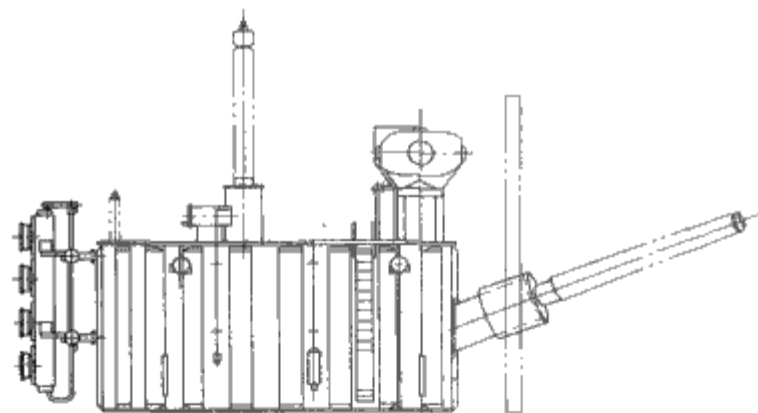


图 6.3-4    单相双绕组换流变压器外形

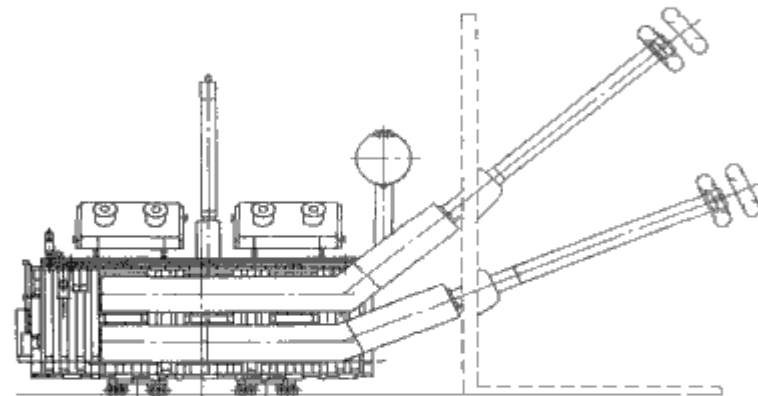


图 6.3-5    特高压单相双绕组换流变压器外形

选用三相双绕组换流变压器，可降低成本，减少换流站中换流变压器的台数和占地面积，同时，还可降低换流站内换流变压器总的损耗，特别是空载损耗，提高输电效率。对于 12 脉波换流单元的两个 6 脉波换流桥，采用两台三相双绕组变压器，其网侧绕组为星形（Y）连接，而阀侧绕组一台为星形（Y）连接，另一台为三角形（D）连接，阀侧输出

电压彼此保持 30°的相位差。

高电压、大容量的换流变压器因运输原因通常采用单相结构。单相换流变压器又分双绕组或三绕组两种结构型式。对于 12 脉波换流单元，在运输条件允许时应尽量采用单相三绕组换流变压器，这样投入运行和备用的换流变压器台数都减少，经济上更为合理。单相三绕组换流变压器带有一个网侧绕组和两个阀侧绕组。三台单相换流变压器的两个阀侧绕组经阀侧套管引出后分别连接成 Y 连接组和 D 连接组。单相三绕组换流变压器两个阀侧绕组具有相同的额定容量和运行参数（如阻抗），线电压相位差为 30°。当直流线路输送容量较大时，多采用单相双绕组结构型式的换流变压器，每一个 12 脉波换流单元需要六台单相换流变压器，其中三台阀侧绕组接成 Y 连接组，三台阀侧绕组接成 D 连接组。六台单相换流变压器具有相同的容量和运行参数（如阻抗）。两组换流变压器阀侧线电压相位差 30°。在输送容量相同时，单相三绕组换流变压器的容量是单相双绕组换流变压器容量的两倍，其运输重量约为单相双绕组的 1.6 倍。在选用换流变压器的结构型式时要考虑换流变压器的运输条件、运输费用及换流变压器的总成本。

不同结构型式的换流变压器在直流系统中所需的数量及备用的数量是不相同的，以双极 12 脉波换流单元（每个 12 脉波换流单元由 2 个 6 脉波换流器组成）为例，表 6.3-1 给出简明的比较。

表 6.3-1    直流输电工程所需换流变压器的结构类型及数量表

变压器结构类型	长距离直流输电工程				背靠背联网工程			
	每站换流变压器规格数	每站两极所需台数	每站所需备用台数	系统所需换流变压器规格数/总台数	每站换流变压器规格数 <sup>①</sup>	每站两极所需台数	每站所需备用台数	系统所需换流变压器规格数/总台数
三相三绕组	1 种	2 台	1 台	2 种/6 台	1 种	4 台	1 台	1 种/5 台
三相双绕组	2 种	4 台	2 台	4 种/12 台	2 种	8 台	2 台	2 种/10 台
单相三绕组	1 种	6 台	1 台	2 种/14 台	1 种	12 台	1 台	1 种/13 台
单相双绕组	2 种	12 台	2 台	4 种/28 台	2 种	24 台	2 台	2 种/26 台

① 两侧交流网络电压等级及相关参数相同。

换流变压器的内部结构和普通电力变压器类似，包括铁心、线圈、器身及引线四个主要部分；外部由油箱和必要的组件（如网侧套管、阀侧套管、储油柜、冷却装置、测量装置、控制和保护仪表等）组成。



## 2.2 换流变压器铁心

换流变压器铁心通常为心式结构。心式结构换流变压器的铁心有多种结构型式,如三相三柱式、三相五柱式、单相三柱式及单相四柱式等。三相三柱式铁心的三个柱都是主柱;三相五柱式铁心有三个主柱和两个旁柱;单相三柱式铁心有一个主柱和两个旁柱;单相四柱式铁心有两个主柱和两个旁柱。主柱套装有线圈,旁柱构成磁路的一部分。大型换流变压器通常采用单相四柱式或单相五柱式铁心结构,带有旁柱的铁心可以有效降低产品运输高度,解决高电压大容量产品的运输问题。考虑到降低损耗、降低空载电流以及空载噪声的要求,铁心材料一般选用冷轧有取向高导磁硅钢片。在一些大型和超大型换流变压器中,还可采用激光照排和等离子蚀刻的超低损耗硅钢片。铁心片的叠片与普通电力变压器相同,有时也采用复杂的多级接缝铁心叠片。

换流变压器在运行时绕组中存在直流偏磁电流,铁心会出现饱和现象,很小的直流偏磁电流(通常只有几安)也会导致铁心中损耗和噪声的大幅度升高。因此在设计大容量换流变压器铁心时,除考虑铁心的冷却外,还需采取措施提高铁心的整体刚性,以降低铁心的噪声水平。

## 2.3 换流变压器线圈

换流变压器线圈包括网侧线圈、阀侧线圈和调压线圈三部分。网侧线圈通过交流套管与交流系统连接,其电压等级为35~500kV,甚至更高。在系统设计时,根据直流系统两端连接的交流网络的电压等级分别决定换流变压器网侧线圈的电压等级和绝缘水平。换流变压器网侧线圈与相同电压等级的电力变压器的线圈结构基本相同,主要有纠结式、纠结连续式、内屏蔽式等几种。

对于网侧电压较高的换流变压器来说,由于要求的调压范围很大,调压线圈的设计与普通电力变压器有所差别。因为调压级数多,调压线圈导线并绕根数比较多,通常设计成一个独立的线圈,与网侧线圈末端相连。当网侧线圈首端施加冲击电压时,调压线圈内冲击电压梯度较大,调压线圈匝间绝缘厚度及对相邻线圈或接地部件的距离均要加大。为限制调压线圈内匝间电压梯度,防止调压线圈的匝绝缘损坏,必要时采用非线性电阻,用以限制调压线圈的级间过电压。

换流变压器阀侧线圈通过阀侧套管与换流阀桥连接,其设计与普通电力变压器线圈相比有很大的特殊性。阀侧线圈设计时需着重考虑以下几方面的问题:

(1) 特殊的绝缘要求。换流变压器阀侧线圈两端的交流额定电压不是很高,比如对于 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电系统来说,其阀侧线圈的交流额定电压一般为200kV左右,但其绝缘水平因其连接阀桥的位置不同而不同,包括交流外施耐受电压水平、雷电冲击电压水平和操作冲击电压水平,都高于相同电压等级交流线圈的绝缘水平。比如对于与500kV高电压端阀桥相连的阀侧线圈来说,其绝缘水平比交流500kV线圈的要高。由于阀侧线圈为全绝缘设计,首末端的绝缘水平相同,在实施雷电冲击试验时,首末端均要分别进行冲击试验;而当实施操作冲击试验时,首末端出头要同时进行试验。因此,阀侧线圈结构型式的选择和绝缘设计比较复杂,要特别注意绝缘方面的分析计算和采取相应的措施。

(2) 谐波电流的影响。由于换流变压器在实际运行时,线圈中流通大量谐波电流,会产生较大的附加损耗。因此在选择线圈的导线时,要注意选择适当规格的导线,以降低线圈导线中的涡流损耗,合理控制导线的电流密度,以防止线

圈产生局部过热。

阀侧线圈的型式根据不同的设计可以有多种选择,纠结连续式和全纠结式对于较高绝缘水平的阀侧线圈来说是很好的选择。采用先进的焊接工艺,纠结段的焊接质量得到保障,线圈的可靠性大大提高。另外采用特殊的换位导线绕制的内屏蔽式线圈和采用多根导线并联绕制的螺旋式线圈在实际产品中也得到了很好的应用,阀侧线圈的制造更加简单和可靠。

## 2.4 换流变压器器身

换流变压器的内绝缘需承受交、直流绝缘试验电压,在实际运行时要长期承受交、直流电压的共同作用,因此其器身的绝缘设计与普通电力变压器有所区别。网侧线圈的主、纵绝缘设计与普通电力变压器基本相同。阀侧线圈的主、纵绝缘设计除了考虑交流耐受电压的作用外,还必须考虑试验及运行中的直流电压和极性反转电压作用的影响,正是这些影响决定了阀侧线圈的主绝缘设计与电力变压器有较大的区别。换流变压器的器身绝缘设计通常采用数值分析软件进行绝缘强度的计算和校核。

换流变压器的各线圈在器身中的放置位置对其整体经济性有很大影响,特别是高压和超高压换流变压器,这种影响更为明显。各线圈在器身中的位置主要取决于各线圈对应的绝缘水平和试验电压,同时还要考虑包括损耗、阻抗和运输条件等多方面因素的影响。通常各线圈在器身中的排列主要有两种形式:“铁心—阀侧线圈—网侧线圈—调压线圈”排列形式和“铁心—调压线圈—网侧线圈—阀侧线圈”排列形式。电压等级和绝缘水平较低的三相三绕组换流变压器,选择线圈在器身中的排列方式对其整体性能的影响较小,可根据制造厂的习惯和工艺水平选择。

“铁心—阀侧线圈—网侧线圈—调压线圈”的排列方式,适合于阀侧线圈绝缘水平低于网侧线圈绝缘水平的换流变压器的线圈排列。这种排列形式其绝缘处理方便,负载损耗低,换流变压器总体经济性好,多用于背靠背换流站用换流变压器的设计和制造。

“铁心—调压线圈—网侧线圈—阀侧线圈”的排列方式,适合于阀侧线圈绝缘水平高于网侧线圈绝缘水平的换流变压器的线圈排列。三峡 $\pm 500\text{kV}$ 直流工程用的换流变压器,大多数采用了这种结构,总体上说在绝缘处理方面比较方便、可靠。

## 2.5 换流变压器引线

换流变压器的引线设计与普通电力变压器基本相同,但也有特殊要求。网侧引线和调压引线的设计方法和原则与普通电力变压器基本相同,阀侧引线则与阀侧线圈一样,绝缘设计时要考虑长时直流耐受电压和极性翻转试验电压作用下的绝缘强度。阀侧引线电极形状设计特别讲究,与其覆盖绝缘的设计,必须控制场强,保证在交流和直流试验电压和工作电压作用下,引线绝缘和油中不发生局部放电和击穿。电压较低的阀侧引线常用软铜绞线覆盖绝缘直接引入套管。电压较高的换流变压器阀侧引线通常采用金属屏蔽管来改善电极,屏蔽管外覆盖绝缘以保证足够的绝缘强度。

阀侧引线与阀侧套管的配合是换流变压器引线设计中需特别注意的方面,从电场计算和分析中发现,阀侧引线与阀侧套管连接处的交、直流电场分布最复杂。同时,阀侧套管(直流套管)的设计必须和阀侧引线绝缘相互配合。一般情况下,引线和套管连接位置要设置一个单独的出线装置。阀



侧套管单独进行绝缘试验时,油中部分应装有和换流变压器内部完全相同的出线装置一起进行试验,以保证质量和绝缘的可靠性。

比较典型的引线结构如图 6.3-6 所示。

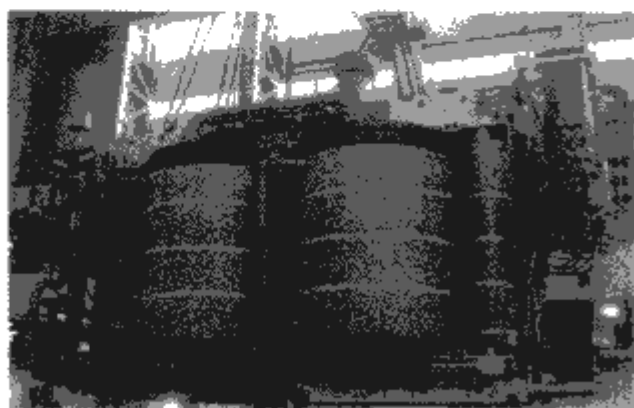
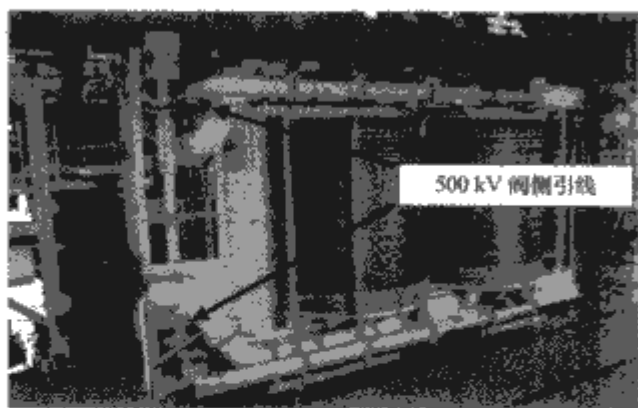


图 6.3-6 换流变压器典型引线结构

高电压大容量换流变压器受运输界限的限制,内部结构的设计应充分利用可用空间,合理选择器身结构和安排引线布置,在提高绝缘设计安全可靠性的同时取得合理的外限尺寸。

## 2.6 换流变压器的油箱

大型换流变压器的油箱多采用桶式结构。桶式油箱结构简单、机械强度高、易于加工、可靠性高,适合于侧承式或自承式运输,充分利用运输限界,解决运输困难。当采用这两种运输方式时,对油箱的机械强度要求很高,承载结构比较复杂,加工制造时,必须保证油箱密封和焊接质量。换流变压器一般不采用现场吊芯和吊罩检查,因此,桶式油箱结构更适用于全密封油箱的制造。

## 2.7 阀侧套管

阀侧套管又称直流套管,是换流变压器中重要的组件之一。换流变压器的阀侧套管同换流变压器的阀侧绕组一样,耐受交流电压和直流电压的共同作用。在直流电压作用下,复合绝缘中的直流电场呈阻性分布,由于绝缘材料的电阻率对温度、湿度和清洁度反应灵敏而影响其耐受直流电压的能力,所以阀侧套管的设计制造技术难度比交流套管大,交流套管一般不能直接作为直流套管使用。

换流变压器的阀侧套管通常在阀厅内与换流阀连接,因此从防火安全角度出发不推荐使用油纸电容式结构,而采用气体绝缘硅橡胶外套套管或干式套管。由于这两种套管的质量比交流磁外套式套管质量要轻得多,故在倾斜安装时有足够抗弯机械强度。

换流站控制保护系统中,要求从阀侧套管上取得电压信号,因此换流变压器用直流套管一般配置有电压抽头。

在 IEC 标准系列中已为直流套管制定了 IEC 62199 标

准,我国也正在为直流套管制定相关的国家标准。在新出版的 IEC 62199 中,对直流套管规定了基本要求,比如要求直流套管雷电冲击水平及操作冲击水平按换流变压器对应的绝缘水平高 10% 考虑。交流工频耐受电压水平、直流长时耐受电压水平及直流极性反转电压水平按换流变压器对应的绝缘水平高 15% 考虑。

## 2.8 换流变压器的有载开关

换流变压器用有载调压开关是另一个比较特殊的组件,与普通电力变压器用有载调压开关相比,主要不同之处有以下几点:

- (1) 承载非正弦负载电流。
- (2) 具有较大的调压范围,如  $(+25 \sim -5) \times 1.25\%$ 。
- (3) 每天承受几十次甚至上百次的频繁切换操作。

逆变侧换流变压器电压电流波形如图 6.3-7 所示。图中四条曲线自上而下分别是:交流系统正弦电压波形、换流变压器阀侧 Y 接绕组电流波形、换流变压器阀侧 D 接绕组电流波形和逆变侧换流变压器网侧未滤波前的电流波形。由于电流波形已不是标准正弦波,其中含有大量高次谐波,因此与同样幅值的正弦电流相比,其电流变化率  $di/dt$  要大得多。

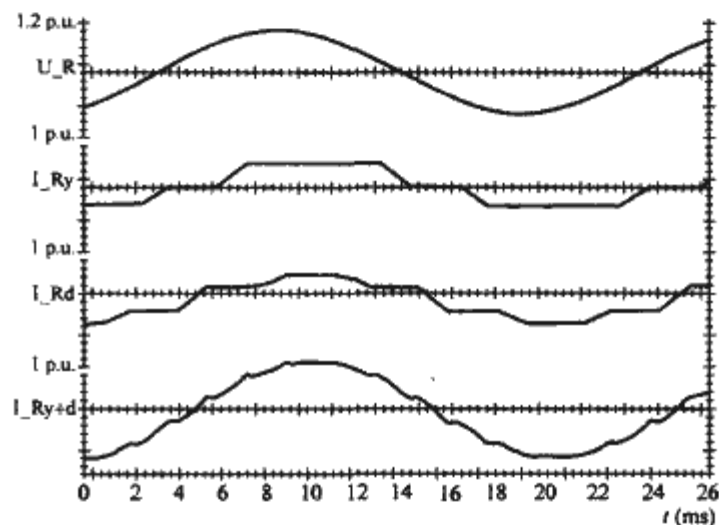


图 6.3-7 逆变侧换流变电器电压电流波形图

电流变化率  $di/dt$  的具体量值由系统设计确定,主要受以下几方面因素的影响:换流变压器的短路阻抗、换流阀阻抗、网侧交流电压、直流电流和触发角等。对应不同触发角,  $di/dt$  也随之变化。在选择有载调压开关时,要根据系统提出的技术规范向开关制造厂商提供这方面要求。

普通变压器使用的有载调压开关在工作时,开关切断的电流与触头间恢复电压之间相位差很小,甚至可认为是无相位差,因此触头所需级容量只要满足切换规定的负载即可。而换流变压器则由于负载电流为一个多阶梯形波,触头切换后对应的恢复电压也是多阶梯形波。这个多阶梯电压形波可以等效成一个具有超前相角的正弦波电压作用在触头上。因此对有载调压开关来说,相当于切断电流和恢复电压之间存在一个较大的相位差,需要开关触头具有更大的级容量。等效正弦波电压波形如图 6.3-8 所示。

较大的电流变化率导致触头在切换过程中恢复电压升高较多。与普通电力变压器相比,在最恶劣条件下这个恢复电压可达到电力变压器的 4~5 倍。正常情况下,换流变压器在额定负荷下运行,调整电压时触头恢复电压比普通电力变压器增加 10%~50%,从而导致有载调压开关在切换过程中,触头需要更大的切换容量。



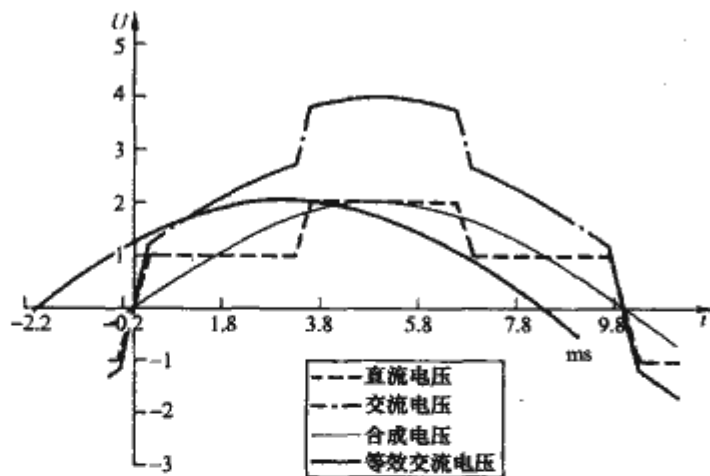


图 6.3-8 等效正弦波电压波形图

换流变压器还会运行在过负荷工况下，因此选择有载调压开关时要注意这一特殊要求。

### 2.9 其他组件及测量保护装置

换流变压器使用的其他组件基本与电力变压器相同，如冷却器，用来维持换流变压器的热平衡，其作用、控制方略等与电力变压器无区别。

换流变压器配置的测量保护装置比普通变压器复杂。需根据极控和站控两套控制系统配置测量保护装置，要求测量仪表的输出信号较多，因此在选用时应该特别注意。

### 2.10 换流变压器的运输

大型换流变压器通常受运输外限的限制而无法提高单机容量，从而制约了直流输电工程的整体经济性。由于我国地域辽阔，大型水电及火电基地均位于我国中西部偏远山区，而负荷中心则集中在东部沿海发达地区，长距离输送电力使直流输电成为最经济的送电方式之一。

换流变压器可以通过公路、铁路及水路运输，其中水路运输对换流变压器的运输外限几乎没有限制。公路运输对变压器的宽度尺寸限制较小，高度和质量的限制较多。铁路运输的限制最多，无论是外形尺寸和运输质量都有严格的限制。但在铁路运输的限制之内，由于多台产品可以一次同时运输，其成本比公路运输要低。

大型换流变压器基本上都是在超限超重条件下运输的，没有单一的水路和铁路运输，总是根据可行的实际运输路线的条件和经济比较选择可靠的水路+公路、铁路+公路及水路+铁路+公路联运的方式或公路运输方式来完成运输。综合不同的联运方式，换流变压器的油箱常常被设计成侧承载式或自承载式。采用侧承载方式运输时，常要配置特殊的运输支架；采用自承载运输方式时，运输承重梁与油箱焊成一体。

换流变压器采用水路、铁路和公路运输方式如图 6.3-9、图 6.3-10 和图 6.3-11 所示。



图 6.3-9 三峡直流工程换流变压器水路运输方式



图 6.3-10 三峡直流工程换流变压器铁路运输方式



图 6.3-11 三峡直流工程换流变压器公路运输方式

## 3 换流变压器的基本参数

高压、超高压直流输电系统主要采用两个 6 脉波换流器组成的 12 脉波换流器，以下结合 12 脉波换流器介绍换流变压器额定电压、额定电流和额定容量的基本计算方法。图 6.3-12 为一个 12 脉波换流器与两台三相双绕组换流变压器的接线图。

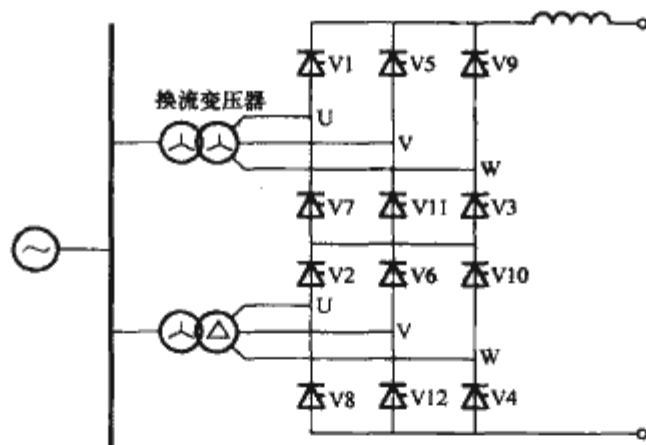


图 6.3-12 12 脉波换流器与两台三相双绕组换流变压器接线图

### 3.1 换流变压器阀侧交流额定电压 $U_{VN}$

$$U_{VN} = \frac{\pi}{3} \frac{U_{dioN}}{\sqrt{2}} \approx \frac{U_{dioN}}{1.35} \quad (6.3-1)$$

式中： $U_{dioN}$ 为在规定的额定触发角（ $\alpha_N$ ）或关断角（ $\gamma_N$ ）、额定直流电压（ $U_{dN}$ ）及额定直流电流（ $I_{dN}$ ）下一个 6 脉波换流器的理想空载直流电压。

整流侧理想空载直流电压  $U_{dioNR}$  为

$$U_{dioNR} = \frac{(U_{dNR}/n) + U_T}{\cos \alpha_N - (d_{XNR} + d_{rNR})} \quad (6.3-2)$$

逆变侧理想空载直流电压  $U_{dioNI}$  为

$$U_{dioNI} = \frac{(U_{dNR} - R_{dn} I_{dN}) - U_T}{\cos \gamma_N - (d_{XNI} + d_{rNI})} \quad (6.3-3)$$

两式中： $n$ 为每个换流极中包括的 6 脉波换流器个数，对于两个 6 脉波换流器组成的 12 脉波换流器， $n=2$ ； $U_{dNR}$ 为整

流侧额定直流电压； $U_T$  为换流阀正向导通压降； $\alpha_N$  为整流侧额定触发角； $\gamma_N$  为逆变侧额定关断角； $d_{rNR}$  为对应于换流变压器额定抽头位置的整流侧的直流阻性压降标么值； $d_{rNI}$  为对应于换流变压器额定抽头位置的逆变侧的直流阻性压降标么值； $d_{XNR}$  为对应于换流变压器额定抽头位置的整流侧的直流感性压降标么值； $d_{XNI}$  为对应于换流变压器额定抽头位置的逆变侧的直流感性压降标么值； $U_{dN}$  为直流输电线路电压。

这里特别指出的是直流感性压降  $d_{XNR}$  和  $d_{XNI}$ ，是与换流阀换相过程密切相关的参数，它表征换相的电抗，主要包括换流变压器的漏抗及其他在换相回路中影响换相的电抗，一般可认为： $2d_{XN} \approx$  换流变压器短路电压  $U_k$  标么值 + PLC 回路电抗感性压降标么值。由于换流变压器的漏抗是起主要作用的，所以又可近似地认为

$$d_{XN} \approx \frac{1}{2} U_k \quad (6.3-4)$$

另外还要指出，直流电阻性压降  $d_{rNR}$ 、 $d_{rNI}$  也是反映换相过程的参数，它主要代表在换相过程中换流变压器与平波电抗器中的负荷损耗以及换流阀中的负荷损耗  $d_{rN}$ ，可以表示为

$$d_{rN} = \frac{P_{cu}}{U_{dioN} I_{dN}} + \frac{2R_{th} I_{dN}}{U_{dioN}} \quad (6.3-5)$$

式中： $P_{cu}$  为换流变压器及平波电抗器的负荷损耗； $R_{th}$  为两个 6 脉波换流器同时导通时的损耗。

以三一常直流输电工程为例，取  $U_{dNR} = 500\text{kV}$ ， $n=2$ ， $U_T = 0.3\text{kV}$ ， $\alpha_N = 15^\circ$ ， $\gamma_N = 17^\circ$ ， $d_{XNR} = d_{XNI} = 0.082$ ， $d_{rNR} = d_{rNI} = 0.003$ ， $I_{dN} = 3\text{kA}$ ， $R_{dN} = 8\Omega$ ，则可求得  $U_{dioNR} = 284.13\text{kV}$  和  $U_{dioNI} = 270.94\text{kV}$ ，再用式 (6.3-1) 可得： $U_{VNR} = 210.4\text{kV}$ ， $U_{VNI} = 200.6\text{kV}$ 。

### 3.2 换流变压器阀侧额定交流电流 $I_{VN}$

如果把理想的 3 脉动换流回路的阀侧电流  $I_V$  的波形视为幅值  $I_d$ （直流电流）、长为  $T/3$  的方波（ $T$  表示一个波长），则对于 6 脉波换流器，换流变压器阀侧交流电流的有效值可以表示为

$$I_{VN} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} I_d = 0.816 I_{dN} \quad (6.3-6)$$

式中： $I_{VN}$  为换流变压器阀侧额定交流电流有效值； $I_{dN}$  为额定直流电流。

### 3.3 换流变压器额定容量 $S_N$

对于 6 脉波换流器，三相双绕组换流变压器的额定容量为

$$S_N = \sqrt{3} U_{VN} I_{VN} = \frac{\pi}{3} U_{dioN} I_{dN} \quad (6.3-7)$$

对于 12 脉波换流器，单相三绕组换流变压器的额定容量为

$$S_{N3W} = \frac{2\sqrt{3}}{3} U_{VN} I_{VN} = \frac{2\pi}{9} U_{dioN} I_{dN} \quad (6.3-8)$$

对于 12 脉波换流器，单相双绕组换流变压器的额定容量为

$$S_{N2W} = \frac{S_{N3W}}{2} = \frac{\pi}{9} U_{dioN} I_{dN} \quad (6.3-9)$$

## 4 换流变压器的特性

换流变压器阀侧绕组与换流阀连接，阀侧绕组端子上的电位取决于某任一时刻所有导通阀的电位组合，换流器换相

所产生的非线性始终影响换流变压器，因此在换流变压器设计、制造和运行中要考虑这一因素对其绝缘特性、短路阻抗、谐波和负载损耗、直流偏磁、有载调压和噪声等的影响。

### 4.1 绝缘特性

由两个 6 脉波换流器串联获得一个 12 脉波换流器，以接地端为参考点，接在第一个 6 脉波换流器的换流变压器阀侧绕组的直流电压被抬高  $0.25U_d$ （ $U_d$  为 12 脉波换流器的直流电压），向上接在第二个 6 脉波换流器的换流变压器阀侧绕组直流电压被抬高  $0.75U_d$ ，可见换流变压器的阀侧绕组（包括阀侧引线）除承受正常交流电压产生的应力外，还承受直流电压产生的应力。另外，受直流全压启动以及极性反转的影响，都使得换流变压器的绝缘结构远比普通电力变压器复杂。表 6.3-2 为换流变压器和普通电力变压器所受电压作用的差异。

表 6.3-2 换流变压器和普通电力变压器所受电压作用的差异

电压名称 设备名称	交流工作电压	工频过电压	雷电冲击电压	操作冲击电压	直流电压	极性反转电压
电力变压器	√	√	√	√	—	—
换流变压器 (阀侧线圈)	√	√	√	√	√	√

注 表中“√”表示变压器线圈需耐受的电压。

正确分析换流变压器在各种电压作用下的电场分布是换流变压器绝缘设计的基础。换流变压器阀侧绕组承受外施直流电压耐受水平和极性反转电压水平，可按高压直流输电用换流变压器的有关标准来确定。

#### 4.1.1 直流电压作用下的电场分布

图 6.3-13 所示为一个换流变压器绝缘结构模型及等效电路图，以此来说明换流变压器阀侧线圈主绝缘中的直流电场分布。

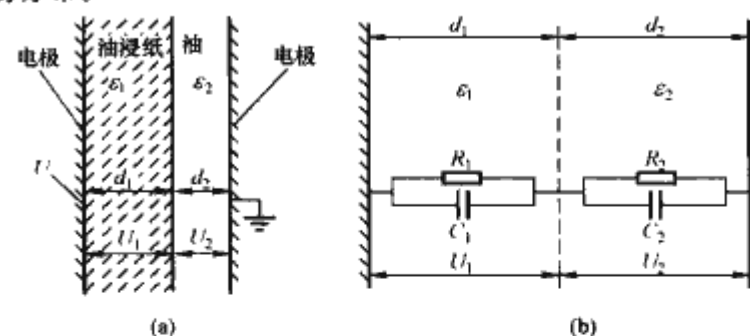


图 6.3-13 换流变压器绝缘结构模型及等效电路图

(a) 绝缘结构模型；(b) 等效电路图

假设：

- (1) 变压器油的电阻率 ( $\rho_2$ ) 和纸板的电阻率 ( $\rho_1$ ) 为常数。
- (2) 变压器油介电常数 ( $\epsilon_2 = 2.2$ ) 和纸板介电常数 ( $\epsilon_1 = 4$ ) 为常数。
- (3) 假定  $\rho_1 \geq 100\rho_2$ 。
- (4) 油和纸板相接表面的电场为一等位面，可用图 6.3-13 (b) 所示的等效电路图来表示。

则在交流电压  $U_c$  作用下的电位分布为

$$U_1 = \frac{\epsilon_2 d_1}{\epsilon_1 d_2 + \epsilon_2 d_1} U_c \quad (6.3-10)$$

$$U_2 = \frac{\epsilon_1 d_2}{\epsilon_1 d_2 + \epsilon_2 d_1} U_c \quad (6.3-11)$$



在直流电压  $U_0$  作用下的电位分布为

$$U'_1 = \frac{\rho_1 d_1}{\rho_1 d_1 + \rho_2 d_2} U_0 \quad (6.3-12)$$

$$U'_2 = \frac{\rho_2 d_2}{\rho_1 d_1 + \rho_2 d_2} U_0 \quad (6.3-13)$$

四式中:  $U_1$  为作用在油浸纸上的交流电压降;  $U_2$  为作用在介质 2 油上的交流电压降;  $d_1$  为介质 1 油浸纸的厚度;  $d_2$  为介质 2 油隙的厚度;  $U_c$  为施加在复合模型上的交流电压;  $U'_1$  为作用在油浸纸上的直流电压;  $U'_2$  为作用在油上的直流电压;  $U_0$  为施加在复合模型上的直流电压。

由上面的等效电路图及计算公式我们可知在直流电压的作用下, 直流电场的分布呈阻性, 由于纸板的绝缘电阻远远大于绝缘油的绝缘电阻, 则在稳态直流电压作用下, 几乎所有的直流电压都作用在纸板上。

#### 4.1.2 极性反转电压作用下的电场分布

当直流输电系统发生接地故障时, 往往引起直流输电系统极性的迅速反转, 换流变压器内部绝缘中的电位分布随之发生变化, 图 6.3-14 反映了换流变压器油—纸绝缘在极性反转时的电压分配关系。在发生极性反转前, 作用在绝缘纸和绝缘油的电压由交流电压  $U_{AC}$  和直流电压  $-U'_{Tn}$  复合而成。

当发生极性反转时, 在油—纸绝缘系统上叠加一个相当于全电压变化的容性电场, 它的总阶跃电压为  $+2U'_{Tn}$ , 从图 6.3-14 中也可看出, 在直流稳态电压作用下几乎不承担电场的油隙, 此时要承受一个幅值为  $2U'_{Tn} - \Delta U_1 + \Delta U_2$  的复合电压。与雷电和操作电压相比, 该电压下降较慢, 在绝缘系统形成一个危险的应力。在换流变压器绝缘设计时, 极性反转电压的校核是必不可少的。下面给出极性反转电压  $U_{3oil}$  的计算公式, 即

$$\begin{aligned} U_{3oil} &= 2U'_{Tn} - \Delta U_1 + \Delta U_2 \\ &= 2U'_{Tn} \left( 1 - \frac{1}{1 + \frac{\epsilon_p d_o}{\epsilon_o d_p}} \right) + U_{AC} \frac{1}{1 + \frac{\epsilon_o d_p}{\epsilon_p d_o}} \end{aligned} \quad (6.3-14)$$

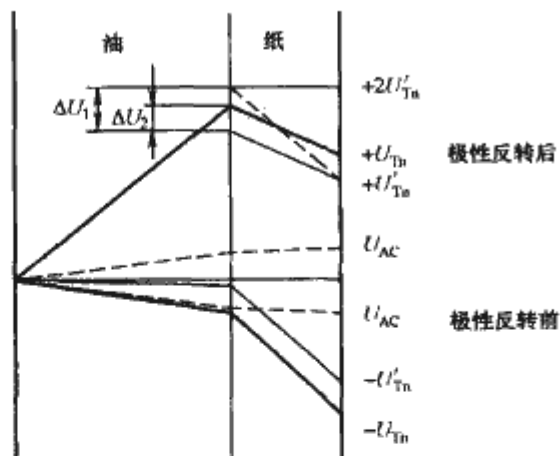


图 6.3-14 油—纸绝缘在极性反转时的电压分配关系

极性反转电压作用时主要考虑两个方面: ①换流变压器在正常运行情况下发生故障时的极性反转电压; ②换流变压器在试验时需要耐受的极性反转电压。根据 IEC 61378-2 中的规定, 换流变压器极性反转试验电压为

$$U_{pr} = 1.25[(N-0.5)U_{dm} + 0.35U_{vm}] \quad (6.3-15)$$

式中:  $N$  为换流变压器连接 6 脉波换流器与直流线路中性点之间所串联的 6 脉波换流器的个数;  $U_{dm}$  为阀桥的最高直流电压;  $U_{vm}$  为换流变压器阀侧线圈的最大相间交流工作电压。

换流变压器极性反转试验时, 油温应为  $(20 \pm 10)^\circ\text{C}$ ,

其加压顺序及时间可见图 6.3-15。

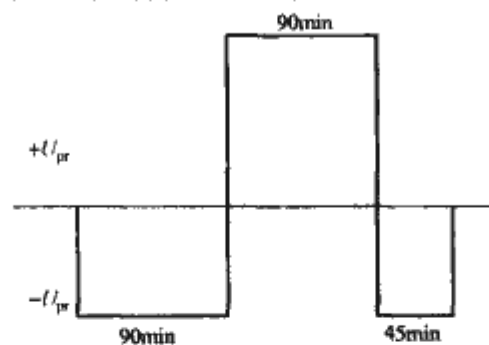


图 6.3-15 极性反转试验的加压顺序及时间

换流变压器阀侧绕组的雷电冲击耐受电压水平和操作冲击耐受电压水平由系统保护水平决定。长时工频耐受电压水平、长时直流耐受电压水平可根据 IEC 61378-2 中规定的方法计算。

外施直流耐受电压水平为

$$U_{dc} = 1.5[(N-0.5)U_{dmax} + 0.7U_{vmax}] \quad (6.3-16)$$

外施工频耐受电压水平为

$$U_{AC} = \frac{1.5}{\sqrt{2}} \left[ (N-0.5)U_{dmax} + \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}U_{vmax} \right] \quad (6.3-17)$$

式中:  $N$  为从地电位起的 6 脉波换流器的数量;  $U_{dmax}$  为与换流变压器连接的 6 脉波换流器的最高连续直流电压;  $U_{vmax}$  为阀侧绕组最高连续空载相电压有效值。

随着计算机技术的发展, 换流变压器交、直流电场的分析与计算已采用数值计算方法完成。绝缘结构中线圈间、线圈对地、线圈端部以及引线间、引线对地等部位的电场计算, 可采用差分法、模拟电荷法、有限元法及组合的方法进行。实际工程设计中最常用的方法是有限元法。有限元法 (FEM) 引入电机工程已有 30 多年的历史。经过众多科研人员富有成效的工作, 使其在解决工程问题的广度和深度方面取得了令人瞩目的成绩, 开发了一批面向工程的有限元分析

计算程序。通过这些程序, 可以计算分析不同绝缘介质内的交、直流电场分布和场强, 绝缘件表面爬电场强, 绝缘结构的电压梯度等。将计算结果与实际试验测试结果互相验证, 即可确定在不同绝缘结构中, 允许绝缘材料使用的最大场强, 作为换流变压器绝缘设计的依据。图 6.3-16、图 6.3-17 为有限元方法进行电场计算和分析的结果。

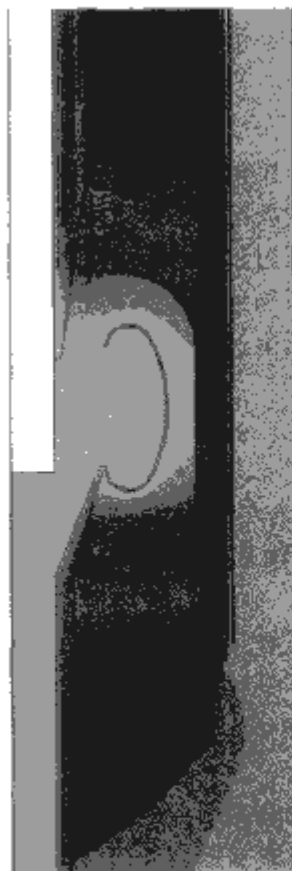


图 6.3-16 阀侧套管尾部直流电场分析



图 6.3-17 线圈端部电场

## 4.2 短路阻抗

为了限制阀臂及直流母线在发生短路时的故障电流,避免损坏换流阀的晶闸管元件,换流变压器应有足够大的短路阻抗,但短路阻抗太大,会使换流变压器运行中的无功损耗增加,需要增加无功补偿设备,并导致换相压降过大。大容量换流变压器选择适当的短路阻抗为12%~18%。

主分接下的阻抗电压允许偏差为±5%,分接范围不超过额定电压30%的换流变压器,常用分接范围内的阻抗电压应不超过主分接时阻抗电压值的±5%,其他分接范围内的阻抗电压应不超过主分接时阻抗电压值的±10%。常用的分接范围应由用户与制造单位协商确定,超过30%的分接范围阻抗偏差应由用户与制造单位在签订合同之前进行协商。

对设计成于同一目的或能互换的相同或相似的换流变压器,各台换流变压器在主分接时的阻抗电压及在整个分接范围内的阻抗电压变化,均应不超过其平均实测值的±3%。

图6.3-18为分接范围不超过30%的阻抗电压偏差分布图。

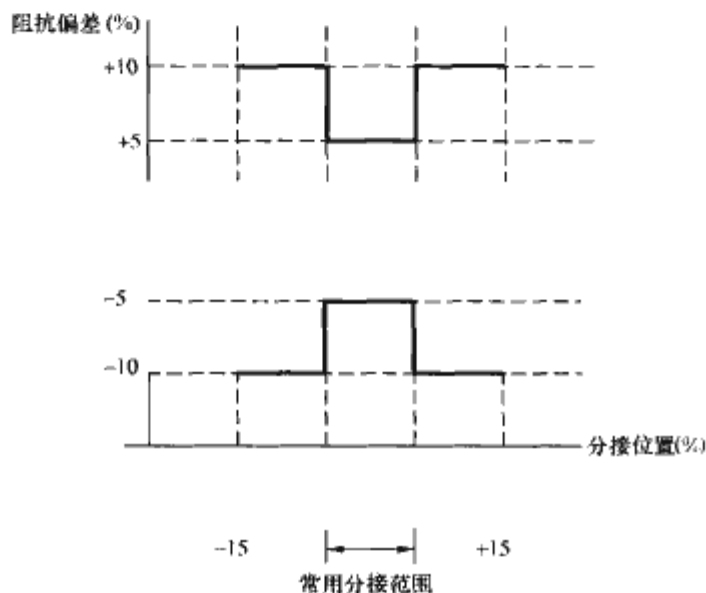


图 6.3-18 分接范围不超过 30% 的阻抗电压偏差分布图

## 4.3 谐波和负载损耗

换流变压器在运行中有特征谐波电流和非特征谐波电流通过,使其损耗和噪声增大。高频谐波电流产生的漏磁还可能使某些金属结构件和油箱产生局部过热现象。有较强漏磁通过的部件要用非磁性材料制作或采用磁屏蔽措施。

换流变压器中的负载损耗分为以下三个部分:

- (1) 线圈导线直流电阻损耗  $I^2 R$ 。
- (2) 线圈导线中的涡流损耗  $P_{WE}$ 。
- (3) 金属结构件中的附加损耗  $P_{SE}$ 。

其中线圈导线中的涡流损耗  $P_{WE}$  与电流及频率的关系为  $P_{WE} \propto I_m^2 f_m^2$ ; 金属结构件中的附加损耗  $P_{SE}$  与电流及频率的关系为  $P_{SE} \propto I_m^2 f_m^{0.8}$ 。

谐波电流相对工频电流来说,虽然其有效值不大,但频率较高,在线圈中产生的涡流损耗不可忽视,处理不当将会导致线圈温升过高,使线圈绝缘加剧老化,破坏线圈的绝缘,在高电压下发生绝缘击穿故障。

在换流变压器设计时要计算谐波电流引起的损耗,合理考虑线圈及相关部件的散热,确保换流变压器能安全可靠的运行。

换流变压器的负载损耗可按下面推荐的方法计算。

换流变压器在基波下负载损耗为

$$P_l = P_r + P_{W1} + P_{S1} \quad (6.3-18)$$

式中:  $P_r$  为  $RI^2$  基波电流下的直流电阻损耗;  $R$  为线圈的直流电阻 (75℃);  $I_r$  为额定正弦电流;  $P_{W1}$  为正弦 AC 电流下,线圈中的涡流损耗;  $P_{S1}$  为正弦 AC 电流下,金属结构件中的附加损耗。

各次谐波下的损耗为

$$P_n = RI_n^2 + \left(\frac{I_n}{I_r}\right)^2 \left(\frac{f_n}{f_1}\right)^2 P_{W1} + \left(\frac{I_n}{I_r}\right)^{0.8} P_{S1} \quad (6.3-19)$$

总负载损耗为

$$P = \sum_{n=1}^{49} P_n = F_{r1} P_r + F_{W1} P_{W1} + F_{S1} P_{S1} \quad (6.3-20)$$

其中

$$F_{r1} = \sum_{n=1}^{49} \left(\frac{I_n}{I_r}\right)^2$$

$$F_{W1} = \sum_{n=1}^{49} \left[\left(\frac{I_n}{I_r}\right)^2 \left(\frac{f_n}{f_1}\right)^2\right]$$

$$F_{S1} = \sum_{n=1}^{49} \left[\left(\frac{I_n}{I_r}\right)^2 \left(\frac{f_n}{f_1}\right)^{0.8}\right]$$

式中:  $f_n$  为  $n$  次谐波频率;  $f_1$  为基波频率。

## 4.4 换流变压器的调压方式

为了补偿交流电网电压的变化,为了使换流阀触发角和关断角工作在既安全又经济的适当范围内,特别是当直流系统需要降压运行,直流电压变化范围高达20%~30%时,换流变压器选择能够带负荷连续操作满足大范围调整电压需要的有载调压开关,来满足系统的需要,提高直流系统的供电质量和可靠性。满足大范围调整电压的有载调压开关调节电压主要有两种方式:

- (1) 保持换流变压器阀侧空载电压恒定。
- (2) 保持控制角(触发角或关断角)于一定范围。

这两种方式的主要区别是:

前者通过有载调压开关改变换流变压器主线圈与调压线圈分接头的连接位置,调节由于交流电网本身电压波动引起的换流变压器阀侧空载电压的变化,这种变化一般较小,因此所要求的分接范围也较小。而由直流负荷变化所产生的直流电压变化,则由调节换流阀控制角的方法进行补偿。

后者当换流器正常运行于较小的控制角范围之内时,直流电压的变化主要由换流变压器的有载调压调节补偿。这种方式吸收的无功少,运行经济,阀的应力较小,阀阻尼回路损耗较小,交直流谐波分量也较小,即直流系统的运行性能较好。这种调节方式的有载调压开关触头操作较频繁,同时要求调节电压的范围较大些。

直流系统利用降压运行来消除直流架空线路的绝缘性能由于气象及污秽等原因而降低时所发生的非永久性接地故障,提高直流系统的可用率。当采用这种运行方式时,换流变压器调压范围的选择应与控制角相配合,以适应降压运行输出直流电压的要求,在这种运行方式下要求有载调压的正向范围较大。

## 4.5 直流偏磁

通过变压器绕组的电流中的直流分量会影响铁心的磁化曲线,并产生偏离坐标轴零点的偏移量,这种现象称为直流偏磁。直流偏磁影响换流变压器性能,使换流变压器的损耗和噪声有所增加。直流偏磁电流产生的原因有:①触发角不平衡;②换流器交流母线上的正序二次谐波电压;③在稳态



运行时由并行的交流线路感应到直流线路上的基频电流；④单极以大地为回线方式运行时，由于换流站中性点电位升高所产生的流经换流变压器中性点的直流电流。直流偏磁可用图 6.3-19 说明。

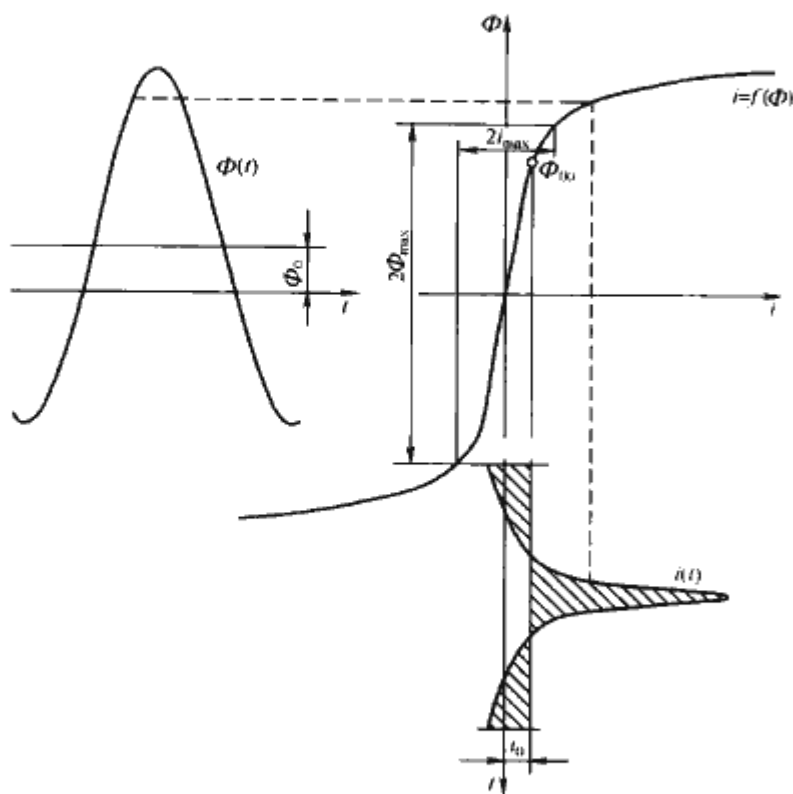


图 6.3-19 换流变压器直流偏磁

图 6.3-19 的左边表示磁通曲线  $\Phi(t) = \Phi_0 + \Phi_{\max} \cos \omega t$ ，其中包括一个由电源交流电压所决定的正弦分量，及一个最初是任意选定的直流分量。图右边表示铁心材料的磁化曲线。当  $\Phi_0 = 0$  时，磁通曲线是对称的。图中同时表示出磁化电流幅值  $i_{\max}$ ，当磁通曲线被移动  $\Phi_0$ ，就得到不同的磁化电流；磁化电流含有一个尖峰，可以利用图上另外两条曲线及两段虚线示出图中所示的电流形状。它是随时间而变化的函数  $i(t) = f(\Phi_0 + \Phi_{\max} \cos \omega t)$ ，包含一直流分量

$$i_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} f(\Phi_0 + \Phi_{\max} \cos \omega t) d\omega t \quad (6.3-21)$$

在稳态情况下，这一电流不能来源于交流网络，而由其他电源供给的直流电流来产生直流磁通  $\Phi_0$ 。如果没有交流分量的话，同样大的直流电流要产生大于  $\Phi_0$  好多倍的直流磁通  $\Phi_{00}$ 。但因有交流磁通叠加在  $\Phi_0$  上，因此使铁心饱和的程度要低一些。

直流偏磁对换流变压器有很多不利的影响，可以通过图 6.3-20 所示的方法进行测试，但这种测试方法，通常只能用于换流变压器理论研究的验证，不能作为一个试验项目在实际产品上进行。

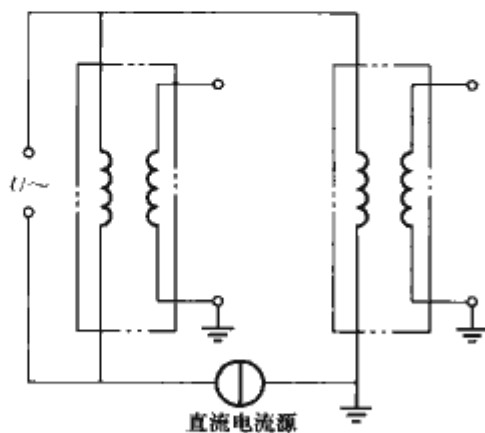


图 6.3-20 直流偏磁研究的试验线路

试验时需要两台完全相同的变压器，将其一次绕组首端并联，其中一台一次绕组末端接地，在两台变压器一次绕组末端之间，串联一个直流电源来模拟运行时出现直流偏磁电流，在一次绕组末端未直接接地的变压器一次绕组的首末端施加额定电压，两台变压器的二次绕组开路并使其末端接地。此时可以测量在不同量值直流电流下的变压器的空载损耗、空载电流及噪声水平。

直流偏磁电流对换流变压器铁心来说，会引起空载电流、空载损耗及空载噪声的增加。直流偏磁电流使铁心饱和，铁损大量增加，铁心温升随之提高较多，因此在铁心设计时，要选择优质的硅钢片和可靠的结构，以保证铁心保持良好的散热。直流偏磁电流（最大时会达到额定空载电流的数倍）是影响换流变压器铁心饱和的主要因素，所以在额定电压下选择换流变压器的磁通密度对铁心饱和的影响很小。

当铁心饱和时，硅钢片导磁能力下降，部分磁通量将散发到铁心外的空间，造成金属结构件发热和线圈涡流损耗增加。因此在消除局部过热和控制线圈热点温升方面也要考虑相应的措施。

由于系统设计或工程建设（先建设单极输电线路）的原因，使换流变压器线圈中的直流偏磁电流高于规定值。对于特殊工况，解决直流偏磁电流的方法是在换流变压器的中性点上设置一个阻隔电路装置，阻止直流电流流入变压器绕组，同时又确保换流变压器的中性点可靠接地。直流线路建设健全时，可以采用金属导线作为直流系统的回路，也能解决较大的直流偏磁电流的问题。

#### 4.6 换流变压器的噪声

直流偏磁电流和谐波电流都会增大换流变压器的噪声，如“三峡—常州”直流输电工程中，换流变压器运行时噪声计算值要达到 98dB(A)。随着人们对环保意识的增强，换流变压器运行时噪声问题已受到电力部门的高度重视，换流站选址时需要重点考虑换流变压器的噪声影响。

换流变压器的噪声主要是由铁心、线圈、油箱（包括磁屏蔽等）及冷却装置的振动产生的。变压器噪声的组成及传播形式如图 6.3-21 所示。我们将铁心、线圈、油箱（包括磁屏蔽）等产生的噪声称为换流变压器的本体噪声。换流变压器的噪声与普通电力变压器的噪声相比，特别之处只是在于本体噪声部分。

直流偏磁电流和高次谐波电流引起换流变压器本体噪声增加。直流偏磁电流引起铁心周期性饱和，硅钢片的磁致伸缩引起铁心振动加剧，发出强烈的低频噪声，它的频率只有正常励磁情况下的电力变压器噪声频率的一半，可以把这种低频的噪声作为判断换流变压器发生直流偏磁的征兆。

负载电流产生的漏磁引起绕组和油箱（包括磁屏蔽等）的振动。研究表明，普通电力变压器的铁心额定工作磁通密度在 1.5~1.8T 时，负载电流产生的漏磁引起的振动与硅钢片磁致伸缩引起的铁心振动相比要小很多，可以忽略，如图 6.3-21 中虚线框部分。而换流变压器绕组中流过的高频谐波电流，会引起换流变压器绕组在高频下振动，使换流变压器的噪声显著增加。

直流偏磁电流和谐波电流分别引起铁心和线圈振动产生的噪声目前还没有公认的计算方法，有些方法仍处在试验研究阶段，精确计算是十分困难的。下面推荐的噪声计算方法仅供参考。换流变压器负载运行时的本体噪声是一个合成噪声，可以参考普通电力变压器的噪声计算方法来计算，这里不再赘述。

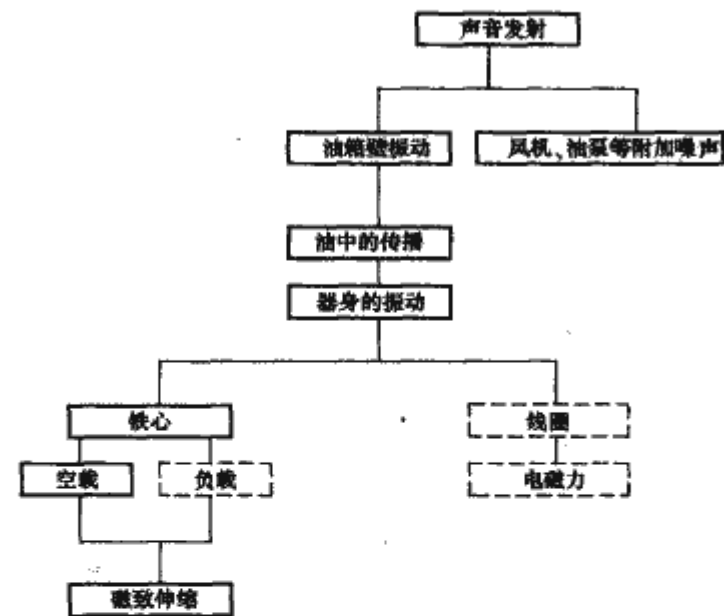


图 6.3-21 变压器噪声的组成及传播形式

4.6.1 直流偏磁下换流变压器噪声的计算

换流变压器的噪声与其自身的结构、使用的材料和制造工艺有关，这些因素具有较大的分散性。目前，换流变压器在直流偏磁下的噪声计算主要是采用经验公式进行近似计算。经验公式是在模型试验的基础上总结出来的，适用于一定结构的换流变压器。即

$$L_{DC} = \left( \frac{I_{DC}}{I_0} \right)^{k_1} k_2 \tag{6.3-22}$$

式中： $L_{DC}$ 为换流变压器在负载情况下因直流偏磁电流引起的噪声功率增加值，dB (A)； $I_{DC}$ 为换流变压器主线圈中的DC电流值，A； $I_0$ 为换流变压器主线圈中励磁电流值，A； $k_1, k_2$ 为根据试验测试确定的常数，对于不同结构型式的换流变压器其取值不同。

4.6.2 谐波电流引起的换流变压器噪声的计算

谐波电流可以分解为不同频率的正弦波电流，可以认为换流变压器线圈的噪声是由不同频率正弦波电流引起的幅向倍频振动产生的，可以类似计算普通电力变压器线圈噪声一样，计算出不同频率谐波电流产生的振动和噪声，合成后即可得到谐波电流引起的噪声。

4.6.3 换流变压器油箱共振

油箱的机械共振会引起油箱振幅增大和噪声增加，当对换流变压器油箱的振幅有特殊的要求时就有必要对油箱进行共振检查，特别是低频噪声，极容易引起油箱的共振。

在换流变压器油箱设计时，要合理选择箱壁钢板厚度和安排加强铁的形状、数量和适合的位置，提高整个油箱的刚度，同时要核算油箱的固有频率，避免与换流变压器噪声频率叠加而引起共振，造成整体噪声增加，影响油箱强度。

4.6.4 如何降低变压器的噪声

当用户对噪声水平要求较低时，要采取适当的措施来降低其噪声水平，换流变压器在设计中常用的降低噪声水平的方法和效果见表 6.3-3。

表 6.3-3 换流变压器常用降低噪声水平的方法和效果

推荐的方法	降低噪声值 dB (A)
优化变压器的安装基础	2
优化变压器的安装基础并使用低噪声加强筋	2~4
优化变压器的安装基础并使用低噪声加强筋，降低磁通密度	4~6
采用隔音屏	6~10
采用隔音屏并降低磁密	10~15
采用封闭隔音室	15~30

(1) 优化变压器的安装基础。我们可以设计合理的变压器的安装基础达到降低变压器噪声的目的，一般来说有以下两种方法：

- 1) 抬高换流变压器的底部，使之离开基础（声音反射面）至少 0.5m。
- 2) 换流变压器安装在能减振隔音的基础上。

(2) 使用低噪声加强筋。一般来说，电力变压器油箱采用普通的盒式加强筋，若以盒式阻尼加强筋或 T 形、L 形加强筋代替它就可以降低噪声。

(3) 采用隔音屏。采用合理的隔音屏可以降低噪声，但当采用了隔音屏后就不需再采用盒式阻尼加强筋或 T 形、L 形加强筋，但要注意将散热器或冷却器单独安装。

(4) 采用封闭隔音室。换流站位置与居民区比较接近时，需要将整个换流站的噪声降低到很低的水平。降低换流站总体噪声水平的措施主要是降低换流变压器的噪声。前面几种方法所能得到的效果对于普通变压器来说，已经非常可观，但对换流变压器却仍显不够。因此，采用封闭隔音室降低换流变压器的噪声是换流站降代噪声设计的重要措施，在实际使用中已取得了比较理想的效果。安装在封闭隔音室内的换流变压器如图 6.3-22 所示。

安装在封闭隔音室内的换流变压器要注意以下问题：

- 1) 冷却器组需采用独立的安装支架。
- 2) 隔音室应适宜拆卸，方便换流变压器的维修。
- 3) 温升计算时，不再考虑油箱本身的散热能力。
- 4) 冷却器组全部停止运行后，换流变压器继续工作的时间将缩短。

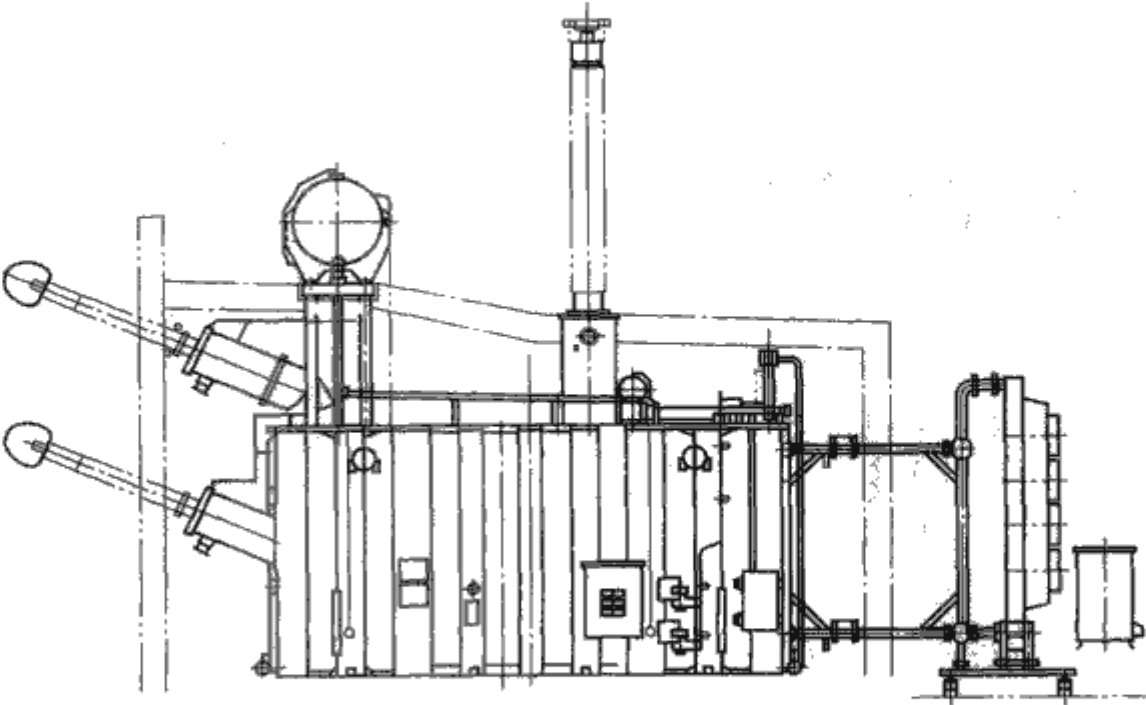


图 6.3-22 安装在封闭隔音室内的换流变压器



5) 安装在换流变压器本体上的保护装置需按更高的环境温度设计和选用。

6) 换流变压器温升试验时,需考虑对本体散热能力的补偿而增加适当的负载。

## 5 换流变压器的试验

换流变压器除了要进行与普通电力变压器一样的例行试验、型式试验和特殊试验外,还要包括特有的直流方面的试验,如直流耐压试验、直流耐压局部放电试验、极性反转试验等,其试验要求和验收准则可参见 IEC 61378-2 和国家标准 GB 18494.2 中的规定。

### 5.1 例行试验

下列试验应在所有的换流变压器上进行,但不必依次遵循下述顺序:

- (1) 联结组标号检定。
- (2) 电压比测量。
- (3) 绕组电阻测量。
- (4) 空载损耗和空载电流测量。
- (5) 负载损耗和短路阻抗测量(几个主要的分接)。
- (6) 绝缘油试验。
- (7) 操作冲击试验。
- (8) 雷电全波冲击试验。
- (9) 包括局部放电测量和声波探测测量的外施直流电压耐受试验。
- (10) 包括局部放电测量的极性反转试验。
- (11) 外施交流电压耐受试验和局部放电测量。

(12) 长时感应电压试验和局部放电测量。

(13) 绝缘电阻测量。

(14) 铁心绝缘及其相关绝缘的试验。

应在上述试验过程的开始、中途和结束时分别抽取供分析用的油样。在试验过程中途的油样抽取,应在用户与制造单位协商一致的一些重要试验项目做完后进行。应先对试验过程开始和试验过程结束时所抽取的油样进行分析。如果油样分析检测结果有差异,则还要对中途抽取的油样进行分析。

### 5.2 型式试验

下列试验应在每种型式的换流变压器中的一台上进行,但不必依次遵循下述顺序:

- (1) 雷电截波冲击试验。
- (2) 温升试验。
- (3) 声级测定。
- (4) 冷却设备的声级测定。
- (5) 短时感应电压试验(可选)。

### 5.3 特殊试验

如果用户有特殊要求,应进行下列试验,但不必依次遵循下述顺序:

- (1) 重复的冲击波形(RSO)测量。
- (2) 短路承受能力试验。
- (3) 负载损耗和短路阻抗测量(其他分接)。
- (4) 零序阻抗测量。
- (5) 负载电流试验。

## 第4章 平波电抗器

### 1 平波电抗器作用

平波电抗器一般串接在换流站的每极换流器与直流线路之间，它是高压直流输电系统中不可缺少的重要设备之一，其主要作用有以下几方面：

(1) 抑制直流电流中高次谐波所导致的电流波动，为谐波电流提供高阻抗，降低线路损耗，提高输电质量，并减少对邻近通信系统的干扰。

(2) 抑制线路电容和换流站直流端容性设备通过换流阀的放电电流。

(3) 抑制从直流线路侧入侵到换流站的过电压。

(4) 防止低直流负荷时直流电流间断，吸收由此引起的过电压。

(5) 限制直流系统发生事故时直流电流的上升率，其限流作用能避免事故的扩大。

### 2 平波电抗器的形式

平波电抗器有干式和油浸式两种基本形式。这两种形式的平波电抗器在高压直流工程中均有成功的运行经验，并各有其优、缺点。在工程中要结合实际情况选择采用干式或油浸式平波电抗器。两种形式平波电抗器的优、缺点比较如下：

干式平波电抗器具有以下主要优点：

(1) 对地绝缘简单。干式平波电抗器可以安装在高电位端或低电位端，对地主绝缘由支柱绝缘子承担，主绝缘的可靠性高。

(2) 干式平波电抗器为无油绝缘系统，因而没有火灾危险和对环境的污染，在阀厅或户外，平波电抗器无需设置防火墙。

(3) 直流输电系统的潮流反转改变了电位极性，干式平波电抗器不会因潮流反转出现在油浸式平波电抗器油纸复合绝缘系统中因捕获电荷原因而产生临界场强的问题。干式平波电抗器电位极性改变仅在支柱绝缘子上产生应力，与其他母线支柱绝缘子的特性相似。

(4) 由于干式平波电抗器没有铁心，因而在故障条件下不会出现磁饱和现象，在任何电流下都保持同样的电感量，即磁链、电流和电感量都是线性的。

(5) 干式平波电抗器对地电容相对于油浸式平波电抗器要小得多，因此对干式平波电抗器线圈所要求的冲击绝缘水平相对较低。

(6) 干式平波电抗器与油浸式平波电抗器相比，可听噪声较低。

(7) 质量轻，易于运输和吊装。

(8) 干式平波电抗器没有辅助运行系统，运行维护费用较低。

(9) 需要备用干式平波电抗器时，一般只需备有单个电抗线圈，不需要成组成套的备用。

油浸式平波电抗器具有以下主要优点：

(1) 由于油浸式平波电抗器有铁心，因此单台产品的电

感量很容易做大。

(2) 油浸式平波电抗器的油纸绝缘系统技术成熟，运行经验多，十分可靠。

(3) 油浸式平波电抗器安装在地面，因而重心低，抗震性能好。

(4) 油浸式平波电抗器采用干式套管穿入阀厅，取代了水平穿墙套管，解决了水平穿墙套管的不均匀湿闪问题。

(5) 油浸式平波电抗器采用成熟的线圈技术，耐冲击特性强。

(6) 油浸式平波电抗器漏磁易于控制，散热性能好，过负荷能力强。

(7) 油浸式平波电抗器的线圈封闭在油箱内，抗污秽能力较好，对通信系统干扰小。

从上面两种平波电抗器优点的对比中可以看出，两者有几乎相反的特点，也都有相对不足的方面。

选用干式平波电抗器时，还要充分考虑以下几个方面的问题：

(1) 由于干式平波电抗器的绝缘暴露在空气中，对紫外线辐射和环境污秽比较敏感。在紫外线和不断变化的温度作用下，树脂绝缘老化可能发生表面龟裂。沉积的污秽吸附的潮气在持续的电腐蚀作用下，易产生闪络损坏线圈绝缘。

(2) 大电流的干式平波电抗器一般是由多个并联的包封组成，要同时考虑直流电流和谐波电流的均匀分配。同时，干式平波电抗器线圈处在高频磁场中，线圈导线在高频谐波磁场会产生较大的涡流。如果设计不合理，干式平波电抗器线圈很容易发生局部过热问题。

(3) 干式平波电抗器线圈的损坏一般是无法修复的，必须更换新的线圈。

(4) 干式平波电抗器安装在支柱绝缘子上，对振动和地震比较敏感，必要时要设置减震平台。

(5) 干式平波电抗器的高次谐波产生的漏磁对安装地点的建筑物和设备屏蔽的要求较高，尤其对通信系统的干扰不可轻视。

在选择采用干式或油浸式平波电抗器时，我们还要进行综合技术经济性能的比较。一般来说，当直流电流小于3000A、电感量小于100mH时，干式平波电抗器的造价比油浸式平波电抗器的造价低很多。但当直流电流大于3000A、电感量较大时，由于串联的干式平波电抗器的台数增加，占地面积也要增加，其总造价不一定比油浸式平波电抗器低。当然，我们进行两者技术经济性能比较时，还要考虑平波电抗器的绝缘水平。表6.4-1对±500kV双极直流系统所用的干式平波电抗器和油浸式平波电抗器进行了比较。

国外直流输电工程中，有采用干式和油浸式两种平波电抗器混合使用的例子，该选择结合了两种形式平波电抗器的优点，但运行维护不方便，备品多，价格贵，一般不推荐这种方案。



表 6.4-1 士500kV 双极直流系统中干式平波电抗器和油浸式平波电抗器技术经济比较

名 称	干式平波电抗器	油浸式平波电抗器
全站需用总数 (台) (工作量+备用量)	9 (8+1)	5 (4+1)
主绝缘型式	由支持绝缘子提供, 生产技术复杂	由油纸复合绝缘系统提供, 技术成熟
制造水平	成熟	成熟
制造厂家	目前国际上仅有 Trench 等少数公司生产	国际上各主要的直流输电设备供货商均能生产
制造能力	可供小于 100mH/台	可供大于 200mH/台
运行经验	较成熟	成熟
运行费用	较低	较高
抗震能力	较差	较好
过负荷能力	提高较困难	提高较容易
总占地面积	较多	较少
本体造价	两者本体造价的总量之比: 干式/油浸≈0.935/1.0	
综合造价	基本持平	

### 3 平波电抗器的主要性能参数

在平波电抗器订货时, 一般要明确下面一些主要的技术性能参数。

(1) 额定直流电压。平波电抗器所连接系统的额定直流电压。

(2) 最高连续直流电压。平波电抗器所连接系统的最高直流电压。

平波电抗器的最高连续直流电压不应低于运行中施加在电抗器和地间的最高直流电压。

(3) 额定直流电流。平波电抗器能够持续流通的直流电流, 不包括任何交流电流分量。

(4) 最大连续直流电流。平波电抗器能够持续流通的最大直流电流。

(5) 额定增量电感。在规定频率谐波电流和额定直流电流下的增量电感。

(6) 平波电抗器电感的线性度。增量电感的线性度要求只适用于带铁心或磁轭的油浸式平波电抗器。若用户没有特殊说明, 平波电抗器在额定直流电流及以下时应为线性。必要时, 用户可规定一个或多个高于额定直流电流值下的较小的增量电感值。此时, 在所有规定直流电流下的增量电感最大值等于额定增量电感值加上正偏差。

(7) 绝缘水平。平波电抗器的绝缘水平相应于所连接的直流系统的绝缘水平。包括:

1) 雷电冲击电压。绕组每个端子对地及两个端子之间的雷电冲击电压。

2) 操作冲击电压。绕组每个端子对地及两个端子之间的操作冲击电压。

3) 外施直流电压。即

$$U_{dc} = 1.5U_{dm} \quad (6.4-1)$$

4) 极性反转电压。即

$$U_{pr} = 1.25U_{dm} \quad (6.4-2)$$

此电压应施加于连接在一起的绕组两个端子与地之间。

5) 外施交流电压。即

$$U_{ac} = \frac{1.5}{\sqrt{2}}U_{dm} \quad (6.4-3)$$

此电压应施加于连接在一起的绕组两个端子与地之间。

6) 短路电流。在系统发生短路故障时, 通过平波电抗器的最大峰值电流。

7) 谐波频谱。除直流外, 规定频率谐波电流的稳态方均根值。不同的运行状况将产生不同的谐波电流频谱, 所有这些谐波电流频谱均应予以考虑, 并确定其中之一作为额定谐波电流频谱。

8) 温升限值。以平波电抗器运行中的实际额定电流来规定绕组或油顶层 (适用于油浸式平波电抗器) 的允许温升限值。

9) 噪声水平。由于制造单位无法模拟平波电抗器运行中的实际电流进行声级测定, 因此用户应与制造单位共同协商声级测定的方法。保证的声功率级应以订货时规定的额定直流电流为基准。

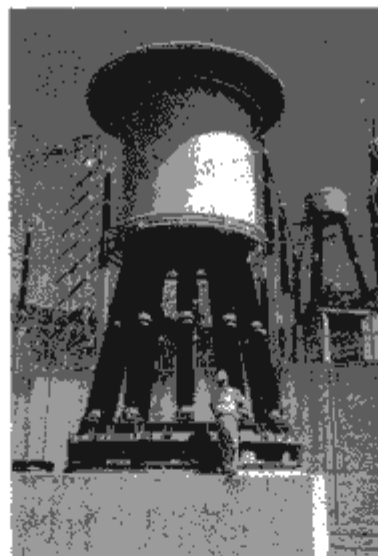
在制造单位测得的平波电抗器声级与在现场测得的声级之间的相关性尚不能确立, 其差值可能在 10~20dB (A) 之间。

### 4 平波电抗器结构和特性

由于干式平波电抗器和油浸式平波电抗器在结构和特性上有较大的差异, 下面将分别介绍。

#### 4.1 干式平波电抗器结构

干式平波电抗器一般为空心线圈结构, 高压直流系统用干式平波电抗器主要由线圈、星形架、支柱绝缘子、均压环等组成, 如图 6.4-1 所示。



(a)



(b)

图 6.4-1 干式平波电抗器外形



按生产工艺的不同,干式平波电抗器有环氧浸渍式、环氧浇注式等不同加工方式。目前环氧浇注式得到了广泛的应用,其绝缘耐热等级有B、C、F、H等。环氧浇注式有模具浇注和缠绕式两种,具体要根据生产厂家的设备能力和电抗器的大小来决定。

#### 4.1.1 干式平波电抗器的线圈

干式平波电抗器一般采用多层导线并联结构,其线圈由多个包封组成,每个包封之间设通风道,有利于空气对流散热,以保证电抗器具有良好的散热性能。为了使整个线圈具有较强的机械强度,线圈一般采用环氧玻璃纤维增强。线圈内一般没有接头,所有端部出头连接到星形架接线臂上。线圈结构如图6.4-2和图6.4-3所示。

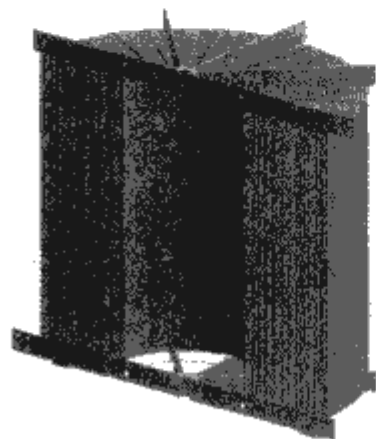


图 6.4-2 线圈截面图

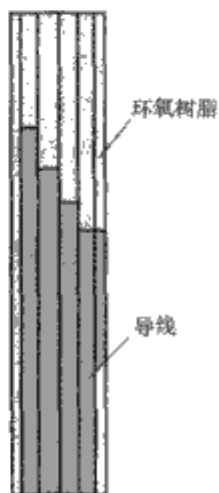


图 6.4-3 包封截面图

绝缘方面,线圈为多层导线并联结构,采用具有高绝缘性能、难燃、阻燃的环氧树脂作浇注填充材料,使线圈固化成整体。环氧树脂具有 $18\sim 22\text{kV/mm}$ 的绝缘击穿场强,其主要的绝缘结构包括两种:一种是浇注树脂和树脂浸渍材料之间的绝缘,如匝绝缘、层绝缘等,在该绝缘中最重要的应避免浇注中出现空穴或运行中出现开裂引起局部放电,从而造成绝缘长期老化发生击穿。另一种是沿面的绝缘,包括线圈表面的端子之间及线圈和支撑绝缘子的表面之间的绝缘,主要是表面受潮和污秽引起的沿面放电。

散热方面,由于绕组直流电阻损耗以及谐波附加损耗而产生的热量主要以对流和辐射的形式向外散发。散热的主要方式为空气冷却,因此为了满足电抗器的温升要求,在每一包封线圈之间均隔有气道,以保证其良好的散热效果。

抗短路力方面,当突发短路时,绕组主要受到辐向力和轴向力共同作用。当拉力大于绕组导线的抗张应力时,绕组变形,匝绝缘可能损坏,严重时可能拉断导线。故平波电抗器在结构上一般采用玻璃丝环氧树脂绝缘包封,绝缘中的玻璃丝起到加强抗短路力的作用,加强绕组的抗短路能力,保证电抗器线圈在突发短路时能承受短路电流所产生的机械力作用而不发生损坏。

#### 4.1.2 干式平波电抗器的星形架

星形架安放在包封线圈的上、下端,其主要作用是:

- (1) 充当导电板,连接各个包封引出的导线。
- (2) 利用本身的损耗调整 $Q$ 值。
- (3) 支撑线圈,充当线圈支架。
- (4) 起吊线圈。

星形架一般有两种结构,一种为全铝结构,一种为不锈钢和铝复合结构。具体要根据星形架承受的机械力来确定。

为了使星形架具有较好的整体性,可采用浸渍的环氧玻璃丝纵向加强,同时还可采用其他形状星形架等,采用矩形

支架时应注意对边圆化和配置屏蔽措施以改善电场分布。

#### 4.1.3 干式平波电抗器的支柱绝缘子

支柱绝缘子主要作用是对地绝缘和支撑电抗器。支柱绝缘子的高度由平波电抗器的绝缘水平和环境条件来确定。平波电抗器支撑结构要考虑平波电抗器可能承受的各种作用力,除承受自身重量外,更重要的要考虑如风载、地震等力的作用。支柱绝缘子可以采用纯瓷或其他复合材料,要通过计算,合理选择材料和支撑结构,以便保证支持绝缘子有足够的机械强度。对于地震多发地区,抗震设计是支柱绝缘子结构设计的重要内容之一。平波电抗器的支撑结构多种多样,有垂直支撑和斜支撑等方案,应根据具体情况而定。

#### 4.1.4 干式平波电抗器的均压环

处在高电位的平波电抗器线圈上、下端部应安装均压环,避免线圈端部和接线板的尖端放电产生电晕,减小对周围环境产生无线电干扰,同时均压环还可改善线圈在雷电冲击电压作用下的电场分布。

由于平波电抗器运行时有谐波电流通过,会产生交变高频磁场,因此均压环不允许是闭合的。

### 4.2 干式平波电抗器的特性

由于采用空心结构,没有铁心,所以其电感值不随电流的变化而变化,不存在磁饱和现象。干式平波电抗器具有干式普通电抗器所具有的绝缘强度高、抗短路能力强、防火灾、免维护、噪声低、体积小、质量轻、安装方便等特点。另外,干式平波电抗器与交流系统所使用普通的干式并联电抗器或干式串联电抗器在设计和运行维护方面也有所不同,下面就一些主要特性作简要介绍。

#### 4.2.1 干式平波电抗器的电感

对于交流干式空心电抗器,电流按自感和互感计算后的等值阻抗分配,目前已有非常成熟的电感计算方法和程序,如感应系数法、Bartky变换法、能量变换法等。干式平波电抗器的各层线圈的电阻电压均相等,直流电流的分配关系满足等电压等电阻的关系,对谐波电流来说,将按各层线圈等值阻抗分配关系。因此在干式平波电抗器的电感计算中应充分考虑这两者的差异。

#### 4.2.2 干式平波电抗器的绝缘

干式平波电抗器在运行时线圈首末端本身所承受的电压降不高,其绝缘强度主要是对地绝缘,即支撑绝缘子的绝缘强度。干式平波电抗器在运行中需长期承受直流电压的作用,在直流电场的作用下,其线圈表面和支撑绝缘子的表面集污现象十分严重。在风和直流电场的作用下,带电微粒受到恒定电场力的作用,带电微粒单向移动。不带电微粒在静电力吸引下,也会沿电场方向移动,被吸附到线圈表面和支撑绝缘子的表面并沉积。在潮湿和雾、雨天气,盐类溶解等环境条件下,绝缘表面的电导率增加,泄漏电流增大,导致污闪发生,易造成线圈表面和支撑绝缘子的表面外绝缘损坏。因此对于干式平波电抗器,不应忽视本体和支柱绝缘子的直流电场静电吸尘效应。

#### 4.2.3 干式平波电抗器的损耗

干式空心平波电抗器的总损耗 $P_{FZ}$ 由绕组的电阻损耗 $P_r$ 、谐波引起的绕组导线的涡流损耗 $P_{W1}$ 、多根并绕导线环流所产生的损耗 $P_H$ 及电抗器金属结构件中产生的损耗 $P_{W2}$ 等构成。即

$$P_{FZ} = P_r + P_{W1} + P_H + P_{W2} \quad (6.4-4)$$

其中, $P_{W1}$ 、 $P_H$ 、 $P_{W2}$ 之和称为附加损耗。实践表明,附加损耗计算较为复杂。目前,在测试中也很难把电阻损耗



和附加损耗分开。为了简化计算,在交流干式空心电抗器的损耗计算中,附加损耗常常按经验公式计算,一般将电阻损耗(折算到参考温度)乘以1.2,即为电抗器的总损耗值。但对干式平波电抗器而言,由于谐波的存在,这样计算会产生很大的误差,较准确的计算应借助计算机数值计算方法,分别计算在不同谐波下的各个损耗分量,总损耗为其总和,总损耗偏差应控制在15%以内。

#### 4.2.4 干式平波电抗器的耐候性

耐候性是干式平波电抗器的关键问题之一。干式平波电抗器的绝缘暴露在空气中,对紫外线辐射和环境污秽比较敏感。在紫外线和不断变化的温度作用下,树脂绝缘老化可能发生表面龟裂,而且干式平波电抗器在运行中需长期承受直流电压的作用,在直流电场的作用下,其线圈表面和支撑绝缘子的表面集污现象十分严重,在持续的电腐蚀作用下,易产生沿面闪络损坏线圈绝缘。

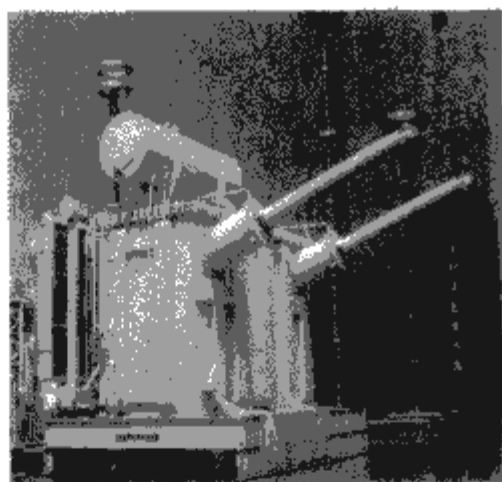
为了提高干式平波电抗器的耐候性,可以采用涂防紫外线漆、增加防护层、设置防护罩等措施,来增强平波电抗器耐紫外线作用和抗老化性能,以便在运行时能适应户外恶劣的气候条件。

#### 4.2.5 干式平波电抗器的噪声

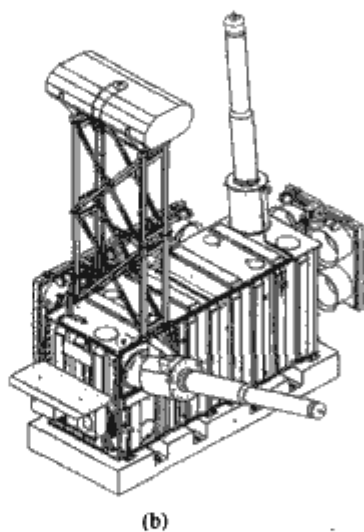
由于干式平波电抗器采用空心线圈结构,因此其噪声主要是由谐波电流引起的噪声。

### 4.3 油浸式平波电抗器结构

油浸式平波电抗器按铁心结构形式可以分为两种类型:一种是壳式结构;另一种是心式结构,但外部形状一般没有差别,如图6.4-4所示。



(a)



(b)

图 6.4-4 油浸式平波电抗器外形图

(a) 背靠背工程用平波电抗器;

(b) 三峡直流输电工程用平波电抗器

油浸式平波电抗器的结构类似单相并联电抗器,包括铁心、线圈、器身、引线、油箱、主要附件如直流套管、储油柜、冷却装置、出线装置、保护仪表及控制部分组成。

#### 4.3.1 油浸式平波电抗器结构形式的选择

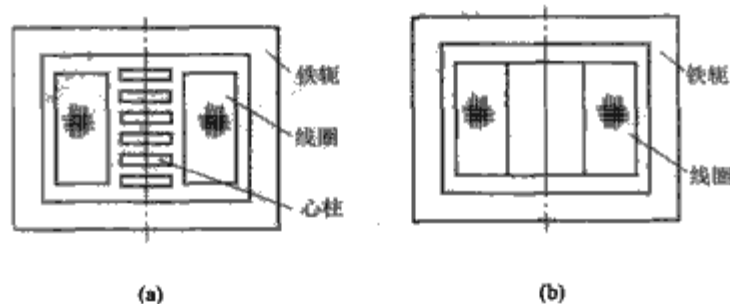
油浸式平波电抗器的结构形式有壳式和心式两种结构,采用何种结构形式,应根据平波电抗器的额定电流、增量电感、绝缘水平、损耗要求、运输条件等因素进行综合的技术经济性比较后确定。

壳式结构的平波电抗器与心式结构平波电抗器比较,壳式结构平波电抗器没有由硅钢片制成的分段气隙大饼,增量电感小,但电感的线性度好。对于技术性能和要求相同的平波电抗器,壳式结构比心式结构要使用更多的导线,线圈几何尺寸较大。心式结构平波电抗器由于有铁心气隙大饼,容易满足较大增量电感的要求,但设计时要注意保证满足增量电感线性度的要求。对于技术性能和要求相同的平波电抗器,心式结构比壳式结构要使用更多的硅钢片,产品质量比较重。

当平波电抗器的电流比较大、增量电感要求较大时,往往需要采用多个线圈并联或串联的结构,这时采用心式结构平波电抗器比较容易实现。

#### 4.3.2 油浸式平波电抗器铁心结构

平波电抗器铁心有两种结构形式,如图6.4-5所示。心式结构铁心的铁轭外框一般为矩形,心柱由带气隙垫块的圆形铁心大饼叠装而成,具体又分单柱带旁轭、双柱带旁轭等结构。壳式结构铁心中无铁心大饼,仅有外框铁轭框组成。油浸式平波电抗器的两种结构形式的铁心与单相结构的并联电抗器或串联电抗器铁心结构相似。



(a)

(b)

图 6.4-5 油浸式平波电抗器铁心结构形式

(a) 心式结构; (b) 壳式结构

#### 4.3.3 油浸式平波电抗器的线圈

油浸式平波电抗器线圈的设计与普通并联电抗器线圈有所差别,需要注意下面几个方面的问题。

一方面是绝缘问题。油浸式平波电抗器线圈首末端的绝缘水平相同,即为全绝缘。在平波电抗器进行雷电冲击试验时,绕组首末两端均要分别进行冲击试验;而当平波电抗器进行操作冲击试验时,绕组的两个端子应连接在一起,操作冲击试验电压应施加于绕组与地之间。一般不要求在绕组两端之间分别进行操作冲击试验。

另一方面是谐波电流的影响。平波电抗器在实际运行时,线圈中除了通过直流电流外,还有大量的谐波电流。谐波电流产生的交变磁场会在线圈中产生较大的附加损耗。因此在设计平波电抗器线圈时,要注意选择合适规格的导线,并要进行线圈热点温升的校核计算,防止线圈中发生局部过热。

油浸式平波电抗器线圈的结构形式可以有多种选择,如螺旋式、连续式、纠结式、内屏连续式等。平波电抗器线圈结构形式的选取要结合其绝缘水平和制造厂的制造工艺。一般来说,平波电抗器线圈结构形式的选择还取决于雷电冲击



电压和感应试验电压。

#### 4.3.4 油浸式平波电抗器器身结构

由于平波电抗器运行时要耐受直流电压作用，因此平波电抗器主绝缘的设计与普通并联电抗器产品有很大不同。除了要考虑雷电冲击电压、操作冲击电压、外施交流耐受电压外，还要考虑直流电压和极性反转电压的作用。高电压平波电抗器的器身绝缘结构设计通常采用数值分析软件进行绝缘强度的校核。直流场强的分析与换流变压器相同。

#### 4.3.5 油浸式平波电抗器的引线

油浸式平波电抗器的引线和线圈一样，要考虑长时直流耐压和极性反转试验电压下的绝缘强度。引线电极形状和覆盖绝缘的设计，要保证在交流和直流电压作用下，引线绝缘和油中的电场强度控制在不发生局部放电的水平以下。电压较低的平波电抗器引线常用软铜绞线直接引出，绞线外包足够的绝缘。电压较高的油浸式平波电抗器引线通常采用金属屏蔽管来改善电极，屏蔽管外包绝缘纸或直接覆盖纸浆。

平波电抗器引线与直流套管的配合是油浸式平波电抗器引线设计中需特别注意的问题，电场计算与分析证明，引线和直流套管连接处的直流电场分布较复杂。直流套管的设计也必须和平波电抗器的引线绝缘相互配合。这个引线绝缘是一个单独的出线装置，在套管进行出厂试验时，油中部分应装有和平波电抗器内部完全相同的出线装置一起进行试验。

典型的引线结构如图 6.4-6 所示。

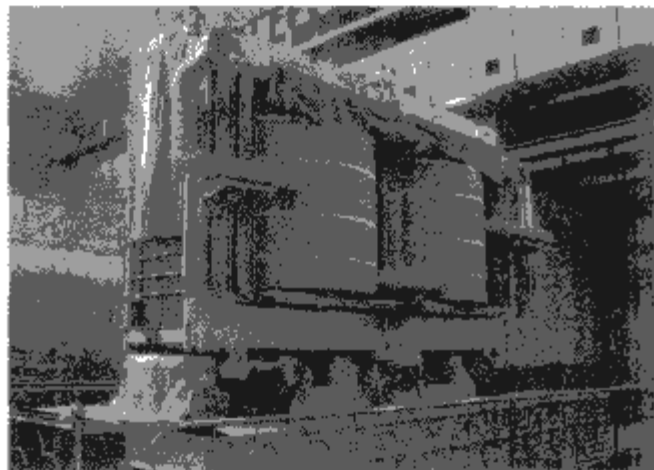


图 6.4-6 平波电抗器引线结构

#### 4.3.6 油浸式平波电抗器的油箱

大型油浸式平波电抗器的油箱易受到运输外限的限制，不能用普通平底或凹底车运输，一般采用侧承或自承方式运输。当采用这两种运输方式时，油箱机械强度的要求很高，桶式油箱容易达到强度要求。所以大型油浸式平波电抗器的油箱多采用机械强度高、易于加工的桶式油箱。

#### 4.3.7 油浸式平波电抗器用直流套管

直流套管是油浸式平波电抗器的重要组成部分之一。直流套管同平波电抗器绕组一样，同时承受高频谐波电压和直流电压的作用。由于在直流电压作用下，复合绝缘中的直流电场呈阻性分布，而且不同材料的电阻率受温度、湿度和电场强度的影响程度不一样，所以油浸式平波电抗器用直流套管技术难度比交流套管高，交流套管一般不能直接用作直流套管。

油浸式平波电抗器伸入阀厅的直流套管，一般不推荐使用油纸电容式套管，可采用气体绝缘的硅橡胶外套套管或干式套管，这样也可保证套管倾斜安装时有足够的机械强度。

随着直流输电技术的大量应用，直流套管的 IEC 62199 不断完善更新。目前我国也正在制定相应的国家标准。在新出版的 IEC 62199 中，对直流套管的基本要求作出了规定，

其中，绝缘水平在雷电冲击水平和操作冲击水平方面，比平波电抗器相关要求高 10%。对于交流工频耐压水平、直流长时耐压水平及直流极性反转电压比平波电抗器的相关要求高 15%。

#### 4.3.8 大型平波电抗器运输

随着直流输电系统电压等级和输送容量的不断提高，平波电抗器单台容量也不断增大，使得平波电抗器的运输问题越来越突出。根据运输条件、经济性及可靠性选择铁路、公路、水路运输或铁路、公路和水路联运。大型平波电抗器的铁路和公路运输方式可以采用侧承式或自承式，采用侧承式运输时要配置采用运输支架，采用自承式运输时运输承载梁必须与油箱焊成一体。图 6.4-7 为三峡直流工程平波电抗器采用侧承梁承载公路运输方式。



图 6.4-7 三峡直流工程平波电抗器采用侧承梁承载公路运输方式

### 4.4 油浸式平波电抗器的特性

平波电抗器运行时主要承受直流电压的作用，线圈中通过的电流不仅有直流电流，还有大量的谐波电流，因此油浸式平波电抗器在电感、绝缘特性和损耗等方面与交流系统使用的油浸式电抗器有很大的区别，下面将分别加以介绍。

#### 4.4.1 增量电感

电感的定义如下

$$L = N \frac{d\Phi}{dI} \quad (6.4-5)$$

对线性电路， $\Phi = \text{constant (常数)} \cdot I$ ，则  $L = N\Phi/I$ ；对非线性的电路， $\Phi = f(I)$ ，带气隙的铁心电抗器在硅钢片饱和之前适用线性电路的电感和电流的关系；当铁心进入饱和时，电感呈非线性，电感量将随电流增长越来越小，直到完全饱和，完全饱和后的电感量维持在某一较低的水平，这种情况无论对并联电抗器还是平波电抗器，其原理是一样的。若用户没有特殊说明，平波电抗器的电感在额定直流电流及以下时应为线性。必要时，用户可规定一个或多个高于额定直流电流值下的较小的增量电感值。此时，在所有规定直流电流下的增量电感最大值等于额定增量电感值加上正偏差。例如对三峡—常州±500kV 直流输电系统中所使用平波电抗器增量电感线性度要求见表 6.4-2。

表 6.4-2 三峡—常州±500kV 直流输电系统中所使用平波电抗器增量电感线性度要求

直流电流 (A)	增量电感 (mH)
300	290
750	290
1500	290
2250	290



续表	
直流电流 (A)	增量电感 (mH)
3000	290
3300	290
3750	260
6000	200

#### 4.4.2 绝缘

油浸式平波电抗器的主绝缘设计,采用油纸复合绝缘结构,交流和直流电场在复合绝缘中的分布是有差异的。在交流系统中,油和纸的电位分布按该两种材料的介电常数 $\epsilon$ 成反比分配,即介电常数偏小的介质承受了较高的电压。油浸绝缘纸的介电常数约为变压器油介电常数的2倍,因此大部分的交流电压由变压器油隙来承担,纸筒主要起分隔油隙的作用。但对平波电抗器,复合绝缘除承受外施交流电压的作用之外,还要承受直流电压的作用和极性反转电压的作用。在直流电压的作用下,电场的分布呈阻性,与材料的电阻系数 $\rho$ 成正比,由于纸板的绝缘电阻远远大于绝缘油的绝缘电阻,则在稳态直流电压下,几乎所有直流电场都由绝缘纸板承担,因此平波电抗器的主绝缘结构中纸板占整个绝缘厚度的比例比交流并联电抗器要大很多。在极性反转电压的作用下,电场的分布更为复杂,所以平波电抗器的主绝缘设计要比普通的交流电抗器要复杂得多,平波电抗器在生产过程中对清洁度、油中的颗粒度的要求更为严格。直流电压和极性反转电压作用下,平波电抗器绝缘结构中电场的分布参考第3章4.1.1和4.1.2相关内容的描述。

#### 4.4.3 损耗

平波电抗器串联在线路中,高次谐波电流在平波电抗器线圈和金属结构件中产生谐波损耗,平波电抗器的总损耗由直流损耗、谐波损耗、铁心损耗三部分构成,平波电抗器谐波损耗占总损耗的比例比并联电抗器大得多。

谐波涡流损耗计算比较复杂,过去用经验公式进行折算,很不精确,现在借助计算机和成熟的数值分析方法,可精确计算线圈中在某一电流和某一频率下沿幅向和轴向的涡流损耗,通过计算,可以求得任何 $n$ 次谐波的涡流损耗。

在工程实际中,推荐的油浸式平波电抗器总损耗的计算公式如下

$$P_c = P_{dc} + P_h + P_m \quad (6.4-6)$$

$$\text{其中:} \quad P_{dc} = I_d^2 R \quad (6.4-7)$$

谐波损耗 $P_h$ 按下式计算

$$P_h = \sum_{h=2}^{48} I_h^2 R_h \quad (48 \text{ 是计算的最高谐波次数}) \quad (6.4-8)$$

铁心损耗 $P_m$ 的精确计算需要对铁心材料在高频谐波电流下的涡流和磁滞损耗特性做更深入的研究,目前,均按以下的经验公式计算

$$P_m = 0.125 P_{dc} \sum_{h=2}^{48} (k_{mh} + k_{ch}) \quad (6.4-9)$$

式中: $I_d$ 为对应负载条件下的连续直流电流; $I_h$ 为 $h$ 次谐波的电流; $h$ 为谐波次数; $P_c$ 为总损耗; $P_{dc}$ 为直流损耗; $k_{ch}$ 为 $h$ 次谐波电流下的涡流损耗系数; $k_{mh}$ 为 $h$ 次谐波电流下的磁滞损耗系数; $P_m$ 为铁心损耗; $P_h$ 为谐波损耗; $R$ 为包括内部引线在内的绕组直流电阻; $R_h$ 为 $h$ 次谐波频率下的绕组电阻。

#### 4.4.4 噪声

油浸式交流并联电抗器的噪声主要来源于交变电流在铁

心中导致磁致伸缩产生的噪声和带有气隙的铁心饼在交变电磁力下引起的振动所产生的噪声,其中电磁力引起的振动和噪声已经超过磁致伸缩产生的振动和噪声,因此应主要处理好由振动产生的低频噪声。对平波电抗器而言,其噪声主要是由谐波电流引起的噪声和振动,谐波电流多以偶数次基波频率为主,数值较小。目前平波电抗器噪声试验方法仍按GB/T1094.10—2003《电力变压器 第10部分:声级测定》。但由于制造单位无法模拟平波电抗器运行中的实际电流进行声级测量,建议采用100Hz的电流进行测量,但测量电流的频率在试验前需经用户与制造单位共同认可。

保证的声功率级应以订货时规定的额定直流电流为基准。由于此声功率级与现场条件下所测得的值不同,在制造单位测得的平波电抗器声功率级与在现场测得的声功率级之间的相关性尚不能确定,其差值可能在10~20dB(A)之间。因此,用户在规定声功率级时应承认此差值。

### 5 平波电抗器的试验

干式平波电抗器和油浸式平波电抗器的试验项目和试验方法有所不同,下面将分别介绍。

#### 5.1 干式平波电抗器的试验

##### 5.1.1 干式平波电抗器例行试验

- (1) 直流电阻与直流损耗测量。
- (2) 电感测量。干式平波电抗器每个电抗器线圈的电感测量应在不小于10A的50Hz正弦交流电流下进行测量,同时测量各次谐波下的电感。
- (3) 各次谐波下电感及损耗测量。测量时电抗器线圈按实际情况装在金属支架上。在尽可能大的电流下分别测量各次谐波下的电感和损耗。
- (4) 端对端雷电冲击试验。
- (5) 雷电截波冲击试验。干式空心平波电抗器进行截波冲击试验分以下两个部分:
  - 1) 平波电抗器端对地雷截波冲击试验。
  - 2) 平波电抗器端对端截波冲击试验。
- (6) 匝间绝缘试验。应对每个平波电抗器进行匝间绝缘试验,试验可参照IEC 6076-3进行,试验中应测量电压和电流的波形。不允许波形有畸变或发生匝间闪络。
- (7) 交流试验。具体试验方法由用户在签订合同前与制造单位共同协商确定。

(8) 高频阻抗和品质因数 $Q$ 测量。平波电抗器的高频阻抗和品质因数 $Q$ 应在第12次(600Hz)或24次(1200Hz)谐波下测量。试验可为总损耗的评估提供依据。对电源电压幅值及方法不作限制,但要求电源电压的波形是合格的正弦波。

(9) 支持绝缘子例行试验。根据IEC 60168标准的规定对直流绝缘子进行例行试验或生产试验。

##### 5.1.2 干式平波电抗器型式试验

- (1) 端对地(绝缘支架)绝缘试验。按规定的绝缘水平进行端对地绝缘试验,包括:
  - 1) 雷电冲击(全波)试验。
  - 2) 操作冲击(湿态)试验。
  - 3) 直流电压(2min)(湿态)试验。
- (2) 噪声测量。噪声测量一般建议采用100Hz的电流进行测量,但测量电流的频率在试验前需经用户与制造单位共同认可。

电抗器加100Hz谐波电流,按IEC 551在平抗轮廓面

3m处测量噪声声压水平及法向声强水平,计算声功率水平。

(3) 高频阻抗测量。按 IEC 60289 在实际金属支架上测量。测量 30kHz~1MHz 范围的端对端和端对地的高频阻抗。

(4) 温升试验。按测量的总损耗(包括谐波损耗)计算温升试验电流。即

$$I_T = \sqrt{\frac{R_d I_{dN}^2 + \sum P_H}{R_d}} \quad (6.4-10)$$

式中:  $R_d$  为线圈直流电阻;  $I_{dN}$  为额定功率的直流电流;  $\sum P_H$  为额定功率的谐波总损耗。

试验时的电流应等于试验电流  $I_T$ 。需测量线圈热点温度,当温度变化不超过 2K/h 时认为温升达到稳定,立即除去电源测量绕组直流电阻,按 IEC 60076-2 确定线圈平均温度。温升试验时还可应用红外成像仪测量外部温度。

(5) 杂散电容测量。由制造厂提出测量方法,并和业主协商,对平波电抗器端对端杂散电容进行测量。

(6) 支撑绝缘子型式试验。

### 5.1.3 干式平波电抗器特殊试验

- (1) 直流负荷试验。
- (2) 无线电干扰试验。
- (3) 声级水平试验。
- (4) 抗短路验证试验。
- (5) 抗震验证试验。
- (6) 支持绝缘子的特殊试验项目包括:
  - 1) 直流污秽试验(对户外支持绝缘子)。
  - 2) 负荷下的偏转度试验。

## 5.2 油浸式平波电抗器的试验

油浸式平波电抗器的试验包括例行试验、型式试验和特殊试验,其试验要求和验收准则可参见高压直流输电用平波电抗器国家标准。

### 5.2.1 油浸式平波电抗器例行试验

下列试验应在所有的平波电抗器上进行,但不必依次遵循下述顺序:

- (1) 绕组直流电阻测量。
- (2) 增量电感测量。
- (3) 绝缘油试验。
- (4) 操作冲击试验。
- (5) 雷电全波冲击试验。
- (6) 包括局部放电测量和声波探测测量的外施直流电压试验。

- (7) 包括局部放电测量的极性反转试验。
- (8) 外施交流电压试验和局部放电测量。
- (9) 绝缘电阻测量。
- (10) 铁心绝缘及其相关绝缘的试验。
- (11) 绕组的绝缘介质损耗因数( $\tan\delta$ )和电容量测量。
- (12) 油箱压力与真空试验。
- (13) 辅助回路绝缘试验。

应在上述试验过程的开始、中途和结束时分别抽取供分析用的油样。在试验过程中途的油样抽取,应在用户与制造单位协商一致的一些重要试验项目做完后进行。应先对试验过程开始和试验过程结束时所抽取的油样进行分析。如果油样分析检测结果有差异,则还要对中途抽取的油样进行分析。

### 5.2.2 油浸式平波电抗器型式试验

油浸式平波电抗器型式试验应在每种型式的平波电抗器中的一台上进行,但不必依次遵循下述顺序:

- (1) 雷电截波冲击试验。
- (2) 温升试验。

对于平波电抗器,在确定(通过计算和试验)其油、绕组和其他金属结构件在平波电抗器运行时的温度时,应考虑谐波电流的影响。

应按总损耗来确定稳态条件下的顶层油温升。试验中施加的直流电流等于平波电抗器的等效直流电流  $I_m$ ,其计算公式如下

$$I_m = \sqrt{\frac{P_C}{R}} \quad (6.4-11)$$

顶层油温升确定后,接着用与额定运行条件下绕组损耗等效的直流电流继续进行试验。这种条件应在绕组中持续 1h。在此期间应测量油和冷却介质的温度。试验结束时,应测定绕组的温升。

### 5.2.3 油浸式平波电抗器特殊试验

用户在签订合同前应和制造单位共同协商选择下列试验项目中需做的试验项目及试验方法,但不必依次遵循下述顺序:

- (1) 负载电流试验。
- (2) 声级测定。
- (3) 冷却设备的声级测定。
- (4) 振动测量。
- (5) 高频阻抗测量。
- (6) 损耗测量。
- (7) 冷却设备吸取功率测量。



## 第5章 换流站直流开关设备

直流输电系统的运行主要有单极大地回线方式、单极金属回线方式、双极运行方式等，其中，以双极运行为通常的方式。当某一极发生故障或检修时，需转换为单极大地运行方式。一般情况下，为了防止金属电极及其附近金属设施受腐蚀，又需要由单极大地回线运行方式转换为单极金属回线方式运行。这种不同运行方式间的切换在直流输电系统运行中是经常碰到的情况。为了实现这种不同运行方式的切换，需要借助直流开关设备。

随着直流系统的扩充，三端或更多个终端直流输电系统（称为多端系统）将会更多的出现。在多端直流输电系统中，需要用高压直流断路器以切断正常负荷电流和故障电流，以保证多端系统运行的可靠性和操作的灵活性。

### 1 换流站直流开关类型及功能

世界上已运行和建设的直流工程中，由于运行方式和控制策略的差异，使得直流输电系统结构各有特色，所使用的直流开关设备也有些不同。现有直流工程中直流开关产品的主要类型有直流回路转换用开关、直流隔离开关、直流接地开关、直流旁路开关及高压直流断路器等。

#### 1.1 直流回路转换用开关

图 6.5-1 为整流侧换流站主接线图，直流回路转换用开关主要包括有金属回线转换开关（MRTB）、大地回线转换开关（ERTB）、中性母线开关（NBS）、中性母线接地开关（NBGS）。

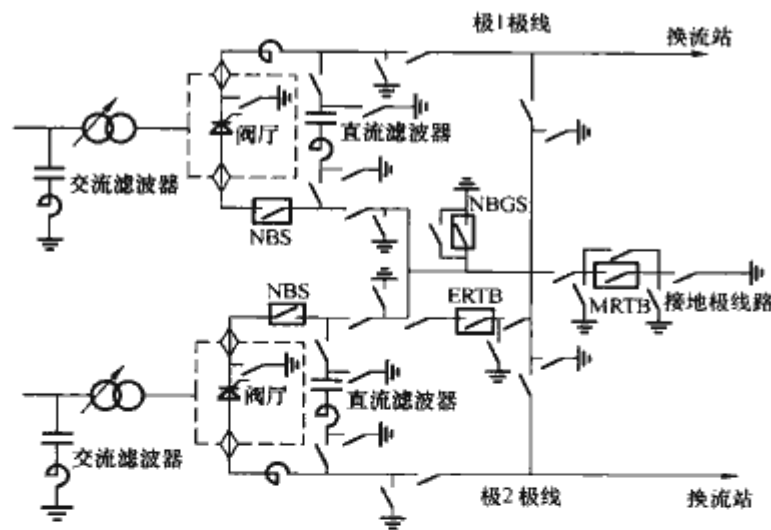


图 6.5-1 整流侧换流站主接线图

##### 1.1.1 金属回线转换开关（MRTB）

MRTB安装在送端换流站的接地极回路，其功能是在大地回线运行方式向金属回线运行方式转换时，通过MRTB将大地回线中的直流电流切换到金属回线中。

MRTB由于转换电流较大，在转换过程中需要较大的反向电压。

##### 1.1.2 大地回线转换开关（ERTB）

ERTB装设在送端换流站接地极线与极线之间，用来将直流运行电流从具有较高阻抗的金属回线转移至具有较低阻抗的大地回线。

ERTB要转换的电流较低，在转换过程中所需的反向电压也较低。

##### 1.1.3 中性母线开关（NBS）

NBS用作将停运换流器所连的中性母线从运行极脱开。在送、受端换流站的每一极各提供1台NBS，这种开关应能够开断在换流站极内和直流输电线上发生的任何故障的直流电流。

当单极计划停运或换流器内发生除了接地故障以外的故障时，利用NBS迅速将已闭锁极与正常运行极隔离；当正常双极运行时，如果一个极的内部出现接地故障，故障极带旁通对闭锁，则利用NBS将正常极注入接地故障点的直流电流转换至接地极线路。

NBS所需的反向电压相对较低，而所要开断的电流较高（正常运行电流及故障电流）。

##### 1.1.4 中性母线接地开关（NBGS）

在两端换流站各装设1台NBGS，当接地极退出运行时，两端换流站的中性母线接地开关应自动将中性母线转接到换流站地网。中性母线接地开关不要求具备大电流的转换能力，但必须能在双极运行时打开，以及将双极不平衡电流转换至接地极。中性母线接地开关应具有以下控制和联锁装置：

- 1) 接地极退出运行时开关应自动合上。
- 2) 开关只能手动打开。
- 3) 配备联锁装置，当电流超过开关的转换能力时开关不能打开。
- 4) 当开关在单极运行时闭合或在开关闭合时一极闭锁，控制和保护装置应能自动减小直流电流，并将该极切除。

NBGS有一项特殊作用，即当由于接地极断路而导致直流中性母线的电压无法控制地上升时，NBGS能够迅速合闸，提供临时站内接地，将中性母线的电压稳定在零电位。因此，NBGS由一个转换断路器和一个高速隔离开关串联组成。

### 1.2 直流隔离开关与接地开关

#### 1.2.1 阀厅内接地开关

在阀厅高压和低压穿墙套管的阀厅侧，应安装阀厅内接地开关，以保证阀厅内设备检修时的安全性。

#### 1.2.2 直流滤波器隔离开关

在每一直流滤波器的高压侧和低压侧都安装一台带有接地开关的直流滤波器隔离开关，用于直流滤波器在故障和检修时的隔离，此种隔离开关和对应接地开关都应为电动操作。

#### 1.2.3 中性母线隔离开关

在中性母线接地开关的接地极一侧应安装中性母线隔离开关，以便在检修时的隔离，该开关应为电动操作。

#### 1.2.4 高压极线隔离开关

在每一高压极线上安装带有接地开关的高压极线隔离开关，以便在直流线路检修时将线路与换流站隔离。

### 1.2.5 金属回线转换开关检修用隔离开关

在 MRTB 的两端装设隔离开关，用于检修此开关。

### 1.2.6 金属回线隔离开关

在金属回线运行方式下，用于选择相应线路作为直流返回线路。要求该开关低压侧带有接地开关，在断开状态时，低压侧接地。

### 1.2.7 金属回线隔离开关用的接地开关

用于金属回线转换开关开断时的低压侧接地，应为电动操作。

### 1.2.8 大地回线转换开关检修用隔离开关

在装设有大地回线转换开关（ERTB）的换流站，在其两端安装相应的隔离开关，以便在检修时隔离。

### 1.2.9 接地极引线隔离开关

该开关与 MRTB 并联，为 MRTB 提供旁路。

## 1.3 高压直流断路器

在多端直流系统中，当一段线路接入正在运行的直流系统，特别是从中切除一段线路时，通过高压直流断路器，就不必把整个电网电压降下来，用断路器切除故障部分，保留健全部分是最简便的方法。

高压直流断路器可用于以下结构直流系统中：串联型、网孔型、辐射型和并联型等多端直流输电系统（见图 6.5-2）。

## 1.4 直流旁路开关

直流旁路开关是跨接在一个或多个换流桥直流端子之间的机械开关装置（见图 6.5-3 中的 CB1 和 CB2），在换流桥退出工作过程中把换流桥短路，在换流桥投入工作过程中把电流转移到旁路臂或旁路对中。

在双 12 脉冲阀组直流系统中，为提高系统可用率，每个 12 脉冲桥并联一个高速旁路开关。旁路开关正常状态处于分闸状态，其功能是当某极个 12 脉冲及附属系统发生故障或计划检修时，将此阀组短路并操作与其配套的隔离开

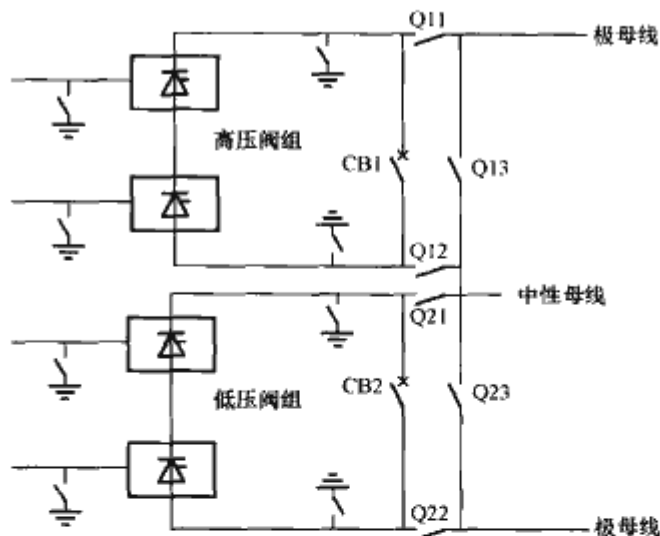


图 6.5-3 阀组旁路开关回路接线图

CB1、CB2—旁路断路器

关，以保持该极无故障的另一个 12 脉冲阀组继续运行，减少对系统的冲击，维持直流系统较高的能量可用率，同时将故障阀组隔离以便维修。当故障阀组修复工作完成后，断开旁路开关并操作与其配套的隔离开关，使已修复的阀组投入运行。以上过程通过控制保护系统的设计按程序自动完成。为使系统尽快重新运行，减少输送功率损失，旁路开关要采用高速开关。

## 2 直流开关基本结构及其原理

### 2.1 直流回路转换用开关

构成直流回路转换用开关的基本元件通常包括：先进的 SF<sub>6</sub> 式灭弧断路器单元、电容器、避雷器、一个或几个电抗器等。直流回路转换开关可以分为两类：有源型和无源型。

无源辅助电路直流开关 [见图 6.5-4 (a)]，一般是由一台 SF<sub>6</sub> 断路器单元（即开断装置）B，一台电容器 C，一台避雷器 R，有时还有一台电抗器 L 组成。有源辅助电路直流开关 [见图 6.5-4 (b)]，是在无源辅助电路直流开关的基础上增加了两组隔离开关 S1、S2 及一台直流充电装置 U<sub>dc</sub>。无源辅助电路直流开关适合于开断中等幅值的直流电流；有源辅助电路直流开关适合于开断较大幅值的直流电流。

根据直流回路结构形式以及在回路中的不同作用，直流回路转换开关的具体组成结构及工作过程略有不同。下面对部分现有工程所采用的结构形式举例介绍。

#### 2.1.1 金属回线转换开关 (MRTB)

MRTB 主要由单极合闸开关、开断装置、避雷器、电抗器、电容器、直流充电装置和绝缘平台等组成，见图 6.5-5。

MRTB 转换回路如图 6.5-6 所示，建立 MRTB 的反向电压可达到几十千伏，通常大于 100kV。

#### 2.1.2 中性母线开关 (NBS)

NBS 外形结构如图 6.5-7 所示。

NBS 转换回路如图 6.5-8 所示，

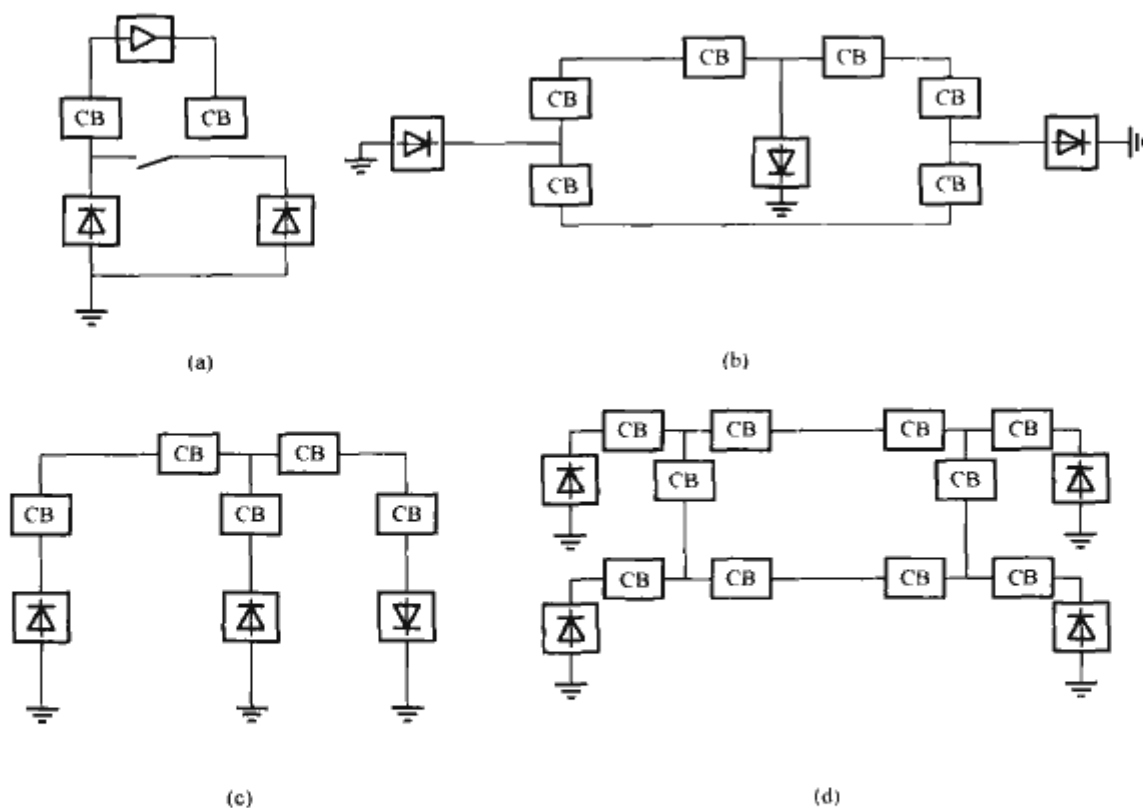


图 6.5-2 多端直流输电系统高压直流开关应用回路

(a) 串联型；(b) 网孔型；(c) 辐射型；(d) 并联型

CB—高压直流断路器



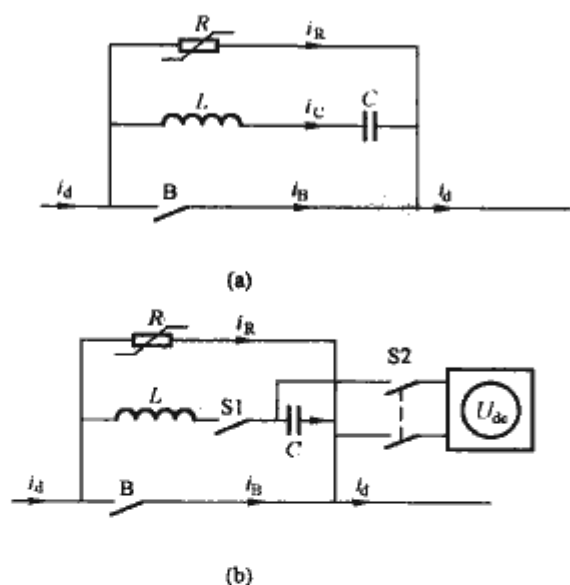


图 6.5-4 直流回路转换用开关结构类型  
(a) 无源型；(b) 有源型

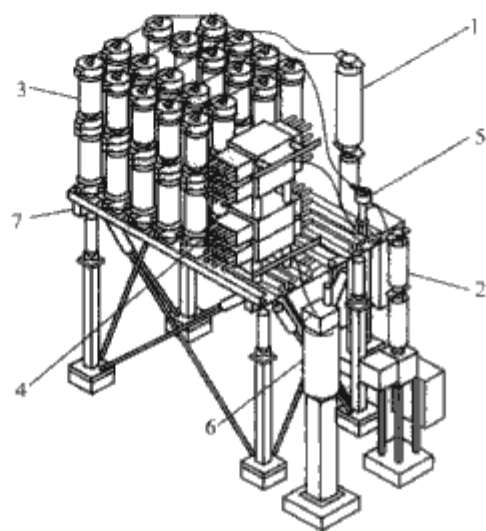


图 6.5-5 MRTB 外形结构图例  
1—开断装置；2—单极合闸开关；  
3—避雷器；4—电容器；5—电抗器；  
6—直流充电装置；7—绝缘平台

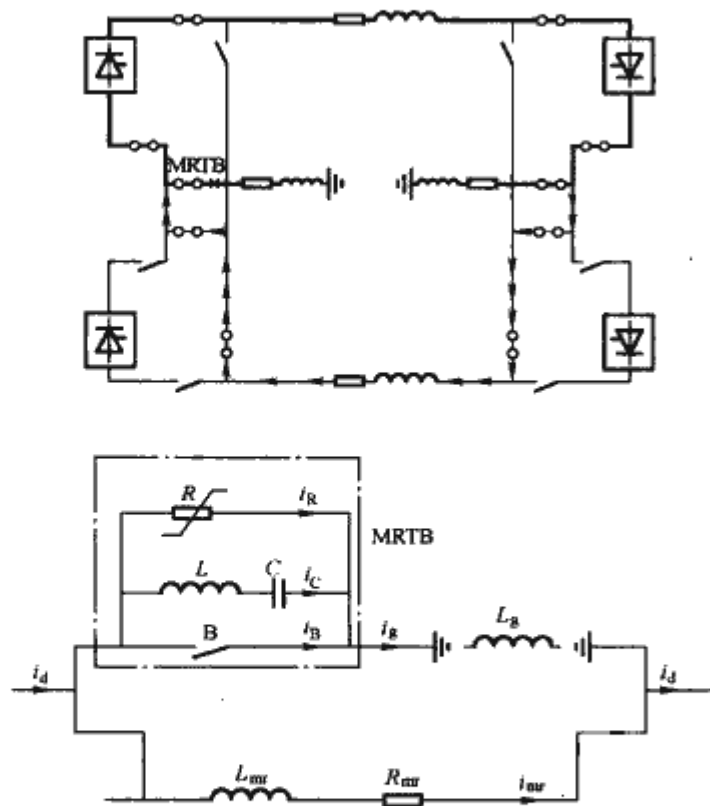


图 6.5-6 MRTB 转换回路

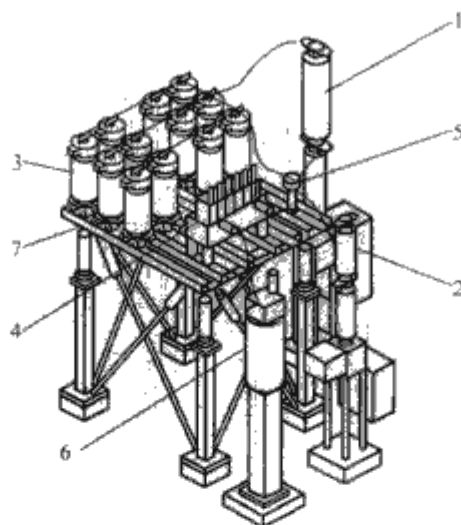


图 6.5-7 NBS 外形结构图  
1—开断装置；2—单极合闸开关；3—避雷器；  
4—电容器；5—电抗器；6—直流充电装置

在额定双极运行下，当一极换流器的中性母线发生接地故障时，直流差动保护就会将故障极闭锁并跳开。健全极的直流电流将在正常大地回线的接地极与发生故障换流器的故障电流路径——接地中性母线间进行分流，在这两条电流路径中，电流的分量将取决于各自的阻抗。由于流入换流站接地网中的电流允许持续时间只能有 100~200ms，因此，在此时间内，NBS 必须将电流从故障换流器接地故障路径中切换到正常接地电极的路径中。

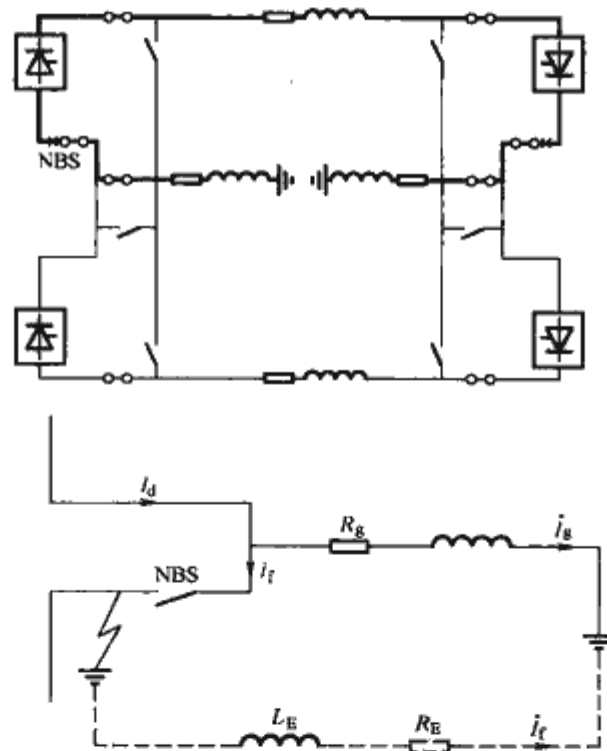


图 6.5-8 NBS 转换回路

### 2.1.3 中性母线接地开关 (NBGS)

NBGS 外形结构如图 6.5-9 所示。

每一换流站有一台中性母线接地开关，接地极退出运行时两端换流站的中性母线接地开关应自动将中性母线转接到换流站接地网，不需其具备大电流转换能力。

NBGS 转换回路如图 6.5-10 所示，在直流系统额定运行期间，NBGS 为打开状态，其上加有直流电压。此直流电压通常最大可到几千伏。为了能够耐受这种连续直流电压，NBGS 是由一个高速直流隔离开关 (HSD) 与一转换断路器 (BRK) 组成，高速隔离开关在运行期间是打开状态，而与其串联的转换断路器开关在正常运行时为闭合状态。切换电流为最大的极线电流。反向电压一般需要达到几千伏。

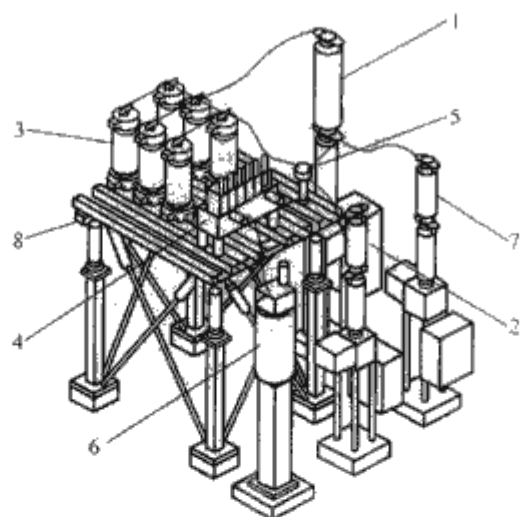


图 6.5-9 NBGS 外形结构图  
1—开断装置；2—单极合闸开关；3—避雷器；  
4—电容器；5—电抗器；6—直流充电装置；  
7—高速隔离开关；8—绝缘平台

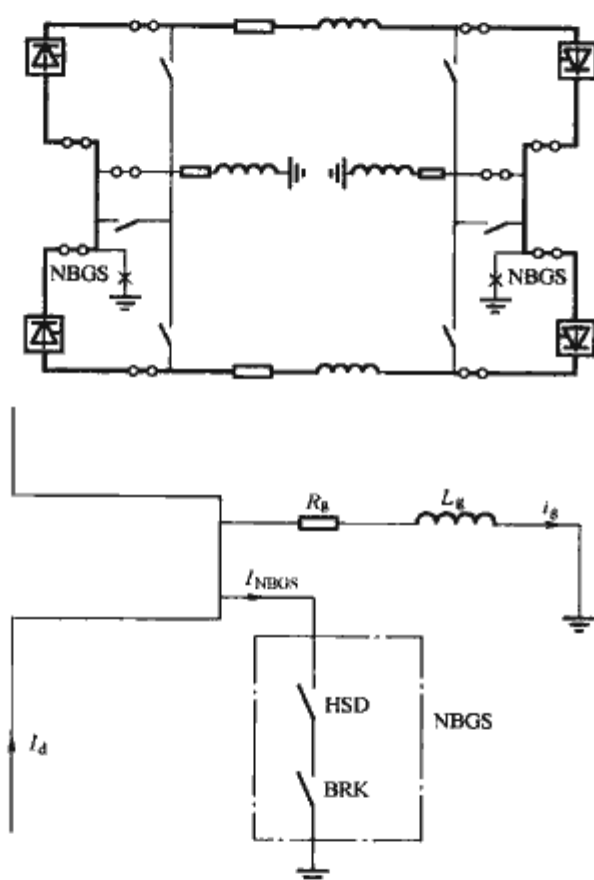


图 6.5-10 NBGS 转换回路

#### 2.1.4 大地回线转换开关 (ERTB)

ERTB 外形结构如图 6.5-11 所示。

ERTB 转换回路如图 6.5-12 所示，ERTB 用于将金属回线中直流电流切换到回线中。被切换的最大直流电流即为依据金属回线与回线阻抗比值的分流值。

### 2.2 直流隔离开关

直流隔离开关一般由高压交流隔离开关的单相单元构成，并根据直流应用情况进行适当的改进。因此直流隔离开关的结构和原理与高压交流隔离开关一致，在此不予详述。

### 2.3 高压直流断路器

高压直流断路器断开的是高压直流，直流没有过零点，为熄灭直流电弧就要建立过零点，而使电流过零点较为有效的方法有以下几种：

(1) 电流转换法。这种方法利用交流断路器（少油、

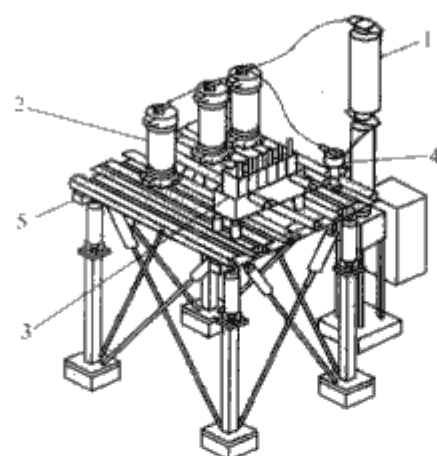


图 6.5-11 ERTB 外形结构图  
1—开断装置；2—避雷器；3—电容器；  
4—电抗器；5—绝缘平台

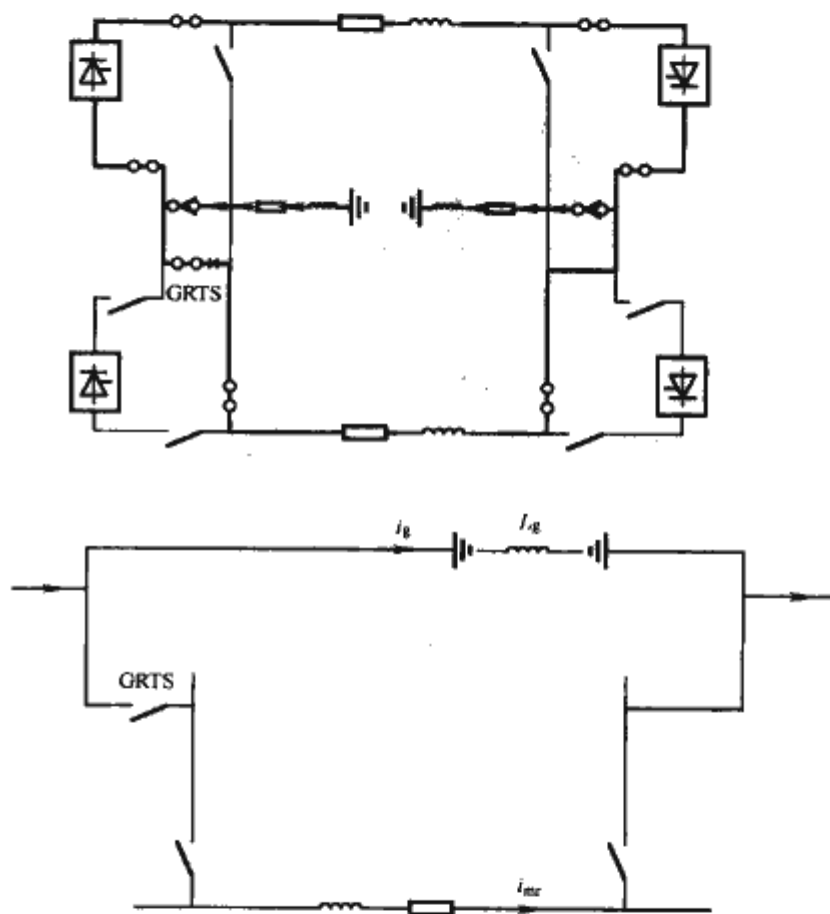


图 6.5-12 ERTB 转换回路

SF<sub>6</sub> 或真空型)、火花间隙、电容串以及直流避雷器。断路器作为切断电流的开关，其他元件作为吸收能量和断开续流之用。

(2) 叠加振荡电流法。利用电容器通过开关触头间弧道放电产生振荡电流，叠加在被断开的直流电流上，使弧道中总电流能量有过零值的机会，从而实现灭弧。图 6.5-13 (a) 为这种断路器的原理接线图，图 6.5-13 (b) 为其电流过零点示意图。

### 2.4 直流旁路开关

直流旁路开关的合闸和分闸过程通过控制系统按预先设置的程序自动完成，旁路开关的动作时序共分为以下 3 种：

#### 2.4.1 非故障情况下正常退出 1 个 12 脉波 (12P) 阀组

如图 6.5-14 所示，12P 阀组处于最初的正常运行，S2、S3 处于合闸状态，S1 处于打开状态，旁路开关 B 处于打开状态。



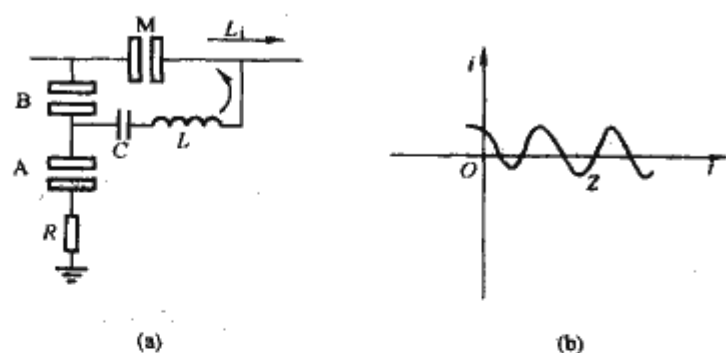


图 6.5-13 叠加振荡电流法直流断路器

(a) 原理接线图; (b) 电流过零点示意图

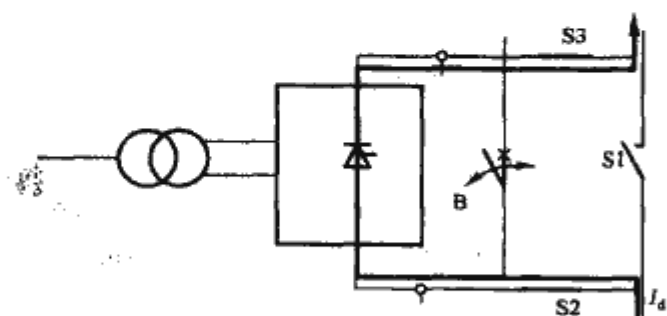


图 6.5-14 12 脉波阀组正常运行

(1) 开始退出 1 个 12P 阀组的时序, 其状态如图 6.5-15 所示。

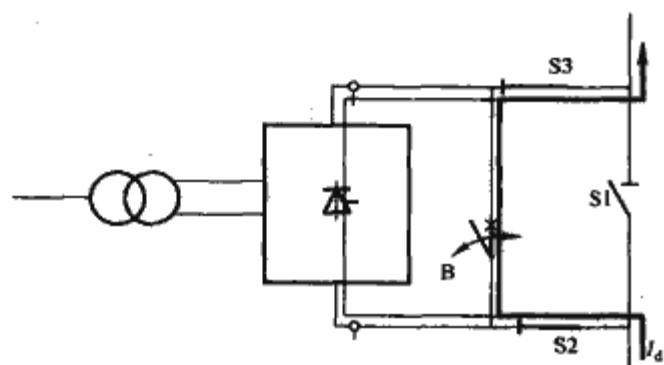


图 6.5-15 电流同时流过 12P 阀组和旁路开关

(2) 将此 12P 阀组电流参考值逐渐降为零, 不投旁通对闭锁换流器, 其状态如图 6.5-16 所示。

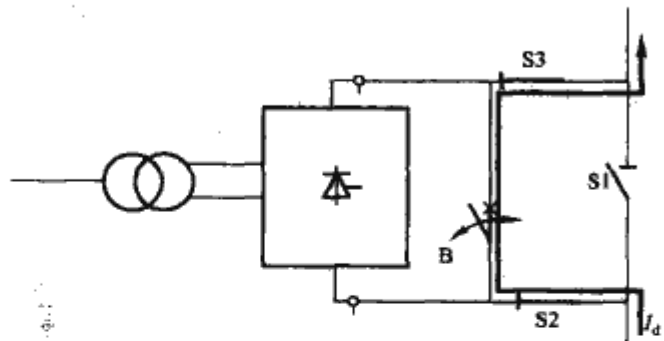


图 6.5-16 电流仅流过旁路开关

(3) 闭合隔离开关 S1, 断开断路器 B, 断开隔离开关 S2、S3, 12 脉波换流器正常退出运行, 其状态如图 6.5-17 所示。

#### 2.4.2 故障情况下紧急退出 1 个 12P 阀组

在换流变压器或者换流阀等故障的情况下, 通过 12 脉波换流器的旁路开关的操作, 可以迅速退出 12 脉波换流器, 而不影响另一个 12 脉波换流器的运行, 系统进入不对称运行状态。具体的控制顺序如下:

(1) 12 脉波阀组或与其连接的换流变压器发生故障后, 投入 12 脉波换流阀组旁通对, 闭锁换流器, 其状态如图 6.5-18 所示。

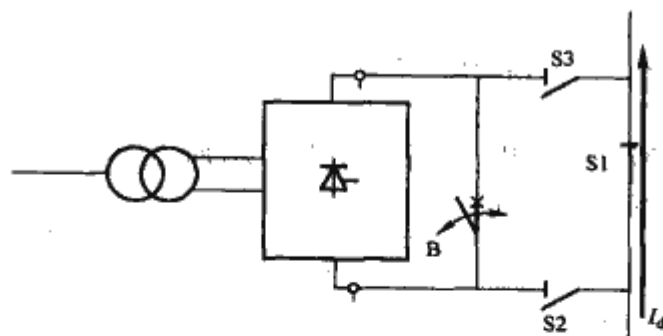


图 6.5-17 电流仅流过 S1 支路

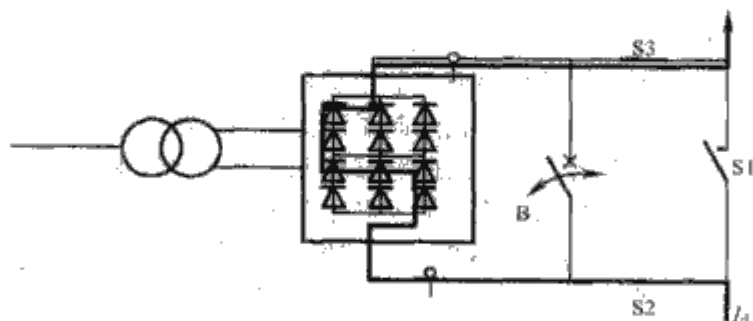


图 6.5-18 12P 阀组投入旁通对

(2) 旁路开关 B 闭合, 然后闭锁投入的 12 脉波换流阀组旁通对, 如图 6.5-16 所示。

(3) 闭合 S1, 断开旁路开关 B 和隔离开关 S2、S3, 使 12 脉波换流阀组退出运行, 此时的状态如图 6.5-17 所示。

#### 2.4.3 将 1 个 12P 阀组投入运行

(1) 初始状态如图 6.5-17 所示, 12 脉波阀组处于闭锁状态, 没有直流电流流过。

(2) 闭合旁路开关 B, 打开 S1, 电流仅流过旁路开关支路, 此时状态如图 6.5-16 所示。

(3) 160°触发角解锁 12 脉波阀, 使之处于逆变运行状态。

(4) 降低触发角到 90°左右, 流过旁路开关的电流, 由于电流纹波产生电流过零, 发给旁路开关开断指令, 电弧熄灭, 开断成功, 电流完全转到 12P 阀组, 此时状态如图 6.5-14 所示。

(5) 调节触发角, 使 12 脉波阀进入正常运行。

上述 3 种旁路开关的动作过程中, 以 2.4.3 的过程对旁路开关要求工作条件最苛刻。

### 3 直流开关的设计

#### 3.1 直流回路转换用开关的设计

##### 3.1.1 依据标准

对于直流回路转换用开关, 国内外尚无现成的标准, 直流回路转换用开关的设计可参照 GB 1984—2003、IEC 62271-100 和 GB/T 11022—1999 等相关标准进行。

##### 3.1.2 一般要求

直流回路转换开关是以交流断路器的单相单元作为基础, 并进行适当改进, 使其应用于直流系统。

对于改变运行方式的直流回路转换开关 (如 MRTB 和 ERTB), 应要求在无冷却的情况下按进行两次连续转换设计, 即分闸后如果电弧不能熄灭则应使断路器再重合闸, 然后再分闸。对于用于保护的直流回路转换开关 (如 NBS 和 NBGS), 则可按照进行一次转换设计。

应根据工程的运行要求确定直流回路转换开关的转换次数。

应对直流开关的投切提出设计要求, 包括 (但不局限

于) 以下几方面:

(1) 不允许在高速开关主接头之间有重燃或重新引起电弧。

(2) 任一极中串联主接头之间的开断应在时间上完全同步并满足运行条件。

(3) 当高压开关处于闭合的安全状态时, 如果没有足够的能量完成一次“分—合”操作, 则应不允许开关开断。

转换电流根据具体直流工程, 由工程的运行电流、运行方式及控制保护策略等方面进行确定。

### 3.1.3 电气设计要求

#### 3.1.3.1 断路器单元(开断装置)

断路器单元灭弧室要能够承受重合闸时间流过的最大转换电流, 这一时间同时也限制了避雷器的导通电流时间以及开断装置的开合时间。对断路器单元来说, 比较重要的应力有持续电流、暂态电流、最大电压变化率和暂态电压。

(1) NBS 的断路器单元。NBS 的断路器单元将设计成 C-O-C 的操作循环, 这表示当打开状态时, 在不给操动机构充电的情况下可以完成合闸—分闸—合闸的操作, 这样就可以保证在转换失败或者电动机失去供电的情况下, 仍能合闸。

(2) MRTB、ERTB 和 NBGS 的断路器单元。MRTB、ERTB 和 NBGS 断路器单元设计为 O-C 的操作循环, 表示在合上状态时, 在不给操动机构充电的情况下可以完成分闸—合闸的操作, 这将保证在转换失败或者电动机失去供电的情况下, 仍能再合闸。

#### 3.1.3.2 高速隔离开关(只适用于 NBGS)

高速隔离开关设计为 C-O 的操作循环, 即在打开状态时, 在不给操动机构充电的情况下, 高速隔离开关可以完成合闸—分闸的操作。

#### 3.1.3.3 单极合闸开关(适用于 MRTB、NBS、NBGS)

单极合闸开关 S1 的作用是连接预先充电的电容器到辅助电路, 产生一个谐振电流, 使得断路器单元中的电弧在电流过零点熄灭, 同时在电容器上产生转换电流。此开关的合闸时间将与 SF<sub>6</sub> 断路器单元的开断时间同步, 从 SF<sub>6</sub> 断路器单元触头断开到 S1 合上的时间将由高压直流输电的控制实现, 控制系统会确保触发脉冲正点送到。

与单极合闸开关相关的重要参数和特性有: 断开的触头两端电压、暂态电流和合闸时间。

#### 3.1.3.4 转换电容

转换电容由若干个电容器单元构成。有源直流回路转换开关中的转换电容器需要承受规定的持续电压, 而在无源直流回路转换开关中, 转换电容器无需承受持续电压。

电容器单元的等效交流额定电压可按式(6.5-1)计算

$$U_R = \frac{U_{SWL}}{4.3S} \quad (6.5-1)$$

式中:  $U_R$  为电容器交流额定电压;  $U_{SWL}$  为操作冲击耐受电压;  $S$  为串联的电容器单元数量。

转换电容器两端的直流电压要连续地进行测量, 通过光纤传送到大地电位并送到控制保护系统。

选择电容器需考虑以下因素:

(1) 电容器大小与恢复电压的上升率(RRRV)有关。

(2) 选择电容器大小, 应使断路器断口两端的电压变化低于某一限值。

(3) 电容器要能够承受可预见的最大充电电压, 即转换过程中会产生最大暂时电压。

对电容器来说比较重要的应力有: 持续直流电压、电容器两端的暂态电压和暂态电流。

#### 3.1.3.5 非线性电阻器(避雷器)

直流回路转换开关中的避雷器由多个避雷器单元构成, 每个避雷器单元由带有基座、基座接线端子、顶部接线端子的完整外壳组成。

在断路器转换过程中, 避雷器是主要能量吸收元件, 避雷器决定着转换电压并影响转换时间。转换电流和转换电路的阻抗决定了避雷器的额定能量。

对避雷器来说, 重要的应力有转换电压、暂态电流和吸收的能量。

(1) 性能要求。在经过 250μs 以上的时间后, 避雷器电流达到规定的峰值, 随后电流降到零。电流近似线性减小, 电流减小过程中叠加有振荡电流。

电阻阀片的冷却需要一定的时间, 在这段时间内进行连续操作会导致阀片温度升高, 这会对电阻片产生更高的应力。用于直流回路转换开关中的避雷器应设计为能在最大环境温度下进行 3 次连续操作, 每次操作间隔 1min, 其温升不会损害避雷器的电阻片。

(2) 避雷器电流分配。能量的分配与最大电流分配相对应。由于产品的公差, 避雷器不同柱中的电流可能有所不同。因此, 避雷器允许的能量消耗由最大电流下放电电压最低的柱决定。

避雷器不同柱间平均电流的最大允许偏差, 由供应商和采购方协商确定。对于不同的避雷器, 偏差值可能不同, 型式试验和例行试验均应进行均流试验保证满足要求的偏差值。

(3) 放电电压特性。通过例行试验验证避雷器放电电压特性。例行试验中, 取 0.5~10kA 的一个电流进行每个阀片 8/20μs 的放电电压测试。制造商应提供产品在 8/20μs 电流下的放电特性波形图, 以及上升沿时间 250μs 的冲击电流下的放电特性波形图。从这些特性波形图中确定在例行试验中使用的电流幅值下, 每柱 8/20μs 放电电压与规定的最大避雷器电流下每柱 250μs 上升时间内的放电电压比值。在进行试验之前, 制造商应制定例行放电电压试验通过的标准。制定标准时应满足规定的最大电流下避雷器残压极限。

为了在例行试验中提供参考, 应测量每个避雷器单元的参考电压。参考电压决定了避雷器导通期和非导通期的变化。供货商将选择一个合适的参考电流, 并且在试验前确定最小的参考电压。

#### 3.1.3.6 电抗器

电抗器采用干式绝缘, 空心, 空气自冷却型。

对无源型开关, 电抗值的正确选择尤为重要。较低的值会降低最大可开断直流电流, 较高的值会延长开断时间。

在有源型辅助回路中, 电抗器将降低谐振频率使得电流可靠中断。因为辅助回路的母线电感会增大回路总的电感, 所以电抗器电感的值应稍微低一点。

对电抗器来说, 重要的应力有电抗器两端的暂态电压和暂态电流。

#### 3.1.3.7 充电装置(适用于有源型)

充电装置应该是自动控制的, 应能持续工作, 以保证高电位的转换电容器能够始终被充电。充电设备将能够进行自动监控和调节, 输出要求电压范围之间的可变电压。

充电装置的重要特性有: 输出电压和初始充电时间。

最大输出电压要能确保对电容器充电可以达到要求的最高电压。



最大初始充电时间典型值为 35s。

充电装置大体上包括以下几个部分：

(1) 电源组（二极管电桥等）。输入电压由隔离变压器的二次侧取得。输出要求范围内的直流电压。输出端经由一个高欧姆电阻器连接到转换电容器。输出端要进行保护以保证可以承受绝缘平台上的持续直流电压和转换过程中的暂态应力。

(2) 隔离变压器的变比为 1:1。输入电压接调节装置的二次侧。

(3) 调节装置。输出电压可调节是为了使电压源的输出直流电压可以在要求电压范围之间可变。

### 3.1.4 机械设计要求

#### 3.1.4.1 断路器单元

断路器单元一般选择充 SF<sub>6</sub> 气体断路器，操动机构应具有坚固的结构，其最大再充电时间典型值为 15s。为了保证运行人员安全，操动机构应避免使用可能导致断路器误动的外部装置。

操动机构应设计成可通过“本地/远程/关闭”选择开关，能对断路器的分闸和合闸进行远程和就地控制。按钮或其他就地操动装置应安装在操动机构的控制箱中。

断路器单元的操动机构应具有双分闸线圈和双合闸线圈。

线圈的安装应尽量减小一个线圈影响另一个线圈操作的可能性。即使在控制电路开路的情况下，断路器的每个动作一旦开始，都必须能够彻底完成。当相应的操作完成时，分闸电路或合闸电路必须立即断开。

操动机构必须有一个可靠的计数器，用来记录断路器单元每一次分闸和合闸操作。完整的操动机构包含选择开关、控制继电器、辅助开关、终端模块、控制线路模块及恒温控制加热器，这些设备都安装在防风雨的铝壳中，铝壳的防护等级不低于 IP33D（根据 GB 11022—1999）。

当操动机构同时收到合闸和分闸的命令时，应执行合闸命令。

应提供相应配件以保障轴承的润滑。

#### 3.1.4.2 高速隔离开关（仅用于 NBGS）

使用 SF<sub>6</sub> 断路器单元作为高速隔离开关，SF<sub>6</sub> 断路器单元的结构应尽可能简单，没有电流开断的要求。

对操动机构的机械设计要求与上述 3.1.4.1 中的要求相同。

#### 3.1.4.3 单极合闸开关（仅用于有源型）

使用一台 SF<sub>6</sub> 断路器单元作为单极合闸开关，断路器结构应尽可能简单，对电流开断不作特别要求。

对操动机构的机械设计要求与上述 3.1.4.1 中的要求相同。

#### 3.1.4.4 转换电容器

电容器由串联或并联的电容器单元组成，电容器单元安装在钢架上，钢架置于支撑件上，钢架将与绝缘平台电气相连。

#### 3.1.4.5 避雷器

根据要求的最大能量，避雷器由多柱并联组成，电阻片串并联后的避雷器柱应放置在合适的外壳中。在设计时应使每个外壳的底部端子与钢制平台直接连接。

如果使用瓷套，应提供配套的压力释放装置。

#### 3.1.4.6 电抗器

电抗器设计成户外型，应包括安装在绝缘平台上的支撑绝缘子。

#### 3.1.4.7 充电装置（仅用于有源型）

充电装置与电力电子元件和输出接线端子保护装置设计成一体，并对地绝缘。所有设备都应安装在一个外壳中，外壳防护等级应不低于 IP33D（根据 GB 11022—1999）。

#### 3.1.4.8 绝缘平台

如图 6.5-19 所示，绝缘平台安装在支撑绝缘子上，支撑绝缘子与钢架相连。电容器、电抗器、避雷器安装在绝缘平台上。绝缘平台与 SF<sub>6</sub> 断路器单元端部电气相连接并与地绝缘，电容器和避雷器的基座与绝缘平台电气相连，电抗器与绝缘平台绝缘。

对于有源型直流转换用开关，单极合闸开关和充电装置安装在绝缘平台之外。

直流回路转换用开关电气连接图见图 6.5-20。

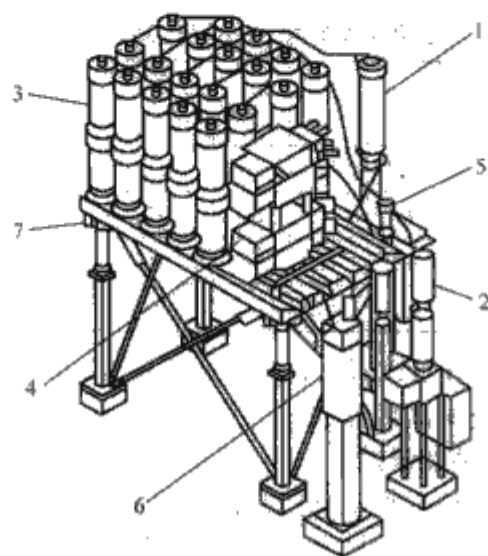


图 6.5-19 直流回路转换用开关布置外形图

- 1—开断装置；2—单极合闸开关；  
3—避雷器；4—电容器；5—电抗器；  
6—充电装置；7—绝缘平台

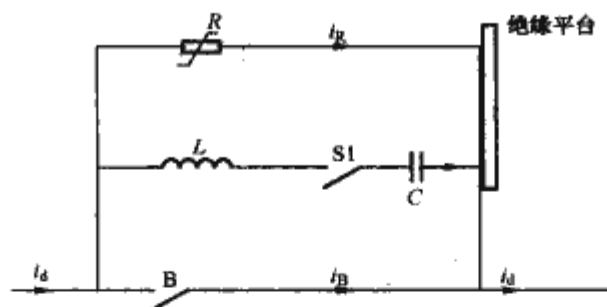


图 6.5-20 直流回路转换用开关电气连接图

#### 3.1.4.9 操动机构

直流回路转换开关的断路器正常操作为分—合—分操作，不需对操动机构进行再充电。在反向操作时，断路器的动作为合—分—合，也不需对操动机构进行再充电。对于初始时处于合闸状态的断路器，操动机构进行分—合—分操作，最后一个分闸操作会被联锁，也就是说断路器不允许被打开，除非在准备重合闸时才允许打开。MRTB、ERTB、NBGS 使用正常操作（分—合—分）的操动机构，而 NBS 使用反向操作（合—分—合）的操动机构。

#### 3.1.5 燃弧时间

当一台 SF<sub>6</sub> 断路器单元在开断最大直流电流时，假设在燃弧时间内其能量吸收能力  $\geq 1300$  (As)，则根据燃弧电流可以算出重合闸的最大允许时间。表 6.5-2 给出燃弧电流和最大燃弧时间对应关系的举例。

表 6.5-2 直流开关燃弧电流表

直流开关类型	燃弧电流 (A)	重合闸最大允许时间 (ms)
MRTB	3885	334.6
GRTB	821	1583.4
NBS	4817	269.9
NBGS	4817	269.9

在一次重合闸时，总时间可以分成以下几个部分：

(1)  $T_{open}$ ，断口的开断时间 (15~25ms)。

(2)  $T_{arr}$ ，非线性电阻器吸收能量时间。

(3) 裕度，保守值可选为 40ms。

(4)  $T_{close}$ ，断口关合时间。

(5) 总裕度为总时间的 20%。

表 6.5-3 为直流回路转换开关重合闸时间表。

表 6.5-3 直流回路转换开关重合闸时间表 ms

直流开关名称	$T_{open}$	$T_{arr}$	裕度	$T_{close}$	考虑 20%裕度的 $T_{total}$	最大允许时间
MRTB	25	107	40	50	266.4	334.6
GRTB	25	49	40	50	196.8	1583.4
NBS	25	42	40	50	188.4	269.9
NBGS	25	22	40	50	164.4	269.9

由表 6.5-3 可以看出，一旦转换失败，一次重合闸动作会在最大允许时间内完成。

3.1.6 主要性能参数

成套设计应提出直流回路转换用开关的主要性能参数供设计使用，主要项目见表 6.5-4~表 6.5-10。

表 6.5-4 断路器单元

参数编号	参 数 名 称
1	额定直流电流
2	最大运行过电流
3	额定直流电压
4	最大额定直流电压
5	爬电比距的基准电压
6	合闸位置的电流应力
	峰值耐受电流
	短时耐受电流，1s
7	转换电流—关键设计值
8	在转换电流达到编号 7 规定数值时，分闸的主触头间最大转换电压
9	转换成功的最大燃弧时间
10	转换失败时燃弧电流对时间的积分
11	绝缘水平
	断路器分闸下，一端承受 1.12 中规定电压值的反极性电压时另一端的雷电冲击耐受水平，干试
	对地雷电冲击耐受水平，干试
	断路器分闸下，一端承受 1.12 中规定电压值的反极性电压时另一端的雷电冲击耐受水平，湿试
	对地雷电冲击耐受水平，湿试
12	电流转换到电容器和避雷器后断路器上最大设计恢复电压
13	恢复电压的最大上升率
14	额定合闸时间
15	转换失败时的重合闸（从闭合位置进行分—合操作）时间
16	操作循环

表 6.5-5 辅助回路非线性电阻

参数编号	参 数 名 称
1	最大吸收能量
	1 次转换
	2 次转换
2	转换时间
3	转换期间流过非线性电阻的电流
4	非线性电阻上的持续电压
5	转换期间的放电电压
	额定值
	允许变化值
6	涌流上升时间
7	两次换相最小时间间隔
8	电阻冷却前的最大操作数
9	压力释放容量
10	绝缘水平—LIWL

表 6.5-6 辅助回路电抗器

参数编号	参 数 名 称
1	额定电感值
2	电感容差
3	暂态电流，10ms
4	绝缘水平
	电抗器的 LIWL
	端子与绝缘平台之间的 LIWL
5	接线端子与绝缘平台之间爬电比距对应的基准电压

表 6.5-7 辅助回路转换电容器

参数编号	参 数 名 称
1	额定电容值
2	电容容差
3	峰值充电电流
4	运行时最大直流电压应力
5	端子间持续电压应力
6	放电电阻
7	换相期间最大电压应力
	端子间，300ms
8	绝缘水平
	接线端子间 LIWL
	接线端子间 SIWL
9	爬电比距对应的基本电压

表 6.5-8 辅助回路单极合闸开关

参数编号	参 数 名 称
1	额定电流
2	额定电压
3	合闸状态的电流应力
	峰值耐受电流
	短时耐受电流，1s
4	绝缘水平
	操作 LIWL 值
	对地 LIWL 值
	湿试条件下对地 SIWL 值
5	标称合闸时间
6	合闸时间偏差
7	操作循环



表 6.5-9 有源辅助电路充电装置	
参数编号	参 数 名 称
1	输入频率
2	输入电压（有效值）
3	输出电压
4	输出电流
	额定电流值
	衰减时间常数
5	换相期间的最大电流应力
6	最大充电时间
7	绝缘水平
	端子之间 LIWL
	端子对地 LIWL
8	绝缘平台与地之间爬电比距对应的基准电压（有效值）
9	应用的辅助电源
	电压（相对地）（有效值）
	电压变化
	频率
10	控制继电器和接受器的电压（直流）

表 6.5-10 安装在钢架上的绝缘平台	
参数编号	参 数 名 称
1	绝缘水平
	平台与地之间绝缘支柱的 LIWL，干试
2	最小直流电压耐受能力
	平台对地，持续
3	操作冲击耐受能力
	平台对地，湿试
4	爬电比距对应的基本电压
	平台对地

3.2 直流隔离开关和接地开关的设计

3.2.1 依据标准

对于直流隔离开关和接地开关，国内外均没有现成的标准，直流隔离开关和接地开关的设计可参照 GB 1985—2004 和 GB/T 11022 等相关标准进行。

3.2.2 一般要求

高压直流隔离开关和接地开关应由单相高压交流隔离开关和接地开关进行适当的改进而成。接地开关根据实际要求可选择安装在相应的隔离开关上。

开关应配备全套底座、操动机构、辅助开关以及所有连到构架上所需的其他器件。

同类型的开关应具有相同的结构。在同一型号的所有开关之间，对应的部件应能互换。在合闸位置，开关应能够耐受规定的短路电流所引起的动热后果。设计不应当由于短路电流的影响而造成误打开和动作中的错位。操作部分不应由于短路应力、重力、振动力、摇动力或者操动机构连接棒的触碰而从原来的开/合位置移开。

对各部位的润滑应避免过频繁。

接地开关应提供两个可靠的与接地网连接的端子。

端子应能承受开关运行中的各种综合应力，不会造成开关的可靠性和载流能力的降低。

操动机构的动作传动元件应是刚性元件，在开关操动机构扭矩过大时，开关的任何部位不应当出现弯曲、扭转或切变使得辅助开关触头误动作。

触头线圈必须接有压敏电阻进行保护以免损坏继电器，此外，还需对线圈进行 1min 的工频电压 2kV 的耐压试验以及 5kV 的脉冲电压试验。

3.2.3 无线电干扰设计要求

在最大直流电压下外部无电晕，并依据无线电干扰试验标准进行确定。

3.2.4 触头要求

隔离开关应使用铜触头，所有触头表面都应镀银，且镀银厚度不小于 20μm。触头应当是紧密制造的，接触应该牢靠，保证正常运行时触头温度不超过规定值。

开关触头一般为自定位式的，操作时具有擦拭动作，以保证其自清洁能力。触头压力不应靠不载流的凸轮转动实现。

3.2.5 金属部件要求

暴露于大气中的金属部件应当采用热浸渍电镀或者采用防腐材料。载流部件应为铜或铝合金材料，非载流部件应为防腐材料。尽可能减少不同材料的混合使用。所有铸件将由可锻铸铁、灰铸铁、铸钢或铸铝合金构成。螺栓、螺柱和螺梢应带有紧固垫圈等附件。

带电部分表面的结构设计应避免尖角、棱角等电晕产生的形状，如需要应加带电晕屏蔽罩。

3.2.6 操动机构要求

隔离开关应能电动操作和手动操作。

操动机构箱应装设供检修及调整用的人力分、合闸装置。

操动机构的终点位置应有坚固的定位和限位装置，且在分、合闸位置应能将操作柄锁位。

操动机构处于任何动作位置时，均能取下或打开机构箱门，以便检查、修理辅助开关和接线端子。

操动机构中采用的电动机及仪表等应符合相应标准的规定。

操动机构箱应有足够的端子板，以供设备内部配线及外部电缆端子连接用，每块端子板应有 15% 的备用端子。

操动机构箱应能防锈、防裂、防止变形，户外金属件应有防腐蚀措施。

3.2.7 联锁要求

直流隔离开关与其配用的接地开关（独立安装的直流隔离开关除外）之间应有可靠的机械联锁，并应具有实现电气联锁的条件，此条件应符合相应的运行要求。

在风压、重力、地震或操动机构与隔离开关（接地开关）本体之间的连杆被外力撞击时，隔离开关（接地开关）的结构应能防止从原有位置松脱（从合闸位置断开或从分闸位置转为合闸位置）。

3.2.8 外壳的防护等级

GB 1985—2004 的 5.13 适用。

3.2.9 EMC 设计要求

隔离开关和接地开关操动机构应符合 GB/T 11022—1999 标准中关于电磁兼容的要求；同时，在规定的电磁环境中，操动机构不应出现误动作。

3.2.10 机械强度

设备将安装在地震活动区，应能经受以下各种类型的力的联合作用而不发生损坏或误动作：

- (1) 由设备自身质量而产生的力。
- (2) 设备运行产生的电磁力及机械力。
- (3) 额定机械端部负载，包括风荷和覆冰。

3.2.11 端部装置

3.2.11.1 主端子

主端子材料应适于与铝母线连接。

3.2.11.2 接地端子

接地端子应适合于 100mm<sup>2</sup> 的标准铜导线。

接地设备的每一部分与接地端子的连接在电气上都应是无间断的，不能依靠不可靠的接触。

3.2.12 开关底座

每一套单极组件都应安装在各自的底座上再供货，底座应适合装在业主提供的支持构架上。

所有底座都应使用电镀钢制作，且应钻孔，以便装到支持构架上。

底座的设计应使鸟类及昆虫不便在上面做窝。

在每一个单极隔离开关底座上，不转动的绝缘子串的安装布置应使其与运行臂准确对齐。

3.2.13 接地

每一隔离开关及接地开关的金属构架和操动机构都应配置一个接地端子。此端子应适合于连接 100mm<sup>2</sup> 的多股铜电缆。接地端子应位于底座位置附近。

在隔离开关的接地开关中，所有需要处于地电位的部分都应在电气上与接地端子相连。不允许有不可靠的接地连接。

3.2.14 辅助触头

对每相隔离开关和接地开关，除满足正常控制、信号、联锁所需的辅助触头之外，均应增加若干个备用触头。动合、动断触头在电气上均应是独立的，且均能容易地由动合改为动断，或者相反。承包商应将上述备用辅助触头连接至机构箱内的端子排上。这些辅助触头应能断开 110V、5A 直流电流。

3.2.15 防锈措施

所供设备的构成材料及加工都应使发生的锈蚀最少。

载流部分应使用不含铁的金属制成。

所有表面，只要可行，都应做成自排水式的；所有内部有空气的盒子，比如端子箱，都应有一个能防止昆虫钻入的排水孔。

用于制造设备的材料及材料的配合，应能防止在盐污大气环境下产生电解腐蚀。

用于载流或架构目的的铝合金，在充满盐污的大气环境下应能耐腐蚀。

含铁部分应进行热浸渍电镀。

3.2.16 主要性能参数

系统成套设计应提出直流隔离开关的主要性能参数供设计使用，见表 6.5-11。

表 6.5-11 直流隔离开关和接地开关典型参数

编 号	主 要 参 数
1	额定电压
2	直流电流
2.1	环温下
	10s
	2h
	持续
2.2	最高环温
	10s
	2h

续表

编 号	主 要 参 数
	持续
2.3	额定短时耐受电流，2s
2.4	额定峰值耐受电流
3	试验电压
3.1	直流耐压，1h
	端对地
	端子之间
3.2	无线电干扰电压
4	绝缘水平
4.1	雷电冲击耐受电压
	端对地
	端子之间
4.2	操作冲击耐受电压
	端对地
	端子之间
5	辅助触头
	动合
	动断

4 直流开关的试验

成套设计应提出直流开关的型式试验和例行试验要求，包括但不限于下述试验项目。

4.1 型式试验

4.1.1 直流回路转换用开关

直流回路转换用开关的型式试验项目和试验要求可以参照 GB 1984—2003 所规定的相关内容提出，并做相关补充。

应在一台装配完整且置于支承结构上的开关进行绝缘结构的型式试验，下述绝缘结构试验应在每种型式和规格的开关中的一台上进行，但不必遵循表 6.5-12 所给出的顺序。

表 6.5-12 直流回路转换开关型式试验项目表

试验对象	试 验 项 目
开断单元	雷电冲击电压试验
	操作冲击电压试验
	辅助和控制回路试验
	短时耐受电流和峰值耐受电流试验
	温升试验
	主回路电阻测量
	环境温度下的机械操作试验
	密封性试验
	电磁兼容性（EMC）试验
高速隔离开关	雷电冲击电压试验
	操作冲击电压试验
	辅助和控制回路试验
	短时耐受电流和峰值耐受电流试验
	主回路电阻测量
	环境温度下的机械操作试验
	密封性试验
	电磁兼容性（EMC）试验



续表	
试验对象	试 验 项 目
单极合闸开关	雷电冲击电压试验
	辅助和控制回路试验
	短时耐受电流和峰值耐受电流试验
	环境温度下的机械操作试验
	电磁兼容性（EMC）试验
转换电容器	动作负载试验
	热稳定试验
	短路放电试验
	端子与外壳之间的雷电冲击电压试验
避雷器	残压试验
	能量释放试验
电抗器	雷电冲击电压试验
充电装置	端子对地雷电冲击电压试验
	端子对地极性反转直流耐压试验（干试）和局部放电测量
	端子间直流耐压试验（干试）和局部放电测量，60min
绝缘平台	支柱绝缘子的试验
	绝缘平台的直流耐压试验和局部放电测量
	绝缘平台的操作冲击耐受试验
直流开关整体	雷电冲击电压试验
	直流电压耐受试验
	主回路电阻的测量
	温升试验
	短时耐受电流和峰值耐受电流试验
	防护等级验证
	密封试验
	电磁兼容性试验
	周围空气下的机械操作试验
	电流转换试验

上述试验应在下述条件下进行：

（1）开关主触头断开，将试验电压分别加于开关的两端，对端及支架接地。

（2）开关主触头闭合，将试验电压加于开关的某一端，支架接地。

（3）如果开关上装有均压电阻，则试验时配置均压电阻。

**4.1.2 直流隔离开关和接地开关**

直流隔离开关的例行试验项目和试验要求可以参照 GB 1985—2004 所规定的交流隔离开关的相关内容提出，主要包括但不限于下列内容：

（1）绝缘试验（直流耐压试验、冲击试验、辅助和控制回路试验、污秽试验等）。

（2）温升试验——仅适用于隔离开关。

（3）主回路电阻测量——仅适用于隔离开关。

（4）短时耐受电流和峰值耐受电流试验。

（5）电磁兼容性试验。

（6）防护等级验证。

（7）操作和机械寿命试验。

（8）无线电干扰试验，仅适用于 200kV 及以上的隔离开关和接地开关。

（9）直流滤波器高压端隔离开关开合谐波电流能力试验。

（10）抗震试验（适用时）。

（11）严重冰冻条件下的操作——仅适用于户外隔离开关和接地开关（适用时）。

（12）极限温度下的操作（适用时）。

**4.1.3 旁路开关**

直流旁路开关的型式试验项目和试验要求可以参照 GB 1984—2003 所规定的相关内容，至少包括但不限于下列内容：

（1）绝缘试验。

1）直流耐压试验。

2）操作冲击电压试验。

3）雷电冲击电压试验。

4）人工污秽试验。

5）局部放电试验。

6）辅助和控制回路的试验。

7）作为状态检查的电压试验。

（2）无线电干扰电压试验。

（3）主回路电阻的测量。

（4）温升试验。

（5）短时耐受电流和峰值耐受电流试验。

（6）密封试验。

（7）电磁兼容性试验。

（8）周围空气温度下的机械操作试验。

（9）直流电流转移试验。

（10）抗振试验。

**4.2 例行试验**

**4.2.1 直流回路转换用开关**

直流回路转换开关的例行试验项目和试验要求可以参照 GB 1984—2003 所规定的相关内容提出，见表 6.5-13。

表 6.5-13 直流回路转换开关例行试验项目表	
试验对象	试 验 项 目
断路器单元	辅助和控制回路的耐压试验
	主回路电阻测量
	机械操作试验
	密封性试验
	设计和外观检查
高速隔离开关	辅助和控制回路的耐压试验
	主回路电阻测量
	机械操作试验
	密封性试验
	设计和外观检查
单极合闸开关	辅助和控制回路的耐压试验
	主回路电阻测量
	机械操作试验
	密封性试验
	设计和外观检查
转换电容器	电容测量
	端子间电压试验
	端子与外壳间交流电压试验
	短路试验
	内部放电器件试验
	密封性试验

续表

试验对象	试 验 项 目
避雷器	能量耐受试验
	避雷器伏安特性试验
	电阻片单元试验
	避雷器单元的试验
电抗器	绕组电阻测量
	电感值测量
	感应过电压耐受试验
充电装置	功能试验
	端子间操作冲击试验
	端子对地直流耐压试验，干试
	端子间直流耐压试验，干试
	端子间交流耐压试验（干试）和局部放电测量
	端子对地交流耐压试验（干试）和局部放电测量
绝缘平台	支柱绝缘子的试验

- 4.2.2 直流隔离开关
- 直流隔离开关的例行试验项目和试验要求可以参照 GB 1985—2004 所规定的交流隔离开关的相关内容提出，并做某些补充：
- （1）主回路的绝缘试验。
  - （2）辅助回路和控制回路的试验。
  - （3）主回路电阻测量。
  - （4）机械操作试验。
  - （5）设计检查和外观检查。
- 4.2.3 直流旁路开关
- 直流旁路开关的例行试验项目和实验要求可以参照 GB 1984—2003 所规定的相关内容提出，并做某些补充。
- （1）主回路的绝缘试验。
  - （2）辅助和控制回路的绝缘试验。
  - （3）主回路电阻的测量。
  - （4）密封性试验。
  - （5）设计和外观检查。
  - （6）机械操作试验。



## 第6章 换流站滤波设备

### 1 交流滤波器

高压直流输电系统在运行过程中,换流器会在交流侧产生谐波电流。如果换流器产生的谐波电流进入与之相连的交流系统,将产生不可接受的危害。因此,高压直流输电系统换流站交流母线上需要装设交流滤波器,将谐波降到可以接受的水平。

一个脉波数为 $p$ 的换流器,它在交流侧将产生 $n=kp\pm 1$ 次的特征谐波, $k$ 是任意正整数。除特征次谐波之外,换流器还会产生其他非特征次谐波。

交流滤波器是高压直流输电工程换流站的成套设备之一。在高压直流工程中,交流滤波器主要作用有以下几点:

(1) 为换流器产生的谐波电流提供通道,使换流站交流母线电压畸变率及电话谐波波形系数等指标达到标准要求。

(2) 提供换流阀所消耗的无功功率,把换流站与交流系统的无功功率交换限制在保证交直流系统稳定运行的条件下。

#### 1.1 交流滤波器类型

到目前为止,直流输电工程的交流滤波器均采用无源型滤波器。无源型滤波器由电容、电感和电阻三种元件组成。无源滤波器接于换流站交流母线,在相应的谐波频率下呈现低阻抗特性,为谐波电流提供旁路通道。由于滤波器组数有限,一旦失谐将会产生严重影响,因而在实际工程中多采用一些宽带、高通的滤波器。

##### 1.1.1 调谐滤波器

此类滤波器一般被调谐到一个或多个指定的频率,它的品质因数 $Q$ 值一般较高,带宽较窄。

##### 1.1.1.1 单调谐滤波器

这种滤波器拓扑结构较为简单,它由一个电抗器和一个电容器组串联而成。单调谐滤波器的原理与阻抗—频率特性如图6.6-1所示,滤波器阻抗为

$$Z(f) = R + jX = R + j(2\pi fL - 1/2\pi fC) \quad (6.6-1)$$

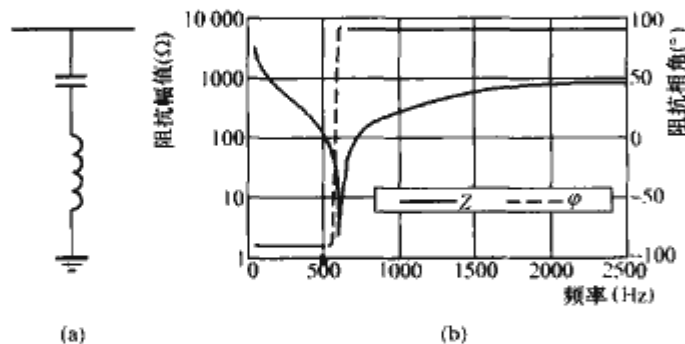


图 6.6-1 单调谐滤波器原理和阻抗—频率特性图

(a) 单调谐滤波器原理图; (b) 阻抗—频率特性图

滤波器参数由额定电压下滤波器支路的基波无功容量和调谐频率决定。其调谐次数 $n$ 为

$$n = \frac{1}{2\pi f_0 \sqrt{LC}} \quad (6.6-2)$$

式中: $f_0$ 为基波频率。

决定滤波器性能的另一个因素是滤波器的调谐锐度,可用品质因数 $Q$ 来表示,即

$$Q = \frac{\sqrt{L/C}}{R} \quad (6.6-3)$$

品质因数越大,滤波器在调谐频率下的阻抗越小,滤波效果越好,但对频率的偏移也更为敏感。为了克服这一缺点,常常在设计滤波器电感时有意降低其品质因数,当这种方法仍不能满足要求时,可以装设串联的小电阻。单调谐滤波器一般调谐在低次主要谐波上,如果系统条件和环境条件使得频率偏差总是朝某一确定的方向时,则可进行预偏调。

单调谐滤波器的优点是结构简单,对单一谐波的滤除能力强,损耗低,且维护要求低;主要缺点是针对不同谐波需要多个滤波器支路,抗失谐能力差。

##### 1.1.1.2 双调谐滤波器

双调谐滤波器的原理和阻抗—频率特性如图6.6-2所示。

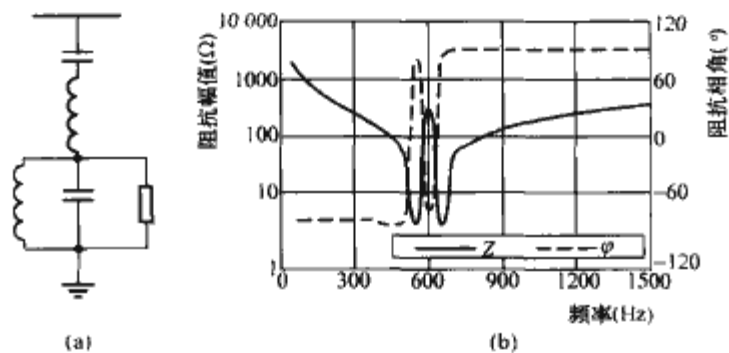


图 6.6-2 双调谐滤波器原理和阻抗—频率特性图

(a) 双调谐滤波器原理图; (b) 阻抗—频率特性图

决定滤波器参数的主要条件是额定电压下滤波器支路的基波无功容量 $Q$ 、交流系统基波频率、滤波器支路的两个调谐次数 $f_1$ 、 $f_2$ 和串联元件( $C_1$ 、 $L_1$ )的串联谐振次数 $n_s$ 。

双调谐滤波器的主要优点是:可以滤除两个特征谐波,比两个独立的单调谐滤波器损耗更低;只有一个电容器处于高电位,便于解决低输送功率时的滤波问题;滤波器种类减少,便于备用和维护。主要缺点是:抗失谐能力差;由于谐振,低压元件的暂态额定值可能较高;组成元件较多,且常常需要两组避雷器进行保护。双调谐滤波器是目前采用较普遍的滤波器形式,通过调整电阻值可以在很大频率范围内产生高频阻尼滤波作用。在电话谐波波形系数( $THFF$ )要求较高时,一般采用双调谐兼高通滤波器。

##### 1.1.1.3 三调谐滤波器

三调谐滤波器的原理和阻抗—频率特性如图6.6-3所示。

决定滤波器参数的主要条件是额定电压下滤波器支路的基波无功容量 $Q$ 和调谐频率 $f_1$ 、 $f_2$ 、 $f_3$ 。

三调谐滤波器与双调谐滤波器相比,其优点更加突出,缺点也更加明显。三调谐滤波器一个最突出的优点是在小负荷运行方式下无功平衡容易满足;最大的缺点是现场调谐困难。目前,在直流工程中已开始采用三调谐滤波器。

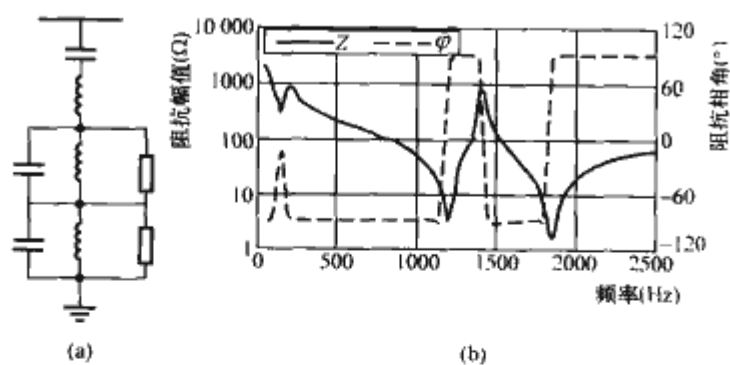


图 6.6-3 三调谐滤波器原理和阻抗—频率特性图  
(a) 三调谐滤波器原理图；(b) 阻抗—频率特性图

### 1.1.2 高通阻尼滤波器

高通阻尼滤波器中一般有一个电阻器与电抗器并联，它将在高于调谐点的频域内产生阻尼特性。一般电阻器的阻值较低时将产生高阻尼效果，然而基波损耗将较大。通常应该根据性能要求选取一个适当的电阻值，使滤波器在高频时的阻抗足够低，同时，应避免基波损耗过大。直流输电系统中高通阻尼滤波器通常属于宽带滤波器。

#### 1.1.2.1 二阶高通阻尼滤波器

二阶高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性如图 6.6-4 所示。

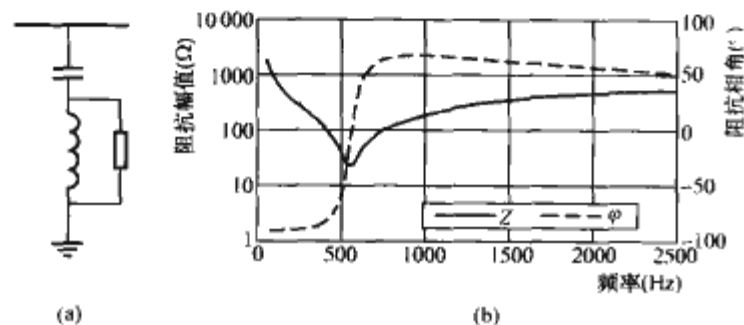


图 6.6-4 二阶高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性图  
(a) 二阶高通阻尼滤波器原理图；(b) 阻抗—频率特性图

除需合理选择阻尼电阻值外，元件参数的选择与单调谐滤波器类似。二阶高通阻尼滤波器的优点是在一个较宽频率范围内有滤波作用，并且不易失谐；缺点是和多调谐滤波支路相比，其安装无功容量可能较大，损耗也高于调谐滤波器。这种滤波器是早期直流工程中常用的一种阻尼滤波器，目前已基本不再采用。

#### 1.1.2.2 三阶高通阻尼滤波器

三阶高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性如图 6.6-5 所示。除需合理选择阻尼电阻值外，还需选择并联回路的调谐频率以确定元件参数。这种滤波器的优、缺点和二阶高通阻尼滤波器相似，基波损耗比二阶高通阻尼滤波器要低一些，但组成较复杂，滤波效果也略低于二阶高通阻尼滤波器。

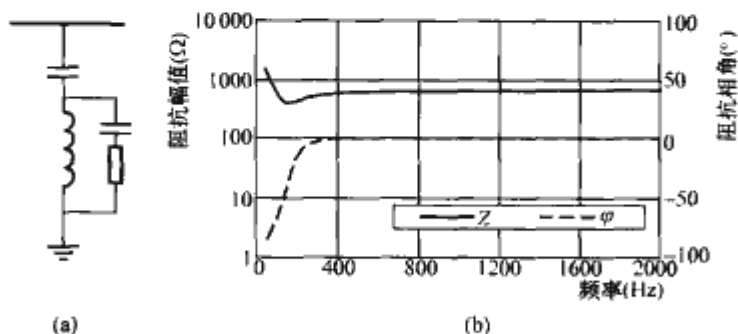


图 6.6-5 三阶高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性图  
(a) 三阶高通阻尼滤波器原理图；(b) 阻抗—频率特性图

#### 1.1.2.3 C型高通阻尼滤波器

C型高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性如图 6.6-6 所示。

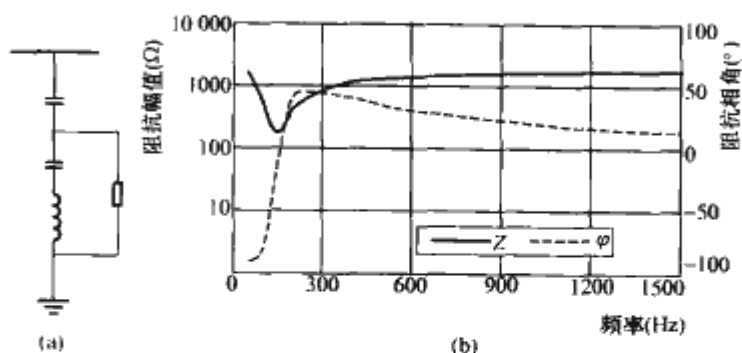


图 6.6-6 C型高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性图  
(a) C型高通阻尼滤波器原理图；(b) 阻抗—频率特性图

C型高通阻尼滤波器是从三阶高通阻尼滤波器发展而来的。采用这种滤波器，可以在高频下获得相对较低的阻抗，同时，电阻几乎不承受工频电压，电阻器基波损耗大大降低。C型高通阻尼滤波器有和二阶高通阻尼滤波器相似的优点，并且电阻器上的基波损耗几乎可以忽略；它也有和二阶高通阻尼滤波器相似的缺点，此外，电阻器上的应力易受失谐影响，需求元件较多且滤波性能略逊于二阶高通阻尼滤波器。C型高通阻尼滤波器元件参数由调谐频率、滤波器基波无功和交流系统电压决定。目前，C型高通阻尼滤波器在 3 次谐波滤波器中应用最为广泛。

#### 1.1.2.4 双调谐兼高通阻尼滤波器

双调谐兼高通阻尼滤波器原理和阻抗—频率特性如图 6.6-7 所示。

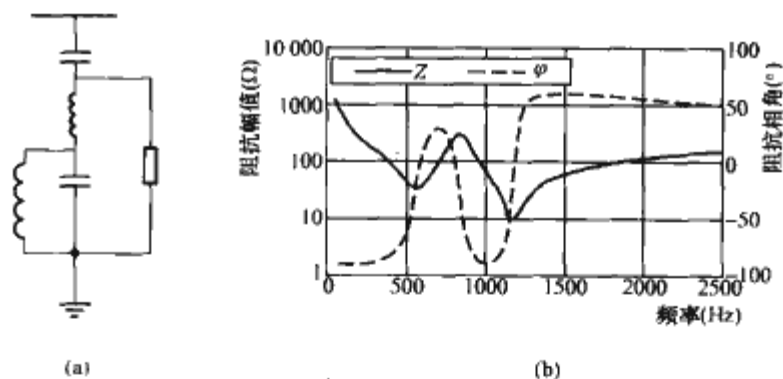


图 6.6-7 双调谐兼高通阻尼滤波器原理和  
阻抗—频率特性图

(a) 双调谐兼高通阻尼滤波器原理图；(b) 阻抗—频率特性图

这种滤波器除在两个调谐频率处呈低阻抗外，在高频区域也呈较低阻抗，有利于滤除高次谐波。在确定双调谐兼高通滤波器元件参数时，应合理选取阻尼电阻值。双调谐兼高通阻尼滤波器因为其综合性能较高，在高压直流输电工程中得到广泛应用。

### 1.1.3 阻尼滤波器与调谐滤波器的比较

阻尼滤波器和调谐滤波器相比有以下优点：

- (1) 性能和输电能力对系统频率偏差、温度变化和元件偏差不敏感。
- (2) 滤除的谐波频段宽，滤波器支路分组方便。
- (3) 可以滤除非特征谐波。
- (4) 所需滤波器种类减少。
- (5) 减少了维护工作。

阻尼滤波器为了达到与调谐滤波器相同的滤波性能，它所提供的无功将会增大。阻尼滤波器的谐波损耗也比较大，然而基波损耗一般较小。



### 1.1.4 交流滤波器类型选择原则

交流滤波器的选择基本上未超出上述7类,但如何选择合适的类型仍需要理论和经验的支持。在选择滤波器时,一般要考虑以下因素:

(1) 交流系统的频率变化范围。一般来说,当频率变化范围大时,需要首选阻尼特性较好的阻尼滤波器,因为这种滤波器的滤波性能对频率的变化不敏感。

(2) 环境温度的变化范围以及是否允许季节性分接头。环境温度的变化与频率变化具有相似的影响,在电抗器上装设季节性分接头是解决夏冬气温相差过大的经济而有效的措施。但如果电力公司因运行便利的要求规定不允许采用分接头,则采用对参数变化较不敏感的阻尼型滤波器具有较大的优越性。

(3) 对于单次谐波电压、电流要求的限制。如果在性能要求中对单次谐波有较为严格的要求,则一般需装设调谐型滤波器。

(4) 对  $THFF$  等要求的限制。如果在性能要求中对  $THFF$  等高频频谱敏感的指标有较为严格的要求,则一般需装设带有高通性能的滤波器。

(5) 直流低功率下无功平衡的限制。当直流低功率下无功平衡要求较为严格时,为了避免装设可投切的高压电抗器,需要尽量减少投入滤波器的组数,因此一般要采用双调谐甚至三调谐滤波器。

(6) 滤波器型式和备品备件共享要求。如果要求中明确规定了类型数量和备品备件的要求,一般要采用双调谐甚至三调谐滤波器。

(7) 滤波器设备定值的要求。滤波器设备定值的计算条件决定了同种滤波器数量的要求。一般而言,同种滤波器数量越多,因设备定值要求而增加的费用越少。要增加同种滤波器数量,必须减少种类,因而需采用双调谐滤波器。

(8) 交流母线电压水平。由于电容器组的自身设计要求,使得交流母线电压越高,每组的额定容量也相应提高,总的滤波器分组数相应减少,因而需要采用双调谐滤波器。

(9) 3次背景谐波水平和负序电压水平。当电网3次背景谐波水平和负序电压水平较高时,3次谐波指标将成为一个显著的限制因素。通常当负序电压超过1%时,需要装设调谐于3次谐波的C型滤波器。通过选择适当的C型滤波器电阻,对5次和7次谐波等也将起到较大的阻尼作用。

## 1.2 交流滤波器设计

交流滤波器设计是直流输电工程系统研究与设计的重要组成部分,特别与无功功率平衡的考虑关系密切,同时交流滤波器又可看做是换流站的一个相对独立的子系统。直流输电工程换流站交流滤波器设计主要包括以下几项工作内容:

(1) 依据系统研究所确定的无功补偿容量,确定交流滤波器分组(支路)数及分组容量,确定各支路调谐次数及各支路元件参数。

(2) 计算交流滤波器性能,具体包括计算换流站交流母线各次电压畸变率及总电压畸变率;计算电话谐波波形系数,使其满足要求。

(3) 计算交流滤波器元件稳态定值,即计算稳态条件下流过滤器各元件的电流、元件端点间的电压及对地电压。

(4) 计算交流滤波器元件暂态定值,即计算在故障或操作情况下流过滤器各元件的暂态电流,确定滤波器避雷器参数,确定滤波器元件的保护及绝缘耐受水平。

### 1.2.1 交流滤波器配置原则

换流站的交流滤波器与交流系统并联,它有两个作用:

滤除换流器产生的谐波电流;向换流器提供无功。交流滤波器的配置主要遵循以下原则:①滤波器额定电压等级一般应与换流站交流侧母线电压等级相同;②根据谐波电流计算结果合理配置滤波器类型;③在满足性能要求和换流站无功平衡的情况下,滤波器分组应尽可能少,尽量使用电容器分组;④全部滤波器投入运行时,连续过负荷及降压运行时的性能应满足要求;⑤任一组滤波器退出运行时,均可满足额定工况运行时的性能要求。

### 1.2.2 交流滤波器性能要求

交流滤波器将限制换流站交流母线上的电压畸变,并限制流进交流系统的谐波电流。滤波性能用单次谐波电压畸变率( $D_n$ )、总的谐波电压畸变率( $D_{eff}$ )和电话谐波波形系数( $THFF$ )等术语定义。有关术语定义如下:

(1) 单次谐波电压畸变率,即

$$D_n = \frac{E_n}{E_{ph}} \times 100\% \quad (6.6-4)$$

(2) 总的谐波电压畸变率,即

$$D_{eff} = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left( \frac{E_n}{E_{ph}} \right)^2} \times 100\% \quad (6.6-5)$$

(3) 电话谐波波形系数,即

$$THFF = \sqrt{\sum_{n=1}^N \left( \frac{E_n}{E_{ph}} K_n P_n \right)^2} \times 100\% \quad (6.6-6)$$

式中:  $E_n$  为由直流换流器谐波电流产生的  $n$  次谐波相对地电压均方根值;  $E_{ph}$  为相对地工频电压均方根值;  $n$  为谐波次数;  $N$  为计算时考虑的最高谐波次数。

其中  $K_n = \frac{nf_0}{800}$  ( $f_0$  为基波频率)

$$P_n = \frac{n \text{ 次谐波噪声评价系数}}{1000}$$

对于每一个直流换流站,在高压直流输电工程换流站功能规范书中需要确定  $D_n$ 、 $D_{eff}$  和  $THFF$  的限制值。这些值的高低直接决定滤波系统的造价。一般选用的典型范围为:  $D_n$  在 0.5%~1.5% 之间选取。一般根据系统的负序电压和背景谐波情况,对不同次数的谐波采用不同的限制要求,如奇次谐波采用较高的限制值,偶次谐波采用较低的限制值等。 $D_{eff}$  多在 1%~4% 之间选取。 $THFF$  一般取 1% 左右。

### 1.2.3 交流滤波器设计中的无功要求

#### 1.2.3.1 无功平衡

换流站与交流系统无功交换定义如下

$$Q = Q_{filter} - Q_{conv} \quad (6.6-7)$$

式中:  $Q_{conv}$  为换流器消耗的无功;  $Q_{filter}$  为无功补偿装置(交流滤波器、并联电容器)产生的无功。

如果  $Q < 0$ , 表示换流站从系统吸收无功; 如果  $Q > 0$ , 表示换流站向系统输出无功。

换流站与交流系统最大无功交换如下

$$Q_{max} = Q_{filter max} - Q_{conv min} \quad (6.6-8)$$

$$Q_{min} = Q_{filter min} - Q_{conv max} \quad (6.6-9)$$

#### 1.2.3.2 无功消耗

整流侧(一个12脉波换流器)无功消耗计算公式见式(6.6-10)(逆变侧用  $\gamma$  代替  $\alpha$ )

$$Q_{conv} = 2I_d U_{dio} \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu)}{4 [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)]} \quad (6.6-10)$$

其中  $U_{dio} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{vo}$  (6.6-11)

$$\mu = \arccos \left( \cos \alpha - 2d_x \frac{I_d}{I_{dN}} \frac{U_{dioN}}{U_{dio}} \right) - \alpha \quad (6.6-12)$$



式中:  $Q_{\text{conv}}$  为换流器的无功消耗;  $I_d$  为直流电流;  $U_{\text{dio}}$  为一个6脉波桥的理想空载直流电压;  $U_{\text{vo}}$  为换流变阀侧交流线电压;  $d_x$  为相对感性压降;  $\mu$  为换相角;  $\alpha$  为触发角;  $\gamma$  为熄弧角。

### 1.2.3.3 无功补偿装置产生的无功

所有投入的交流滤波器及并联电容器组产生的无功功率为

$$Q_{\text{filter}} = CU_{\text{AC}}^2 \cdot 2\pi f \quad (6.6-13)$$

式中:  $C$  为所有连接组的有效电容值, F;  $U_{\text{AC}}$  为交流系统线电压, kV;  $f$  为交流系统频率, Hz。

### 1.2.4 滤波器性能计算

滤波器性能计算是滤波器设计过程中的中心环节。任何预设的交流滤波器配置都应在规定的情况下进行性能计算, 以检验其是否满足性能要求。因为要考虑诸多因素, 比如应力、损耗等, 整个设计过程是一个反复进行调整和检验的过程。

进行交流滤波器性能计算时, 与换流站交流母线相连的交流系统有以下两种处理方法:

(1) 开路, 即交流系统完全开路, 不考虑。

(2) 考虑交流系统, 交流系统谐波阻抗用阻抗圆或阻抗扇型平面表示。计算时, 系统谐波阻抗在工程规范书中给定的阻抗圆或阻抗扇型平面中取值。

当考虑交流系统时, 性能计算所用的线路模型如图6.6-8所示。这是性能计算的传统算法, 这种算法没有考虑换流器交流侧谐波和直流侧谐波之间的相互作用。应该注意: 如果要考虑两侧谐波的相互作用, 那么除非能充分模拟换流器的阻抗, 否则应用这种算法可能会得出错误的结果, 尤其是对低次非特征谐波。

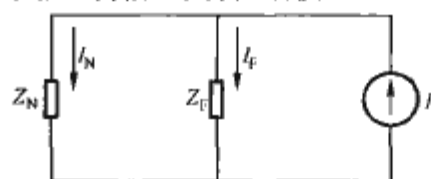


图 6.6-8 性能计算回路原理图

$I$ —换流器产生的谐波电流;

$Z_F$ —交流滤波器谐波阻抗;

$Z_N$ —交流系统谐波阻抗

交流系统用阻抗圆(或阻抗扇型平面)表示。交流系统阻抗  $Z_N$  与滤波器阻抗  $Z_F$  并联, 见图6.6-8。由图6.6-8可知, 对于每一次谐波, 流入交流系统的谐波电流为  $I_N = IZ_F / (Z_F + Z_N)$ , 滤波器谐波阻抗

$Z_F$  已知, 在交流系统阻抗平面内选择  $Z_N$ , 当  $Z_F$  和  $Z_N$  的矢量相加后的幅值最小时, 流入交流系统的该次谐波电流就最大。同样, 流入交流滤波器的电流可写作  $I_F = IZ_N / (Z_F + Z_N) = IY_F / (Y_F + Y_N)$ , 当  $Y_F$  和  $Y_N$  进行矢量相加后所得的幅值最小时, 流入交流滤波器的该次谐波电流最大, 从而单次电压畸变率就最大。进行交流滤波器性能计算时, 将采用后一种方法, 即在系统阻抗圆(或扇形平面)找一个系统导纳  $Y_N$ , 使得  $Y_F$  和  $Y_N$  进行矢量相加后所得的合成导纳幅值最小, 这样就可以求出在考虑交流系统情况下各次谐波的最大单次电压畸变率。

以双极直流工程为例, 交流滤波器性能计算需要考虑以下运行方式:

(1) 送端站以整流方式运行, 双极, 正常直流电压。

(2) 送端站以整流方式运行, 单极大地回线或金属回线, 正常直流电压。

(3) 送端站以整流方式运行, 双极, 降低直流电压(70%)。

(4) 送端站以逆变方式运行, 双极, 正常直流电压。

(5) 受端站以逆变方式运行, 双极, 正常直流电压。

(6) 受端站以逆变方式运行, 单极大地回线或金属回线, 正常直流电压。

(7) 受端站以逆变方式运行, 双极, 降低直流电压(70%)。

(8) 受端站以整流方式运行, 双极, 正常直流电压。

计算单次谐波电压畸变率时, 在给定滤波器投入组合所对应的直流输送功率范围内, 选取换流器所产生的各次谐波电流最大值。在计算总的谐波电压畸变率  $D_{\text{eff}}$  和电话谐波波形系数  $THFF$  时, 取整个传输功率范围内的各次谐波电流最大值。

计算性能时要考虑系统频率偏差及滤波器元件值偏差, 但不考虑交流系统背景谐波。对于单次谐波电压畸变率  $D_n$ , 分别计算交流系统开路及滤波器与交流系统发生谐振(或接近谐振)时的最大  $D_n$ 。总的谐波电压畸变率定义为单次电压畸变率的均方根值, 计算到50次, 计算时两次最大的单次谐波电压畸变率取自滤波器与交流系统发生谐振(或者说最有可能发生谐振)时计算出的值, 而其他各次电压畸变率  $D_n$  取交流系统开路时计算出的单次电压畸变率。电话谐波波形系数  $THFF$  的计算方法与此相似。

### 1.2.5 交流滤波器稳态定值(应力)计算

稳态定值包括滤波器元件、并联电容器及相关避雷器在稳态及短时运行条件下的应力。这里所说的滤波器元件(包括并联电容器)应力就是指流过元件的电流、出现在元件端点间的电压及元件端点对地电压。稳态定值计算就是计算在各种稳态及短时运行工况下有关滤波器元件的电流、电压最大值。计算结果为制定滤波器元件(电容器、电抗器、电阻器、避雷器)设备规范提供依据。

#### 1.2.5.1 应力的定义

下面给出计算滤波器不同元件应力的公式。公式中的单次谐波电流( $I_n$ )和电压( $U_n$ )包括了换流器产生的谐波和交流系统背景谐波的共同作用。

(1) 电容器应力。对于电容器来说, 起决定性作用的参数是: 电容器最大相电压、电容器热稳定电流和确定爬电距离的最大电压。有关参数计算如下:

1) 包含谐波的电容器最大相电压为

$$U_{\text{max}} = \sum_{n=1}^{50} U_n \quad (6.6-14)$$

式中:  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压。

2) 电容器热稳定电流为

$$I_{\text{th}} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_n^2} \quad (6.6-15)$$

式中:  $I_n$  为通过电容器的第  $n$  次谐波电流。

3) 确定爬距的最大电压为

$$U_{\text{creep}} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_n^2} \quad (6.6-16)$$

式中:  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压。

(2) 电抗器应力。对于电抗器来说, 起决定性作用的参数是: 电抗器热稳定电流、额定电压和确定爬距的最大电压。计算公式如下:

1) 电抗器热稳定电流为

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_n^2} \quad (6.6-17)$$

式中:  $I_n$  为通过电抗器的第  $n$  次谐波电流。

2) 额定电压为



$$U_{rated} = \sum_{n=1}^{50} U_n \quad (6.6-18)$$

式中:  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压。

3) 确定爬距的最大电压为

$$U_{creep} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_n^2} \quad (6.6-19)$$

式中:  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压。

(3) 电阻器应力。对于电阻器, 起决定性作用的参数有: 电阻器热稳定电流和确定爬距的最大电压。参数计算公式如下:

1) 电阻器热稳定电流为

$$I_{th} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_n^2} \quad (6.6-20)$$

式中:  $I_n$  为通过电阻器的第  $n$  次谐波电流。

2) 确定爬距的最大电压为

$$U = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_n^2} \quad (6.6-21)$$

式中:  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压。

(4) 避雷器最大应力。避雷器的最大持续运行电压 (MCOV) 是通过考虑最严重的基频和谐波电压组合运行条件计算出来的。MCOV 是避雷器在选择参考电压时需考虑的。MCOV 的保守计算公式为

$$MCOV = \sum_{n=1}^{50} U_n \quad (6.6-22)$$

式中:  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压。

### 1.2.5.2 交流滤波器稳态应力计算方法

(1) 计算模型图。用于交流滤波器稳态应力计算的基波线路模型及谐波线路模型分别如图 6.6-9 和图 6.6-10 所示。



图 6.6-9 计算滤波器稳态应力的基波线路模型

$U_N$ —交流系统相电压;  $Z_F$ —滤波器阻抗

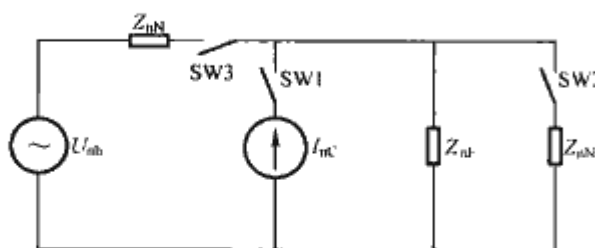


图 6.6-10 计算滤波器稳态应力的谐波线路模型

$I_m$ —换流器注入的谐波电流;  $Z_{nF}$ —滤波器阻抗;  
 $Z_{nN}$ —交流网络阻抗;  $U_{nb}$ —背景谐波电压

图 6.6-9 所示的基波线路模型用于元件基波应力计算, 交流电压取规定的极限交流电压。

图 6.6-10 所示的谐波线路模型用于计算元件的谐波应力。在谐波线路模型中又包含两个模型, 一个模型用于计算换流器谐波电流产生的应力; 另一个模型用于计算交流系统背景谐波电压产生的应力。当开关 SW1、SW2 闭合, 而开关 SW3 打开时, 模型用于计算换流器谐波电流产生的应力; 当开关 SW1、SW2 打开, 而开关 SW3 闭合时, 模型用于计

算交流系统背景谐波电压产生的应力。

计算换流器谐波电流产生的应力时, 计算方法与滤波器性能计算所采用的方法类似。

计算交流系统背景谐波电压产生的应力时, 交流系统谐波阻抗 (阻抗圆或扇形阻抗平面) 与计算交流滤波器性能时所用的系统谐波阻抗参数相同, 对于每一次背景谐波, 在给定的系统谐波阻抗平面内选取一个系统谐波阻抗, 使该系统阻抗  $Z_{nN}$  与滤波器阻抗  $Z_{nF}$  产生串联谐振或接近于串联谐振, 从而导致流过滤波器的该次谐波电流达到最大。

(2) 应力的组合。换流器谐波电流在滤波器元件上产生的谐波电压、电流与交流系统背景谐波电压在滤波器元件上产生的谐波电压、电流按式 (6.6-23) 和式 (6.6-24) 进行合成

$$I_n = \sqrt{I_{n1}^2 + I_{n2}^2 + k I_{n1} I_{n2}} \quad (6.6-23)$$

$$U_n = \sqrt{U_{n1}^2 + U_{n2}^2 + k U_{n1} U_{n2}} \quad (6.6-24)$$

其中,  $I_n$  和  $U_n$  分别为合成后每组滤波器的谐波电流和电压, 下标 1 和 2 分别表示由换流器和交流系统背景谐波分别产生的分量。k 值是一个经验数值, 国内的已建的高压直流工程普遍选用的 k 值见表 6.6-1。

表 6.6-1 国内的已建的高压直流工程普遍选用的 k 值

谐波数	3	5	7	9	大于 9 和所有偶次谐波
k 值	1.62	1.28	0.72	0	0

计算背景谐波电压产生的 ACF 元件应力时, 采用了非常保守的方法, 即在交流系统阻抗圆中搜寻最大可能与 ACF 阻抗发生串联谐振或最接近于发生串联谐振的系统阻抗, 这样, 对于某些次谐波, 有可能导致由系统背景谐波电压在滤波器交流母线上产生的单次电压畸变率远大于标书中给定的该次背景谐波电压, 可能大于 5%。

所考虑的背景谐波有 2~9 次。对于 2~9 次谐波, 把换流器谐波电流在滤波器元件上产生的应力 (电流和电压) 与背景谐波在滤波器元件上产生的应力按式 (6.6-23) 和式 (6.6-24) 合成。对于 10~50 次的谐波, 换流器谐波电流在滤波器元件上产生的应力在计算所得结果的基础上再增加 10%, 从而得到最终的滤波器应力。

### 1.2.6 交流滤波器暂态定值 (应力) 计算

交流滤波器暂态定值计算就是求在故障或操作情况下, 滤波器元件所受到的暂态应力。暂态定值计算包括计算故障情况下流过滤器各元件的暂态电流、确定滤波器避雷器参数、确定滤波器避雷器的保护水平及滤波器元件的绝缘耐受水平。

#### 1.2.6.1 计算暂态定值的回路模型

计算暂态定值的滤波器模型中应考虑寄生参数的影响, 但可以忽略以下因素: 电抗器杂散电容、绕组和高压端对地电容、从滤波器母线到地的杂散电容、故障阻抗中的电阻、并联滤波器通过故障放电和电弧特性。上述这些因素会使滤波器元件暂态应力降低, 因而计算时不考虑这些因素是保守的、偏严的。对近区和远方故障, 在避雷器及滤波器元件暂态应力计算结果上均增加了裕度。

#### 1.2.6.2 计算步骤

在计算短路故障时, 电容器要预充电: ①高压电容器被预充电至交流母线避雷器操作冲击保护水平; ②低压电容器被充电到额定电压的峰值, 额定电压由稳态定值计算获得。

电容器充电之后, 滤波器通过一个故障电感放电。由于故障点位置不同, 该故障电感将取不同的值。为了找出最苛



刻情况下滤波器元件及避雷器所承受的应力,即涌流电流及冲击能量,故障电感的取值将由小到大逐渐增加,取值范围在几十微亨到几毫亨之间。LV 电容器上的电压极性应按使避雷器和滤波器元件上产生最大应力选取。

保护水平和耐受水平通过以下方式确定:

(1) 在避雷器最小伏安特性曲线下计算通过避雷器的最大电流。

(2) 按(1)求出的最大电流,并采用避雷器最大伏安特性曲线计算保护水平。

(3) 在保护水平上加上绝缘裕度,就可确定出最终的滤波器元件耐受水平。

### 1.2.6.3 避雷器参数的选择

选择避雷器参数时需考虑以下因素:

(1) 持续和暂时运行电压(峰值),包括谐波成分。

(2) 正常投切滤波器时避雷器应不动作。

(3) 滤波器放电时的峰值电流。

(4) 滤波器放电时的能量消耗能力。

## 1.3 交流滤波器设备要求

### 1.3.1 电容器

#### 1.3.1.1 设计要求

##### 1.3.1.1.1 电容器的额定值

(1) 交流滤波器小组和并联电容器小组的额定值。

1) 电压额定值。交流滤波器电容器或交流并联电容器的额定电压(有效值)应在工频电压(有效值)与各次谐波电压(有效值)的算术和、所规定的输出容量的额定值和按电容器在工频下的容抗所计算出的结果中,选取其中的较大值。额定电压的确定应基于连续运行负荷水平或者由暂时负荷水平导出的等效值,并选其中较严格的条件。电容器分组的额定电压等于构成电容器分组的电容器单元的额定电压与分组内电容器单元串联数的乘积。

2) 电流额定值。交流滤波器电容器或并联电容器的额定电流(有效值)应在工频电流(有效值)与各次谐波电流(有效值)的均方根、按额定电压和工频下电容器分组的容抗所计算出的额定电流的有效值中,选取其中的较大值。额定电流应基于连续运行负荷水平,或者由暂时负荷水平导出的等效值,并取两者中较严格的条件。电容器分组的额定电流等于构成电容器分组的电容器单元的额定电流与分组内电容器单元的并联数的乘积。

3) 输出额定值。交流滤波器电容器或交流并联电容器的输出额定值应为基波频率下产生的输出与各次谐波频率下产生的输出的算术和、或者在由电容器分组的额定电压值以及在基波频率下的容性电抗所计算出的输出值中,选取两者中的较大者。输出额定值的选取应基于连续运行负荷或由暂时负荷水平导出的等效值,选其中较严格的条件。电容器分组的输出额定值等于构成分组的电容器单元的额定输出、分组内串联单元数和并联单元数三者的乘积。

(2) 交流滤波器和并联电容器单元的额定值。

电容器单元的额定电压( $U_n$ )等于加在单个电容器内部元件上的最大电压乘以串联元件个数。

电容器单元的额定电流( $I_n$ )等于通过单个电容器内部元件上的最大电流乘以并联元件支路数。

电容器单元的额定输出( $Q_n$ )等于单个电容器内部元件的最大输出、一串内的元件个数与电容器单元内的并联元件支路数三者的乘积。

电容器单元的额定爆破能量( $E_n$ )等于电容器内部发

生短路时电容器所承受的不导致箱壳开裂或爆炸的最大能量。

#### 1.3.1.1.2 电容器支架

电容器支架不允许产生可听振动。

电容器支架上所有支承结构部件都应在电气上与站内接地网相连,并采用镀锌钢结构。

#### 1.3.1.1.3 电容器台架

电容器台架应带有吊孔以便于吊装到电容器支架上。台架应为镀锌钢结构或抗腐蚀铝结构。

不允许在台架镀锌后再钻孔。

每一电容器台架都应明确标明该台架在装配完毕后的总质量、台架所在的分组和分相,以及为该台架备用的电容器单元的最大和最小电容值。此外应在台架上贴适当的警示牌。

滤波器和并联电容器组的电容器应有一定的机械强度,使之能在运行及安装时经受一定的机械负载而不至于损坏。该负载包括电容器分组内外故障产生的电磁力、风力以及由于环境温度、负载变化和地震影响所产生的伸缩力。

台架的所有结构件在电气上应相互连接,以确保检修时能有效接地。台架上应带有适当的接地引线接头。

#### 1.3.1.1.4 绝缘子

台架与母线的绝缘子以及电容器支架中各电容器台架与地绝缘的绝缘子都应为针帽形或棒形绝缘子。

每一电容器支架上的电容器台架内的绝缘子以及台架之间的绝缘子,其低频湿耐受电压额定值不低于运行中绝缘子上实际电压的3倍。

#### 1.3.1.1.5 电容器单元

电容器单元应具有不锈钢外壳。设计中应考虑在电容器单元的寿命期内因预期的环境温度变化和负荷条件,包括短期和暂态负荷条件的变化所引起的膨胀和收缩。制造厂应提供一种判据用来判别电容器单元箱体的正常膨胀和由电容器损坏造成的膨胀。

接线端子的设计要保证在连接或连接拆除时不引起套管连接的松动导致的不良的电气连接。

每一电容器单元的安装应便于从台架上拆卸和更换,操作时无需拆除其他部件或拆卸台架的任何一部分。

每一电容器单元都应带有吊孔或类似装置,以便于将它吊装到台架上或吊离台架。

电容器单元中所使用的液体电介质对于环境而言应安全可靠,且不因生化影响而产生劣化。电容器单元中不应含有有毒的液体(如聚氯联苯 PCB 类)。在注入液体电介质之前,电容器元件应在外壳内进行抽真空干燥处理。电容器单元浸渍完毕后应立即密封。

电容器单元的额定电流、额定电压、额定无功值以及电容值应根据电容器分组的对应额定值导出,并在电容器单元的铭牌上标出。实测出的电容值应以适当的偏差形式在铭牌上标出。偏差相对额定值而言,应以每级 0.5% 的形式给出。如果用于滤波器,则因匹配要求而采用更小的级差。

#### 1.3.1.2 电容器的试验

交流滤波器电容器试验应根据 IEC 60871-1 标准的规定进行,并对 IEC 60871-1 标准中规定的试验进行如下的修改和补充:

(1) 额定谐波频率定义为滤波器臂具有最低阻抗时的频率。

(2) 对于任何耐压试验,电容器单元内任何一个电容器元件的损坏应看作受试电容器单元的损坏。耐压试验期间还



应进行局放试验。

### (3) 批量产品抽样试验。

1) 端子间的例行耐压试验也应作为一种批量产品抽样试验进行, 试验中另有一条附加要求: 作为试验结果的电容值变化应小于额定电容值的 2%, 或者小于对应电容器单元的特定设计中单个电容器元件损坏所能引起的电容值变化。

2) 电容器介损的测量应在温升试验以及额定电压下进行并作为一种抽样试验。试验中所加额定电压应为 50Hz 工频电压, 电容器单元的温度为下述型式试验 (4) 中 5) 所定义的热稳定性试验中电容器单元的最高内部热点温度。

3) 浸渍试验。对用于同一次浸渍处理的浸渍液进行试验, 以验证受试浸渍液具有规定用途所需的理化和电气特性。

对经浸渍处理的电容器单元进行局放试验, 以验证浸渍的完整性。

### (4) 型式试验。

1) 应通过特定的设计试验 (例如采用模型电容器) 或者以其他试验数据证明电容器单元在额定谐波频率下的介损值与基波频率下的介损值没有显著的差别。

2) 应进行一项型式试验以便在电容器单元的平均电介质温度处于一定范围时测量该电容器单元在 50Hz 和额定谐波频率下的电容值, 温度范围应包括但不局限于电容器单元在运行中可能遇到的最低环境温度和最高电介质温度。这一试验可采用低压设备进行。

试验中应包括足够多的中间温度值测点, 以便画出电容值与温度变化的曲线, 并由此获得运行中可能遇到的最大和最小电容值。

3) 应进行一项型式试验以便建立电容器单元内高于环境温度的内部最高热点温升与箱壳温升的关系。试验时电容器单元应根据 IEC 60871-1 标准中第 13 款的规定进行安装, 并根据厂家的设计准则对超过 15min 的运行时间所规定的最高内部发热点温度选取适当的电容器单元负载。这一试验可采用特制的电容器单元进行。

4) 热稳定性型式试验应在 50Hz 电压下进行。电压幅值的选取方法为:

a. 按额定输出的 1.44 倍计算出的电压。

b. 在该电压下受试电容器单元介质的平均温度上升到环境温度以上, 与从例行试验中找出的具有最大介损值的电容器单元在 1.1 倍额定电压下的温度相同。

在 48h 的热稳定性试验之后, 应根据不平衡保护动作前的最严重情况提高试验电压。这一试验应进行 2h, 结束时测量电容器单元外壳最高热点温度并根据上述试验项目 3) 的结果推算出电容器单元内部最高热点温度。进行这一特定试验时, 如果发生电容器单元的损坏 (包括电容器元件损坏), 应对另外 3 个电容器单元重复进行该项试验, 如果这 3 个电容器单元都成功地通过了这一试验, 则认为该种型式的电容器单元可以通过该项型式试验。

5) 应在一个特别准备的电容器单元上进行附加的热稳定性型式试验。这一试验应模拟在不平衡保护动作之前瞬间运行条件。应对该内部数个并联电容器元件开断 (对应不平衡保护动作时的情况) 的电容器单元进行 2h 加压试验, 试验电压为 50Hz 交流电压, 幅值为不平衡保护动作前瞬间加到电容器单元上的最高电压。在 2h 试验后期, 应测量电容器单元外壳最高热点温度。

6) 应进行一种型式试验用以演示电容器单元的放电能力。试验中电容器单元应以直流电压源充电至  $U_p/n$ , 其中

$U_p$  为该电容器的保护避雷器的操作冲击保护水平;  $n$  为电容器分组中串联单元数。然后通过一个与电容器单元尽可能接近的放电间隙放电。这一过程应以不致使熔丝产生累积热效应的最快速度重复 5 次。试验后电容器单元不应有任何内部元件损坏, 也不应有任何内部或外部熔丝动作。

如果能证明电容器单元在运行中不会承受试验电压那样高的电压, 可以适当改变试验电压, 还可以将这一试验改成一个完全的电容器串联组进行。但是, 这种情况, 只有当所有电容器单元全部通过所有出厂试验项目时, 才可以被验收并用于实际运行。

7) 应对电容器单元进行爆破能量试验。具体试验方法由供需双方商定。

## 1.3.2 电抗器

### 1.3.2.1 交流滤波器电抗器的一般要求

交流滤波器应采用低噪声的电抗器。

用于交流滤波器的电抗器不能带有任何活动部分, 其结构应根据 IEC 60289 标准最新版本的规定进行设计, 绝缘等级应为 B 级干式。

交流滤波器电抗器在相应的负载条件和环境温度下, 其热点温升应满足以下几点:

(1) 交流滤波器电抗器连续额定负载下热点温升不超过 70℃。

(2) 交流滤波器电抗器短时过负载下热点温升不超过 90℃。

交流滤波器电抗器在连续额定负载下热点温度最高不应超过 110℃, 短时过负载下热点温度最高不应超过 130℃。

电抗器应具有足够的机械强度, 以便在运行和安装中能承受规定的机械应力而不损坏或降低使用寿命。

电抗器应带有吊孔, 以便于电抗器的快速安装和更换。如果需要, 应配有无载调节抽头以便于滤波器臂的初始调谐。

空气冷却、空气绝缘的电抗器应适合户外安装, 采用的安装方式应使得相间或滤波器臂之间的相互耦合不会对滤波器性能产生不利影响。安装时应充分注意防止任何磁导材料或导体材料形成的闭合回路因位于电抗器磁场内而发生过热现象。

滤波器电抗器的额定电压 (有效值) 应为跨电抗器两端间基波电压 (有效值) 和各次谐波电压 (有效值) 的算术和。滤波器电抗器的额定电流 (有效值) 应为基波电流和各次谐波电流的均方根值。

### 1.3.2.2 交流滤波器电抗器的试验

交流滤波器电抗器试验一般参照 IEC 60289 及相应国家标准最新版本的相关条款进行。另外还应满足以下要求:

(1) 额定谐波频率为滤波器臂具有最低阻抗时的频率。

(2) 额定电压应取基波电压和所有谐波电压的算术和的峰值, 计算时应考虑在交流母线电压、直流负荷和滤波器失谐的最不利情况下, 电抗器上产生的超过 30min 的最大电压。

(3) 额定电流应为 50Hz 电流, 它所产生的损耗与基波电流和谐波电流在最不利情况下所产生的损耗相同, 并用型式试验的结果计算总损耗。

(4) 对于每一电抗器应在合适的环境温度下测量所有抽头在 50Hz 和额定谐波频率下的电感值。额定谐波频率下的电感值应修正到在 25℃ 环境温度下, 电抗器运行在第 (3) 项中所定义的额定电流时的值, 作为该电抗器在额定抽头下的电感值。



(5) 对于每一电抗器应在合适的环境温度下测量所有抽头 50Hz 和额定谐波频率下的电阻值。额定谐波频率下的电阻值应修正到 25℃ 环境温度下, 电抗器运行在上述第 (3) 项中所定义的额定电流时的值, 作为该电抗器在额定抽头下的电阻值。

(6) 对于每种电抗器应在一台电抗器上测量其额定抽头的电感值和电阻值随频率的变化情况, 频率范围为从直流到 2kHz。

(7) 如果电抗器为强迫冷却方式, 所有试验都必须在一台风扇停运的情况下进行。

### 1.3.3 滤波器电阻器

#### 1.3.3.1 一般要求

用于交流滤波器和直流滤波器臂上的电阻器的电感值应忽略不计。

电阻器上应具有吊孔, 以便于快速安装和更换, 同时应提供不被鸟类损害的保护措施。

电阻器的结构应有足够的强度, 以便在运行和安装中能承受所规定的机械应力而不发生损坏或降低使用寿命。

电阻器的额定 (有效值) 电流应为基波和各次谐波电流的均方根值。

#### 1.3.3.2 滤波器电阻器的试验

(1) 例行试验至少应包括以下试验:

- 1) 在 50Hz 和额定谐波频率下测量电阻值。
- 2) 对所有绝缘结构进行 50Hz 耐压试验。
- 3) 额定电流下进行热运行试验。

额定谐波频率、额定电压和额定电流应按对交流滤波器电抗器所规定的条件选取。

(2) 型式试验至少应包括以下试验:

- 1) 雷电冲击耐压试验。
- 2) 工频耐压试验。
- 3) 电感值的测量。
- 4) 在所有运行温度范围内测量其在 50Hz 和额定谐波频率下的电阻值。
- 5) 热稳定和温升试验。

## 2 直流滤波器

直流输电系统在运行过程中, 换流器会在直流侧产生谐波电压, 谐波电压在直流极线和接地极引线上产生谐波电流。谐波电流将对直流极线和接地极引线附近的通信线路产生干扰。一个脉波数为  $p$  的换流器, 在直流侧产生  $n=kp$  次的特征谐波,  $k$  是任意正整数。除特征次谐波之外, 换流器还会产生其他非特征次谐波。

直流线路中的谐波电流对邻近通信线路产生干扰的程度取决以下条件:

- (1) 直流线路沿线谐波电流水平。
- (2) 直流线路与附近通信系统间的相互耦合程度。
- (3) 通信设备的灵敏度。

为减小注入直流线路的谐波电流, 减小直流输电系统对沿线通信线路的干扰, 就必须在两侧换流站直流侧装设滤波系统。直流侧滤波系统主要由直流滤波器、平波电抗器和中性母线电容器组成。一般来说, 直流线路为电缆的直流输电系统不需要装设直流滤波器, 采用架空线路的直流输电系统需要装设直流滤波器。直流滤波器、平波电抗器和中性母线电容器的参数应进行优化选择, 以便能满足以下要求:

- (1) 直流线路中的等效干扰电流限制到可接受的水平。
- (2) 避免直流系统在工频和低次谐波频率附近发生

谐振。

### 2.1 直流滤波器设计

直流滤波器设计主要包括以下几项工作内容:

(1) 直流滤波器支路设置方案的确定及各支路元件参数计算。

(2) 直流滤波器性能计算, 具体计算直流极线及接地极引线沿线上的等效干扰电流, 使其满足工程标书的要求。

(3) 直流滤波器稳态定值计算, 即计算直流滤波器元件稳态应力, 具体包括计算流过滤器各元件的电流及元件端点间的电压、端点对地电压, 为制定滤波器设备规范提供依据。

(4) 直流滤波器暂态定值计算, 计算在短路故障等最苛刻条件下流过电抗器、电阻器及避雷器的暂态电流, 避雷器能耗等。在计算的基础上确定滤波器设备绝缘水平。

#### 2.1.1 直流滤波器类型与参数确定

直流滤波器的类型不如交流滤波器那么多, 最常用的是双调谐滤波器, 其结构类型和阻抗—频率特性见图 6.6-2。近来, 有些直流工程中采用了三调谐滤波器。直流滤波器中一般不使用电阻器。

直流滤波器支路设置由谐波计算结果确定, 一般直流滤波器调谐到 12 次、24 次和 36 次, 但如果谐波计算结果显示其他次谐波 (如 6 次) 较高时, 需针对此次谐波调整滤波器的调谐点。

双调谐滤波器的元件参数主要由其调谐频率  $f_1$ 、 $f_2$ 、高压电容器  $C_1$  的电容值和滤波器中并联回路谐振频率  $f_p$  决定。电抗器  $L_1$  和  $L_2$  在对应频率下的品质因数对滤波效果也有一定影响。

确定直流滤波器元件参数是一个反复的过程, 先确定一组滤波器元件参数, 然后计算滤波器性能 (即等效干扰电流), 若性能不满足要求, 就重新调整直流滤波器元件参数, 进行优化, 直到直流滤波器性能满足要求为止。滤波器的滤波效果基本上与高压电容器的电容值成正比, 对于同样额定电压的电容器, 其成本也基本上与其电容值成正比。在直流滤波器中, 高压电容器所占费用最大, 因而, 在滤波性能满足要求的情况下, 高压电容器的电容值越小越经济。

#### 2.1.2 性能的定义和要求

对于直流输电工程来说, 直流滤波器的性能指标可用以下任一方式确定:

(1) 在假设的平行电话线上计算纵向感应电压。通常假设距直流输电线 1km 处有一条与直流线路平行的 1km 长的线路, 计算该 1km 长线路上的纵向感应电压。这一表述已在若干直流工程中采用。由于感应电压在实际工程中较难测量, 这样会对直流滤波器性能验收造成一定的困难, 因而, 目前较少使用这种方法。

(2) 计算直流线路上最大等值干扰电流。这一准则已在最近许多直流工程中采用。

等效干扰电流定义为: 线路上所有频率的谐波电流对邻近平行或交叉的通信线路所产生的综合干扰作用与某单个频率的谐波电流所产生的干扰作用相同, 这个单频率谐波电流就称作等效干扰电流。等效干扰电流是从 1~50 次谐波电流的噪声加权残余电流。计算直流线路中的等效干扰电流时, 基波电流与其他谐波电流按同样的方法处理, 因此, 在以后的叙述中, 提到谐波时认为包含基波, 把基波看成是特殊的谐波。

计算等效干扰电流时不仅应考虑直接流过直流极导线和



接地极线路的谐波电流，而且还应考虑感应到直流线路和接地极线路地线中的谐波电流。

等效干扰电流是所有谐波频率，从 1~50 次（即 50~2500Hz）的噪声加权残余电流，按照式（6.6-25）进行计算

$$I_{eq}(x) = \sqrt{I_e(x)_R^2 + I_e(x)_I^2} \tag{6.6-25}$$

式中： $I_{eq}(x)$ 为沿线路走廊的任何点，噪声加权至 800Hz 时的等效干扰电流，mA； $I_e(x)_R$ 为整流站换流器谐波电压源产生的等效干扰电流均方根值，mA； $I_e(x)_I$ 为逆变站换流器谐波电压源产生的等效干扰电流均方根值，mA； $x$ 为沿线路走廊的相对位置。

由整流站换流器或逆变站换流器的谐波电压所产生的沿线各点的等效干扰电流可按式(6.6-26)计算

$$I_e(x) = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} [I_r(n,x)P(n)H_I]^2} \tag{6.6-26}$$

式中： $I_r(n,x)$ 为在沿线路走廊位置  $x$  的  $n$  次谐波残余电流均方根值，mA； $P(n)$ 为  $n$  次谐波的噪声加权系数； $n$  为谐波次数； $H_I$ 为耦合系数，表示典型明线耦合阻抗对频率的标么化关系，见表 6.6-2。

表 6.6-2 典型明线网络的耦合系数

频率 (Hz)	耦合系数 $H_I$	频率 (Hz)	耦合系数 $H_I$
40~500	0.70	3000	2.55
600	0.80	3600	2.88
800	1.00	4200	2.95
1200	1.30	4800	2.98
1800	1.75	5000	3.00
2400	2.15		

注 对于其他频率， $H_I$ 的值将采取线性插值方法求取。

由于受直流线路干扰影响的主要是通信明线，因而采用  $H_I$ 来代表耦合阻抗与频率的关系。

加权系数是为了考虑人耳和电话设备对频率的敏感性而引入的系数。在国际上不同地区采用不同的加权系数。加权系数有两个定义：①1960 年 12 月 12 日由 IEEE 定义的，目前在美国和加拿大等北美地区广泛使用的 C-MESSAGE 加权系数；②1963 年由 CCITT 定义的，在欧洲和其他地方广泛使用的噪声加权系数  $P$ 。

两种加权系数分别见表 6.6-3 和表 6.6-4。由表 6.6-3 和表 6.6-4 中数据可知：两种加权系数对低次和高次谐波均取值较低，而在 1kHz 频率附近加权系数较高。

表 6.6-3 C-MESSAGE 加权系数

频率 (Hz)	加权系数	频率 (Hz)	加权系数	频率 (Hz)	加权系数
60	0.001 7	1080	1.000	2100	0.841
120	0.016 7	1140	0.988	2160	0.841
180	0.033 3	1200	0.977	2220	0.841
240	0.087 5	1260	0.960	2280	0.841
300	0.150	1320	0.944	2340	0.841
360	0.222	1380	0.923	2400	0.841
420	0.310	1440	0.924	2460	0.841
480	0.396	1500	0.891	2520	0.832
540	0.489	1560	0.871	2580	0.822
600	0.597	1620	0.860	2640	0.804
660	0.685	1680	0.840	2700	0.776
720	0.767	1740	0.841	2760	0.750
780	0.862	1800	0.841	2820	0.724
840	0.912	1860	0.841	2880	0.692
900	0.967	1920	0.841	2940	0.668
960	0.977	1980	0.841	3000	0.645
1020	1.000	2040	0.841		

表 6.6-4 噪声加权系数

频率 (Hz)	加权系数	频率 (Hz)	加权系数	频率 (Hz)	加权系数
50	0.000 71	1050	1.109	2050	0.698
100	0.008 91	1100	1.072	2100	0.689
150	0.035 5	1150	1.035	2150	0.679
200	0.089 1	1200	1.000	2200	0.670
250	0.178	1250	0.977	2250	0.661
300	0.295	1300	0.955	2300	0.652
350	0.376	1350	0.928	2350	0.643
400	0.484	1400	0.905	2400	0.634
450	0.582	1450	0.881	2450	0.625
500	0.661	1500	0.861	2500	0.617
550	0.733	1550	0.842	2550	0.607
600	0.794	1600	0.824	2600	0.598
650	0.851	1650	0.807	2650	0.590
700	0.902	1700	0.791	2700	0.580
750	0.955	1750	0.775	2750	0.571
800	1.000	1800	0.760	2800	0.562
850	1.035	1850	0.745	2850	0.553
900	1.072	1900	0.732	2900	0.543
950	1.109	1950	0.720	2950	0.534
1000	1.122	2000	0.708	3000	0.525

噪声加权系数频率曲线见图 6.6-11。

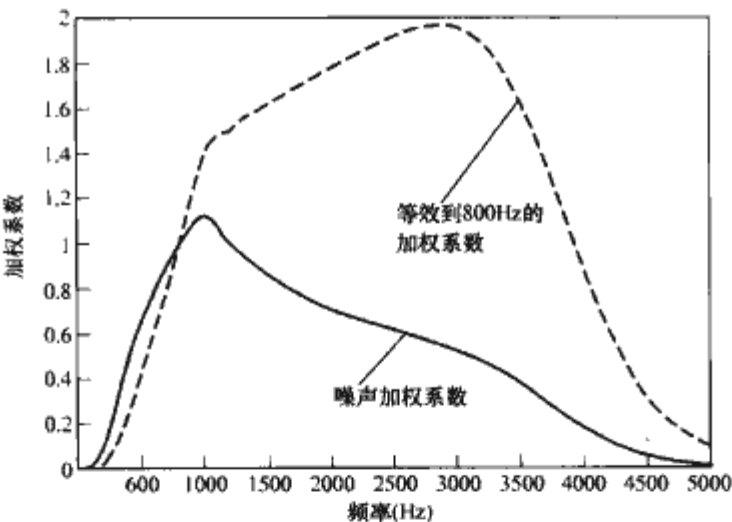


图 6.6-11 噪声加权系数频率曲线

由换流器的谐波电压在线路沿线任意点产生的  $n$  次谐波残余电流定义为式（6.6-27）所表示的矢量和，即

$$I_r(n,x) = \sum_{i=1}^{nc} I_p(n,i,x) \tag{6.6-27}$$

式中： $I_r(n,x)$ 为在沿线路走廊位置  $x$  处的  $n$  次谐波残余电流的有效值，mA； $I_p(n,i,x)$ 为在位置  $x$  处流过导体  $i$  的  $n$  次谐波电流均方根矢量值，mA； $i$  为导体编号； $nc$  为线路走廊中导体总数，包括直流极线、接地极引线及其各自的架空地线。

在直流线路走廊内可能有多条导线，它们可能在同一杆塔上，也可能在邻近不同杆塔上。这些线路包括直流极线、直流回线、地极引线，或其中的一部分。流过这些线路的电流可分为两部分：①地模式电流（零序），这些电流以大地为回路；②极模式电流（正序），这些电流在上述所考虑的直流线路走廊内的数条导线内部循环。

通常仅考虑流过大地谐波电流,只有这一部分谐波电流才会对通信产生干扰。大地模式部分的电流可以通过将所有上述导体中的电流求矢量和的方法计算出来。一般认为极模式的电流能够有效的相互抵消,故可以忽略。

计算谐波电流时首先要找出最大对地谐波电压。谐波电流是由谐波电压驱动的,最大的对地谐波电压将会在直流线路上产生最大的等效干扰电流。直流系统单极运行与双极运行时的处理方法有所不同,对于单极运行方式,这就等效于计算直流极线上最大幅值的谐波电压。对于双极运行方式,这就等效于计算两极最大的谐波电压矢量差。在理想对称条件下,双极运行时两极的直流电流、直流电压及触发角等都相等,从而使两条直流极线上的谐波电流相互抵消,但在实际中,由于存在设备制造误差、测量误差等,从而使两极之间存在较小的不平衡,这就导致两极之间存在谐波电压的矢量差,两条直流极线上的谐波电流不能完全相互抵消,有部分谐波电流流过大地。单极运行时直流线路沿线等效干扰电流大于双极运行时直流线路沿线等效干扰电流。

目前国内已建的±500kV高压直流输电工程均规定,在直流极线走廊或接地极引线走廊,可接受的最大等效干扰电流  $I_{eq}(x)$  为:双极运行,500mA;单极金属回线或大地回线运行,1000mA。

### 2.1.3 直流滤波器性能计算

进行直流滤波器性能计算时,首先要计算换流器在直流侧产生的谐波电压。

计算时,换流桥应采用3脉波模型表示,即一个6脉波换流桥用两个3脉波模型表示,12脉波桥用4个3脉波模型表示;用3脉波模型计算  $3n$  次谐波电压,用12脉波模型计算1~50次基波及谐波电压,将12脉波模型计算出的谐波电压幅值除以4,得到一组等效的3脉波谐波电压,然后与由3脉波模型计算出的谐波电压进行矢量相加,从而得到每个3脉波模型产生的谐波电压。

计算出直流侧的谐波电压后,建立直流系统模型,以3脉波模型产生的谐波电压作为谐波源,计算直流线路沿线的等效干扰电流。在计算直流滤波器性能时,需考虑滤波器的失谐,考虑方法与交流滤波器设计类似。

### 2.1.4 直流滤波器稳态定值(应力)计算

稳态定值是指直流滤波器元件、避雷器在稳态及短时运行条件下的应力。这里所说的滤波器元件应力就是指流过滤波器元件的电流、出现在元件端点间的电压及端点对地电压。稳态定值计算就是求在各种稳态及短时运行工况下有关滤波器元件的电流、电压最大值。计算结果为制定滤波器元件(电容器、电抗器、避雷器)设备规范提供依据。

计算直流滤波器稳态定值时,应考虑非理想因素的影响,如负序电压、系统频率偏差等。

以下所述为有关应力的计算公式。

#### 2.1.4.1 电压应力

直流滤波器高压电容器端点之间的电压为

$$U_r = \sqrt{2} \sum_{n=1}^{50} U_n + k U_{DC} \quad (6.6-28)$$

式中:  $U_{DC}$  为最大持续运行直流电压;  $U_n$  为  $n$  次谐波电压,有效值;  $n$  为谐波次数,1~50;  $k$  为1.3,电压分布不均匀系数。

其他元件(低压电容器、电抗器、避雷器)上的峰值电压可按式(6.6-28)计算,只是令  $U_{DC} = 0$ 。中性母线电容器上的电压也可按式(6.6-28)计算,但是,  $U_{DC}$  应改为中性母线电压  $U_{DC-neutral}$ 。

#### 2.1.4.2 确定爬电距离的电压

决定电容器及电抗器端点之间、端点对地爬电距离的电压计算公式如下:

高压(HV)电容器端点之间,即

$$U_{creepage,DC} = \sqrt{U_{DCmax}^2 + \sum_{n=1}^{50} U_n^2} \quad (6.6-29)$$

其他元件端点之间,即

$$U_{creepage,rms} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} U_n^2} \quad (6.6-30)$$

端点对地,即

$$U_{creepage,DC} = \sqrt{U_{DC-neutral}^2 + \sum_{n=1}^{50} U_n^2} \quad (6.6-31)$$

计算端点对地电压时,上式中  $U_n$  应为端点对地各次谐波电压。

#### 2.1.4.3 电流应力

电容器额定电流为

$$I_{th} = \sum_{n=1}^{50} I_n \quad (6.6-32)$$

电抗器额定电流为

$$I_{th} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_n^2} \quad (6.6-33)$$

式中:  $I_n$  为  $n$  次谐波电流。

#### 2.1.4.4 用于噪声计算的电流

用于计算电容器、电抗器噪声的电流为

$$I_{audible} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_n^2} \quad (6.6-34)$$

式中:  $I_n$  为  $n$  次谐波电流。

### 2.1.5 直流滤波器暂态定值(应力)计算

直流滤波器暂态定值计算,就是求在故障情况下,滤波器元件可能受到的最大暂态应力。暂态定值计算包括:计算故障情况下流过滤波器各元件的暂态电流,确定滤波器避雷器参数,确定滤波器元件的保护及绝缘耐受水平。

进行直流滤波器暂态应力计算时,高压电容器被预充电至直流母线避雷器操作冲击保护水平。电容器充电之后,将电容器高压端对地短路,即滤波器通过一个故障电感放电。由于故障点位置不同,该电感的取值也将随之变化。直流滤波器避雷器、换流站内的接地网、中性母线电容器及中性母线避雷器为故障电流提供回路。通过计算,可以获得滤波器元件及避雷器的涌流及冲击能量等。低压电容器预充电对计算结果没有明显影响,因而在计算时低压电容器可不充电。可以对故障电感取不同的值,以找出最苛刻情况下滤波器元件及避雷器所承受的应力,取值范围在几个微亨到几个毫亨之间。

保护水平和耐受水平应通过以下方式确定:

(1) 在最小避雷器 V-A 特性下计算避雷器电流,给出最大电流。

(2) 按上一步求出的最大电流,并采用避雷器最大 V-A 特性计算保护水平。

(3) 在避雷器保护水平上加上绝缘裕度,可确定出最终的滤波器元件耐受水平。

## 2.2 直流滤波器设备要求

### 2.2.1 电容器

#### 2.2.1.1 设计要求



### 2.2.1.1.1 直流滤波电容器组的额定值

(1) 额定电压。直流滤波电容器组的额定电压为最大连续直流电压与从 1~50 次谐波电压峰值的算术和, 并要考虑由于电容器套管受污染情况不同、单个电容器单元温升的差异, 以及其他原因引起的电压不均匀分布。直流滤波电容器组的额定电压为

$$U_R = \sqrt{2} \sum_{n=1}^{50} U_n + k U_{DC} \quad (6.6-35)$$

式中:  $U_{DC}$  为最大连续直流电压;  $U_n$  为第  $n$  次谐波电压方均根值;  $n$  为谐波次数,  $n=1 \sim 50$ ;  $k$  为电压分布不均匀系数,  $k \geq 1.3$ 。

额定电压的确定应基于连续运行负荷水平, 或者基于暂时负荷等值水平, 并选其中较严重的条件。

直流滤波器电容器组的额定电压等于构成该电容器组的单台电容器的额定电压与电容器串联数的乘积。

(2) 额定电流。直流滤波器电容器组的额定电流 ( $I_R$ ) 应为从 1~50 次各谐波电流有效值的算术和, 即

$$I_R = \sum_{n=1}^{50} I_n \quad (6.6-36)$$

额定电流应基于连续运行负荷水平, 或者基于暂时负荷等值水平, 并取两者中较严重的条件。

直流滤波器电容器的额定电流等于单个电容器单元的额定电流乘以并联电容器台数。

(3) 电容器组额定输出容量。直流滤波器电容器组额定输出容量等于工频输出容量和各次谐波输出容量的算术和。直流滤波器电容器组额定输出容量应按连续负荷或暂时负荷来考虑, 并取其中较大的。总输出容量等于单个电容器输出容量与电容器串联台数和电容器并联台数三者的乘积。

### 2.2.1.1.2 直流滤波电容器单元的额定值

电容器单元的额定电压 ( $U_N$ ) 为加在单个电容器内部元件上的最大等值电压与电容器单元内的串联元件数的乘积。

电容器单元的额定电流 ( $I_N$ ) 为通过单个电容器内部元件的最大等值电流与电容器单元内的并联元件数的乘积。

电容器单元的额定输出容量 ( $Q_N$ ) 为单个电容器内部元件的最大等值输出容量与电容器单元内一个串联支路的元件数和并联支路数三者的乘积。

当电容器运行于额定输出容量和最大连续工作电压时, 电容器单元的损耗为电容器内部所有元件损耗的算术和。

### 2.2.1.1.3 其他要求

直流滤波器电容器对电容器支架、电容器台架、绝缘子和电容器单元的要求与交流滤波器电容器相似。

### 2.2.1.2 电容器的试验

直流滤波电容器试验一般应根据 IEC 60871-1 标准进行, 并考虑作以下修改和补充。

#### 2.2.1.2.1 定义

(1) 电容器单元的额定电压 (直流) 为

$$U_R = \frac{U_r}{n} \quad (6.6-37)$$

式中:  $U_r$  为直流滤波器电容器组的额定电压;  $n$  为电容器组内串联的电容器单元数。

(2) 额定谐波频率。直流滤波器具有最低阻抗时的频率。

(3) 最高热点温度。当直流滤波器在超过 15min 的期间内承受额定工况下所能产生的最大直流电压和最大谐波电流时, 在具有最大损耗的电容器单元内的任何位置可能产生的

最高温度。

#### 2.2.1.2.2 例行试验

(1) 外观检查。电容器金属件外露表面应具有良好的防腐蚀层。套管、端子无明显渗漏。

(2) 电容值测量。在 25℃ 下测量电容器单元在额定谐波频率下的电容值。该项试验可采用低压设备进行。

(3) 端子间的直流耐压试验。对电容器单元进行 10s 的直流耐压试验。所加直流试验电压不应低于电容器直流额定电压的 2.6 倍。

试验前后都应在相同的电介质温度下测量电容值, 电容值的变化应小于一个元件或一个内熔丝动作所引起的电容量的变化。

(4) 端子与外壳间的交流耐压试验。根据 IEC 60871-1 及相应国家标准的规定进行。试验电压应在 IEC 60871-1 标准中给出的, 并与对应受试电容器组的额定雷电冲击耐压水平最接近的高一级的试验电压水平 (相应国标)。

(5) 电容器单元的介质损耗值测量。电容器单元应在温度为 25℃、频率为 50Hz 下测量介质损耗值。测量结果将根据型式试验和批量抽样试验结果进行修正, 从而得到额定谐波频率下的介质损耗值。

(6) 电容器单元上的电压衰减试验。应在电容器加到额定电压时开始放电, 电容器断电后测量衰减电压, 电容器断电后 5min 内电容器上的电压应从额定值降到 50V 以下。

(7) 短路放电试验。电容器在试验前应充电至 1.5 倍额定电压。

(8) 电容器单元泄漏试验。在电容器单元密封后对所有单元进行泄漏试验。试验时电容器单元应加热至不低于最高热点温度并保持在该温度下至少 8h。

(9) 交流局部放电试验。热平衡后, 在电容器的端子间施加相当于 1.075 倍直流额定电压值的交流电压 (有效值) 1s, 然后将电压降到相当于 0.75 倍直流额定电压值的交流电压 (有效值) 并保持 10min, 测量局部放电量。

#### 2.2.1.2.3 批量生产的抽样试验

(1) 10s 的电介质耐压试验。试验时电容器单元的温度为最高热点温度, 所加直流试验电压应不小于电容器直流额定电压的 2 倍。

(2) 浸渍试验。对用于同一次浸渍处理的浸渍液进行试验, 以验证受试浸渍液具有规定用途所需的理化和电气特性。

对经浸渍处理的电容器单元进行局放试验, 以验证浸渍的完整性。

#### 2.2.1.2.4 型式试验

型式试验应包括但不局限于以下项目:

(1) 端子与外壳间的耐压试验。端子与外壳间的耐压试验应根据 IEC 60871-1 标准条款 15 的要求进行。试验电压的峰值应是  $V_{BIL}/n$ 。

(2) 雷电冲击波耐压试验。应对外壳和相互连接在一起的电容器端子进行, 试验电压应为

$$\frac{1.1 U_{BIL}}{n}$$

式中:  $U_{BIL}$  为电容器组的雷电冲击耐压水平;  $n$  为电容器组内串联连接的电容器单元数。

(3) 短路放电试验。参见 IEC 6087-1 标准的条款 17 进行, 试验电压为  $\sqrt{2} \times 2.5 U_R$ 。

(4) 在最低环境温度到最高热点温度的电容器单元平均介质温度范围内测量电容器单元在 50Hz 和额定谐波频率下

的电容值,应对足够多的温度点进行测量,以便画出电容值与温度的关系曲线。在额定谐波频率下进行的测量可以采用低压设备进行。

(5) 介质损耗测量。在最低环境温度到最高热点温度之间测量电容器单元在 50Hz 以下的介质损耗值。

(6) 温升试验。针对环境温度的最高热点温升试验应以经业主同意的适当方法进行。

(7) 热稳定性试验。应根据 IEC 60871-1 标准中第 13 款的规定进行电容器单元的热稳定性试验。

可以采用同一个电容器单元或两个不同的电容器单元进行以下两项试验:

1) 50Hz 交流电压,对其幅值应进行适当调节以便产生在运行条件下所能遇到的 1.44 倍的最大损耗。

2) 在幅值为 1.2 倍电容器单元直流额定电压下试验(应调节环境温度使外壳达到平均温度,即不低于上述试验)。

如果以上两个试验是在同一个电容器单元上进行,则每个试验的时间为 24h,第一个试验完成 15min 后进行第二个试验。如果采用两个不同的电容器单元进行上述试验,则试验时间为 48h。温度情况和热稳定要求应符合 IEC 60871-1 标准中第 13 款所规定的要求。

(8) 电容器单元的电压极性反转试验。首先在电容器单元上施加等于其直流额定电压 1.1 倍的直流试验电压并持续 2h,然后突然改变电压极性并保持相同的幅值 2h,2h 后再进行一次电压极性反转。所有的电压极性反转都必须在 10ms 内完成,或者试验中的反转时间不应超过实际运行中最短的反转时间。电容器单元应能成功地承受 3 次电压极性反转。

(9) 电容器单元泄漏试验。对于无熔断器电容器单元,在额定直流电压和额定谐波电流的运行情况下,任何电容器元件的损坏都不应引起电容器单元外壳的破裂或泄漏。

(10) 局部放电试验。对电容器加 2 倍的直流额定电压保持 1s,然后降到 1.5 倍直流额定电压保持 60min,测量局部放电值。

(11) 内熔丝开断试验。按 IEC 60871-4 的要求进行。

### 2.2.2 电抗器

直流滤波器电抗器要求参考交流滤波器电抗器(见本章 1.3.2)。

## 3 交直流滤波器新技术

### 3.1 交流连续可调滤波器

对于单调谐滤波器,系统频率或滤波器电抗、电容元件的任何变化,都将引起调谐点频率偏离实际的调谐频率,造成所谓的失谐。如果能够自动控制电容或电抗元件的参数,则能避免失谐。

在交流连续可调滤波器中,采用附加线圈的方法,通过控制铁心材料的饱和度,可以控制电抗器的电感值,从而达到自调谐的目的。这种滤波器具有非常高的滤波效果,但只适合于单调谐滤波器,针对一个调谐频率,价格相对较贵。因此,在常规直流工程中较少采用。

### 3.2 直流有源滤波器

利用高频开关元件及相应的控制系统构成的谐波发生器,使得注入到直流极线中的谐波电流与直流极线已有谐波电流幅值相等、相位相反,从而达到理想的滤波效果。



## 第7章 换流站无功补偿设备

### 1 换流站的无功功率

#### 1.1 换流器的无功功率消耗

对于电流电网换相直流输电换流器, 不管处于整流运行状态还是逆变运行状态, 直流系统都需要消耗一定的无功, 所消耗无功量的大小与设备参数、运行参数和控制参数相关, 如直流输送功率、直流电压(全压和降压)、触发角等, 其中触发角取决于实际系统交流电压、换流变压器分接头位置和换流变压器的阻抗等。

确定换流器无功消耗具体从以下几方面考虑:

- (1) 系统条件。
- (2) 运行工况。
- (3) 运行控制方式。
- (4) 设备参数。
- (5) 测量误差。
- (6) 控制误差。

计算两端换流站与交流系统无功交换容量时, 需考虑各种稳态运行参数的最不利组合。

对一极的换流器, 无功消耗计算见式(6.7-1) ( $\alpha$  换成  $\gamma$  可计算逆变侧换流器消耗的无功)

$$Q_{\text{conv}} = k_p I_d U_{\text{dio}} \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu)}{4[\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)]} \quad (6.7-1)$$

$$\text{其中} \quad U_{\text{dio}} = \frac{3}{\pi} \sqrt{2} U_{\text{v0}} \quad (6.7-2)$$

$$\mu = \arccos\left(\cos \alpha - 2d_x \frac{I_d}{I_{\text{dN}}} \frac{U_{\text{dioN}}}{U_{\text{dio}}}\right) - \alpha \quad (6.7-3)$$

式中:  $\Delta Q$  为交流系统的无功交换功率;  $Q_{\text{conv}}$  为换流器的无功消耗;  $I_d$  为直流电流;  $U_{\text{dio}}$  为一个 6 脉波阀组理想空载直流电压;  $U_{\text{v0}}$  为换流变阀侧空载线电压有效值;  $I_{\text{dN}}$  为额定直流电流;  $U_{\text{dioN}}$  为一个 6 脉波阀组额定理想空载直流电压;  $d_x$  为感性压降;  $\mu$  为换相角;  $\alpha$  为触发角;  $\gamma$  为熄弧角;  $k_p$  为换流器中的 6 脉波桥数。

#### 1.2 换流站无功功率平衡

换流站与交流系统应保持无功平衡, 即

$$\Delta Q = Q_c - Q_l - Q_{\text{conv}} \quad (6.7-4)$$

式中:  $Q_{\text{conv}}$  为换流器消耗的无功功率;  $Q_c$  为连接在换流站母线上的容性无功;  $Q_l$  为连接在换流站母线上的感性无功。

如果  $\Delta Q < 0$ , 则换流站从交流系统吸收(输入)无功功率; 如果  $\Delta Q > 0$ , 则换流站向交流系统输送(输出)无功功率。

在实际应用中, 应充分利用交流系统的无功支持能力(交流系统的无功交换能力), 减少换流站无功补偿容量, 节省无功补偿设备的投资, 减少无功补偿设备的分组, 降低甩负荷过电压水平, 相应降低换流站的设备造价。

#### 1.3 交流系统无功能力

交流系统的无功能力包括: 直流大功率下的交流系统无功提供能力, 直流小功率下的交流系统无功吸收能力, 直流

系统正常运行时允许和交流系统无功交换的偏差。

交流系统无功平衡问题较为复杂, 因为系统运行与接线方式的多变, 系统提供和吸收无功的能力将相应变化。因此, 在确定无功平衡的控制方式时, 至少应考虑换流站附近对交流系统无功能力影响最大的线路和发电机的 N-2 方式及其组合, 最终选取具有代表性的系统设计工况考核交流系统的无功能力, 以此为前提确定换流站无功补偿装置的容量。

确定交流系统的无功能力时, 也需要考虑以下因素:

- (1) 交流线路的功率因数范围。
- (2) 交流系统的运行电压范围。
- (3) 附近发电机能够提供的无功功率。
- (4) 系统无功设备备用要求。

当换流站与一个发电厂相连时, 还应考虑以下因素:

- (1) 超过最大和最小运行电压范围的发电机运行能力。
- (2) 升压变压器的分接开关变化范围和每个阶段所用的分接开关。
- (3) 其他负荷的无功功率需求。
- (4) 发电机所允许的最小有功功率。
- (5) 发电机的自励磁限制。
- (6) 所连接发电机的最少台数。
- (7) 发电机的进相运行能力。

#### 1.4 换流站无功功率补偿

##### 1.4.1 容性无功补偿设备容量确定

两端换流站应配备足够的容性无功补偿设备, 以满足按式(6.7-5)确定的交直流系统的无功要求

$$Q_{\text{total}} \geq \frac{Q_{\text{ac}} + Q_{\text{dc}}}{k_1^2} + N Q_{\text{sb}} \quad (6.7-5)$$

式中:  $Q_{\text{total}}$  为换流站额定电压下容性无功设备所提供的总无功功率, Mvar;  $Q_{\text{sb}}$  为换流站额定电压下, 由最大的交流滤波器分组或并联电容器分组所提供的无功功率, Mvar;  $Q_{\text{ac}}$  为在决定无功供给设备容量时所假设的交流系统无功功率需求, 负值表示交流系统提供的无功, Mvar;  $Q_{\text{dc}}$  为在决定无功供给设备时, 假设的直流换流设备的无功功率需求, Mvar;  $N$  为备用无功补偿设备组数, 一般为 1;  $k_1$  为电压修正系数, 一般为 0.95~1.0。

在计算上述  $Q_{\text{dc}}$  时, 应采用与控制策略相对应的最小可能的  $U_d/U_{\text{dio}}$  ( $U_d$  为直流电压), 并考虑以下因素:

(1) 两端换流站交流母线电压在正常连续运行电压范围之内, 送端换流站直流正常连续运行电压范围之内的一切运行条件的组合。

(2) 测量系统和控制系统, 包括换流变压器有载调压开关控制的误差和死区。

(3) 对应有载调压开关位置的可能的最不利换相电抗, 包括制造公差。

(4) 每极直流线路电阻在规定范围内取值, 使受端  $Q_{\text{dc}}$  最大。

### 1.4.2 感性无功补偿设备容量确定

当直流系统运行在小功率时产生过剩无功,应按照式(6.7-6),为两端换流站提供足够的无功吸收设备,满足交流系统和直流系统的要求,即

$$Q_r \geq Q_{\min} - \frac{Q_{ac} + Q_{dc}}{k_2^2} \quad (6.7-6)$$

式中:  $Q_r$  为换流站额定电压下,换流站感性无功设备吸收的总无功功率, Mvar;  $Q_{ac}$  为在计算无功吸收设备时,允许从换流站流进交流系统的最大无功功率, Mvar;  $Q_{dc}$  为直流系统无功功率需求, Mvar;  $Q_{\min}$  为换流站额定电压下,由各站必须的交流滤波器组产生的无功功率,即满足滤波性能要求所必须投入的最小交流滤波器组的容量, Mvar;  $k_2$  为电压修正系数,一般为 1~1.05。

在计算上述运行方式的  $Q_{dc}$  时,应采用与控制策略相对应的最大可能的  $U_d/U_{d0}$ ,并考虑以下因素,使  $Q_{dc}$  最小:

(1) 两端换流站交流母线电压在正常连续运行电压范围之内,送端换流站直流额定连续运行电压范围之内的一切运行条件的组合。

(2) 测量系统和控制系统,包括换流变压器有载调压开关控制的误差和死区。

(3) 对应有载调压开关位置的最不利可能的换相电抗,包括制造公差。

(4) 每极直流线路电阻在规定范围内取值,使受端  $Q_{dc}$  最小。

### 1.4.3 无功补偿容量的确定原则

换流站无功补偿容量宜按直流系统正向、全压、双极额定运行方式确定,并应计及交流系统的无功能力。

过负荷方式下额外增加的无功消耗可利用交流系统无功能力和备用无功补偿分组来平衡,直流工程对过负荷能力有特殊要求的除外。

直流降压运行方式不作为计算换流站无功补偿容量的必要方式,此方式下所需无功补偿缺额可由备用无功容量及交流系统调节解决,必要时可降低直流输送的功率以达到无功功率的平衡。

功率反送运行方式不作为计算长距离直流输电工程换流站无功补偿容量的必要方式,背靠背联网直流工程应考虑功率反送方式。

## 2 换流站无功功率补偿设备

### 2.1 交流滤波器、并联电容器组

#### 2.1.1 产生的无功功率

投入的交流滤波器与并联电容器组总的无功 (Mvar) 计算如下

$$Q_{\text{filter}} = CU_{AC}^2 \cdot 2\pi f \quad (6.7-7)$$

式中:  $C$  为投入的滤波器与电容器总的等效电容值, F;  $U_{AC}$  为交流母线电压, kV;  $f$  为交流母线电压的频率, Hz。

#### 2.1.2 结构类型

换流站交流滤波器几种类型的具体结构组成可详见本篇的第6章相关描述。换流站并联电容器组结构类型如图6.7-1所示,采用多层电容单元串、并联的塔式连接。电容器组塔架主要由电容器单元、支撑绝缘子、连接件、支撑钢架、托架、连接母线等元件组成。

#### 2.1.3 设计

交流滤波器的设计详见本篇的第6章具体描述。下面主要给出并联电容器的设计要求。

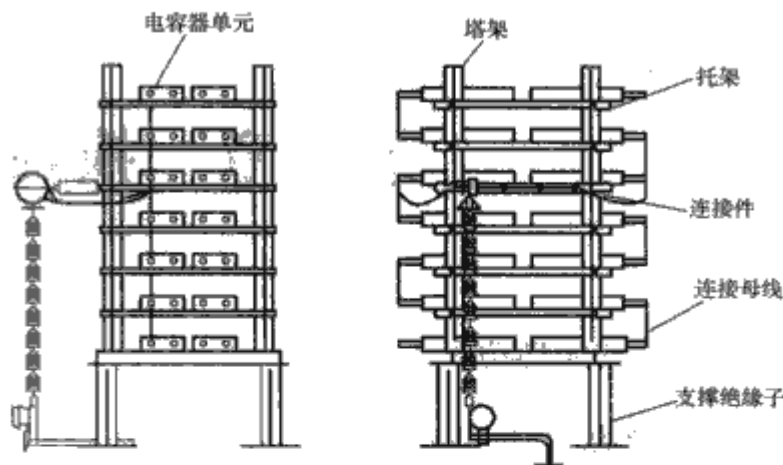


图 6.7-1 换流站并联电容器结构类型图

#### 2.1.3.1 概要

下列定义应用于后续描述:

(1) 电容器元件。单台电容器内部由铝箔、绝缘纸和塑料薄膜构成的部件。

(2) 电容器单元。由套管、内部放电电阻、均压电阻、串并联电容器元件、内部连接件以及元件熔丝(采用时)等构成的完整组装体。

(3) 电容器托架。支持一个或多个串联组,包括内部连接母线和所需绝缘子的钢构件。

(4) 电容器塔架。由若干电容器托架通过连接件相互连接在一起,放置在一组支撑绝缘子上构成的支架。

(5) 电容器组架。可以表示为单线图中一个单一集中电容器的单相电容器组,它包括一个或多个电容器塔架和所有连接件。

#### 2.1.3.2 电容器组定值

(1) 电压定值。电容器组额定电压定义为

$$U_{Nb} = U_1 + \sum_{n=2}^{50} U_n \quad (6.7-8)$$

式中:  $U_1$  为基波电压;  $U_n$  为  $n$  次谐波电压。

或根据无功输出计算出的电压定值为

$$U_{Nb} = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{50} Q_n}{\omega_0 C}} \quad (6.7-9)$$

其中

$$\omega_0 = 2\pi f_0$$

式中:  $f_0$  为基波频率;  $Q_1$  为基波无功输出;  $Q_n$  为  $n$  次谐波无功输出。

应选择基于上述两个公式计算出的较大  $U_{Nb}$ 。

(2) 电流定值。电容器组的额定电流定义为

$$I_{Nb} = \sqrt{\sum_{n=1}^{50} I_n^2} \quad (6.7-10)$$

式中:  $I_n$  为  $n$  次谐波电流。

(3) 输出定值。电容器组的额定输出定义为

$$Q_{Nb} = Q_1 + \sum_{n=2}^{50} Q_n \quad (6.7-11)$$

式中:  $Q_1$  为基波无功输出;  $Q_n$  为  $n$  次谐波功率输出。

#### 2.1.3.3 电容器组

在电容器组的设计中,至少应考虑以下因素:

- (1) 在运行、安装和维护期间的机械负荷。
- (2) 电容器组内外故障期间的电磁应力。
- (3) 风荷。
- (4) 地震要求。
- (5) 由于温度或负荷变化引起的膨胀或收缩导致的应力。



应确定单个电容器单元的配置以达到要求的电容值。

可将电容器组每一相分为两个电容器串安置,在这两个电容器串之间的中间电位处,应提供不平衡保护用的电流互感器。

#### 2.1.3.4 电容器塔架

每一电容器塔架都应带有绝缘子,并且便于安装在基座上。电容器支架不允许产生可听振动。

塔架上所有支承结构部件都应采用镀锌钢或铝结构。

#### 2.1.3.5 电容器托架

电容器托架应完整地包括所有的电容器单元、绝缘子和连接件,以及任何熔丝和安装在电容器托架内的熔丝杆。电容器托架装配应便于组装到电容器塔架中。电容器托架应由镀锌钢或铝做成。镀锌后不允许再钻孔。在设计中应包括降低噪声的改进办法。

每一电容器托架应清楚地标明以下几项内容:

- (1) 全部装配好的电容器托架的质量。
- (2) 标明该电容器托架所属塔架。
- (3) 标明该电容器托架所属相。
- (4) 标明该电容器托架所属组。
- (5) 作为备品的最大和最小单台电容器的电容值。
- (6) 适当的警告标志。

为保证维护期间有足够充分的接地,所有的结构部件均应相互有电气连接。电容器托架上应留有足够的维护期间接地用的连接点。电容器托架的部件不能用作电流负荷母线。

#### 2.1.3.6 电容器单元

##### 2.1.3.6.1 基本要求

电容器单元应具有钢外壳。设计中应考虑在电容器单元的寿命期内因预期的环境温度的变化和负荷条件,包括短期和暂态负荷条件的变化所引起的膨胀或收缩。供货商应提供一种判据用来判断电容器单元箱体的正常膨胀和由电容器损坏造成的膨胀。

电容器应当用螺钉和螺母紧固在电容器托架上。每一个电容器单元的安装应便于从托架上拆卸和更换而不需拆除其他部件或拆卸托架的其他部分。每一电容器单元都应带有吊孔或类似装置以方便将它吊装到托架上或吊离托架。当需要的时候,应提供搬运重的电容器单元的专用工具。

电容器套管和接头应采用相同的材料,能在额定电流下长期运行。

电容器单元中所使用的液体电介质对于环境而言应是安全可靠的,并且不会受生化影响而产生劣化。液体的毒性和腐蚀性应尽可能低,不允许使用多氯联苯(PCB)类的液体。在注入液体电介质之前,电容器元件应在外壳内进行真空干燥处理。电容器单元浸渍后,应在浸渍剂容器移走后立即密封。

##### 2.1.3.6.2 电容器单元的额定值

电容器单元的电流、电压和无功输出等的额定值以及电容值应由确定的电容器组的额定值中推导而出。

- (1) 电压额定值。电容器单元的额定电压定义为

$$U_N = U_{Nb}/S$$

式中:  $U_{Nb}$  为电容器组上的额定电压;  $S$  为一个电容器组中的串联电容器元件个数。

- (2) 电流额定值。电容器单元的额定电流定义为

$$I_N = I_{Nb}/P$$

式中:  $I_{Nb}$  为电容器组的额定电流;  $P$  为电容器组中并联的电容器台数。

- (3) 输出额定值。电容器单元的额定输出定义为

$$Q_N = Q_{Nb}/(SP)$$

式中:  $Q_{Nb}$  为电容器组的额定输出;  $S$  为一个电容器组中的串联电容器元件数;  $P$  为电容器组中并联的电容器元件数。

(4) 能量额定值。电容器单元内部释放出的额定能量  $E_N$  就是电容器内部发生短路时电容器所承受的不导致箱壳破裂或爆炸的最大能量。

##### 2.1.3.6.3 电容器单元可听噪声

供货商应计算每一电容器组的声功率水平。该计算应基于技术参数中给出的电流或电压。

依据对运行中相类似的电容器组的现场测量而计算出的声功率水平,可以考虑代替上述计算值。

##### 2.1.3.6.4 放电电阻

根据 GB/T 11024.1—2001 的要求,每一个电容器单元都应提供内部放电电阻。

##### 2.1.3.6.5 熔丝

电容器单元有内部熔丝保护时:

熔丝的设计应使得任何一个电容器元件都能在运行状态下安全地断开。在电容器组和电容器单元的设计中应考虑在电容器组中安装不平衡保护。不平衡保护中的警报和跳闸等级设置准则如下:

(1) 1级:所选择的警报整定值应允许具有最高应力的电容器元件安全运行,从而避免故障连续发展下去。

(2) 2级:所选择的警报及 2h 延时跳闸动作定值应允许具有最高应力的电容器元件安全运行,在 2h 内不发生故障。

(3) 3级:所选择的瞬时跳闸动作定值应避免电容器元件发生“雪崩”故障。

在带负荷运行时,由于外绝缘损坏而导致电容器壳破裂的保护在不平衡保护中给出。

##### 2.1.3.6.6 绝缘子

绝缘子和电容器单元套管通常为棕色釉面瓷。

绝缘子的最小标称爬距应根据技术数据中的爬电比距进行计算获得。

##### 2.1.3.6.7 无线电干扰设计

电容器组在最大连续运行电压下应不产生外部电晕。

##### 2.1.3.6.8 故障率保证

在下列情况下,应当保证投入运行的电容器元件的年故障率:

- (1) 对每个电容器单元,年故障率  $< 0.2\%$ 。

(2) 故障率应基于商业运行第二年的实际电容器故障水平。

(3) 对于电容值偏差超过例行试验报告中给出的 6% 以上的电容器元件,应视为故障。当存在泄漏而影响注入的油面水平的电容器也应视为故障。

(4) 不包括电容器测量的定期维护,每年每三相应不超过 8h。

(5) 对于电容器组和电容器单元,用备件更换故障电容器的最大时间,包括了电容器测量时间,但不包括移动和重新安装该组的声音吸收设备的时间,应不超过 4h。对每个元件,更换额外部件的时间不应超过 0.5h。

##### 2.1.3.6.9 铭牌

铭牌上的信息应依照 GB/T 11024.1—2001 中的条款 25 和条款 26。而且,每一元件上应标明实际电容值或替代实际电容值的额定电容值和电容级别。

电容器单元的额定电流、额定电压、额定功率以及电容值应根据电容器分组的对应额定值导出,并在电容器单元的



铭牌上标出。实测出的电容值应以适当的偏差形式在铭牌上标出。偏差相对额定值而言,应以每级 0.5% 的形式给出。

#### 2.1.4 投切控制

投切操作引起的两端换流站交流母线电压的稳态变化不得大于工程规定值,也不得大于换流变压器有载调压开关每级电压的 75%。

在直流负荷的一个周期内,即直流输送水平从最小功率到额定功率,然后回到最小功率,任何电容器分组或滤波器分组最多只能投入和切除一次。同一类型的滤波器要遵循先入先出的原则。

不允许无功分组设备的双重投切。

在任何投切操作之后,进行另一次投切操作之前,直流输送功率至少应能改变 200MW。

整流站的直流电压,包括所有的误差和死区,应保持在工程规范所规定的限制范围内。

#### 2.1.5 应用

在现有的直流工程中,应用最多的直流无功补偿设备是机械投切的交流谐波滤波器和并联电容器组,有时也需要一同安装并联电抗器以吸收多余的无功。

在交流滤波器设计满足滤波要求下,若交流滤波器所提供的基波无功不足以满足换流站的无功要求时,如果通过加大交流滤波器的容量来满足无功功率的要求将是不经济的,所以还应当另外装设电容器组进行无功补偿。

当换流站所接的交流系统不是很弱时,可采用滤波器与并联电容器共同补偿的方式。

### 2.2 并联电抗器

#### 2.2.1 产生的无功功率

$$Q_{\text{reactor}} = U_{\text{AC}}^2 / (2\pi fL) \quad (6.7-12)$$

式中:  $L$  为并联电抗器电感值, H;  $U_{\text{AC}}$  为交流母线电压, kV;  $f$  为交流母线电压的频率, Hz。

#### 2.2.2 结构类型

电抗器采用单相、干式、室外安装的空芯设计。并联电抗器一般以直接接到换流站母线,或经换流变压器三次侧或较低电压母线两种接线方式接入电网。若并联电抗器直接接到换流母线上,其优点是可以限制换流母线的过电压,与中性点小电抗配合,有利于换流母线单相重合闸过程中故障相的消弧,从而保证单相重合闸的成功,不足是造价过高。若接到换流变压器三次侧或较低电压母线上,其优点是造价低、操作简便,具体采用何种方式,依具体情况而定。

#### 2.2.3 设计

##### 2.2.3.1 概要

电抗器应当采用耐风雨的人造树脂和纤维玻璃进行包装。

电抗器的设计应当使得允许快速安装和更换时能便利升降。电抗器应能在不受损坏和损失设备寿命的情况下承受运行中的机械应力。这些负荷包括电抗器外部故障时的电磁应力,风、雪和冰荷以及由于环境温度、负荷变化引起的膨胀和收缩产生的应力。

供货商应当提供绝缘子和置于坚实基础上的支撑结构,应当采用金属加固,但不能构成电气的闭环。

绝缘子和支撑构件应足够高,以提供对安装电抗器基础的必要的磁间隔。

供货商应当提供关于对附近物件的必要的磁间隔的资料。

#### 2.2.3.2 冷却

电抗器采用空气的自然对流方式冷却。

#### 2.2.3.3 绝缘子

(1) 电抗器应当安装在绝缘子上。绝缘子通常为棕色、釉面瓷。

(2) 绝缘子应按低压电抗器的额定连续运行电压进行设计和型式试验。

(3) 在技术数据中应给出绝缘子的最小额定爬距。

#### 2.2.3.4 端子

(1) 与外部连接的端子排应与工程要求的高压直流设备端子形状相一致。

(2) 为降低涡流,端子厚度宜为 10mm 左右。

(3) 端子机械负荷应不小于工程规范要求值。

#### 2.2.3.5 可听噪声

电抗器设计应尽可能避免在主要的声音频带上可能出现的机械谐振。如果在所附技术数据中提供了最大允许的声功率水平要求,应当按如下提交所完成的计算:

(1) 供货商应当向购买方提供每一种电抗器类型的声功率水平。计算过程应与高压直流换流站滤波器噪声要求中的一致。还可基于对运行中的类似电抗器的现场测量计算声功率水平。

(2) 如果认为计算出的声功率水平危及到整个换流站的噪声水平,应安装噪声削减设备,减少一定的噪声,或者在以后的阶段再提供这种设备。在这种情况下,可能采用一种有效的噪声抑制技术,如采用有顶盖及底的外罩,在绕组中设有吸音器。供货商还可以提出其他方法或其他方法的组合,以消减噪声。

#### 2.2.3.6 电抗器外罩

如果电抗器带有外罩或准备了外罩,外罩的设计应作为整个电抗器设计的整体的一部分。特别应考虑以下设计要求:

(1) 在所有指定的运行条件 and 环境温度条件下,应当保证电抗器的冷却。

(2) 所使用的材料最好是可以自熄灭的,如果达不到的话,至少应采用阻燃材料。对于声音吸收材料尤为如此。

(3) 如果外罩或其他附件,对杂散磁场的作用影响到电感和品质因数,应对一个完整安装的电抗器进行所有型式和例行试验。

#### 2.2.3.7 冲击电流性能

电抗器设计应当能承受规定的冲击电流产生的机械和热应力。

#### 2.2.3.8 损耗

每一电抗器的损耗应在规定参考温度和额定电感值下进行计算。

#### 2.2.3.9 表面处理

表面处理要求应与高压直流工程设备的通用表面处理要求相符合。

#### 2.2.3.10 焊接

焊接应符合高压直流工程设备的焊接要求。

#### 2.2.3.11 铭牌

铭牌上的信息应依照 GB 10229—1988 标准。除此之外,应给出滤波器电抗器的绝缘热等级。

### 2.2.4 主要性能参数

(1) 额定电压。

(2) 最高运行电压。

(3) 额定功率。



- (4) 额定电流。
- (5) 额定电抗。
- (6) 零序电抗。
- (7) 互感值。
- (8) 绝缘水平。

### 2.2.5 投切控制

当换流站装有并联电抗器时,由于并联电抗器要随无功补偿电容器和滤波器的投入情况进行切换,需要装设开关设备。当无功控制器满足切除一组无功补偿设备的判据,但又是最小滤波器限制的情况时,如果此时检测到有高压电抗器可供投入时,按照系统无功控制模式或交流母线电压控制模式,则应投入一组电抗器。如果无功控制器检测到符合投入一组容性无功补偿设备的判据,且已有并联电抗器在投入运行时,按照系统无功控制模式或交流母线电压控制模式,则应当切除一组高压电抗器。

### 2.2.6 应用

当直流系统运行在轻负荷直流功率下时,依据换流器滤波要求设计的滤波器产生的无功一般会过剩,因此需要在换流站增加一定的并联电抗器以平衡多余的无功。根据不同的直流运行功率和所投入的滤波电容器的变化,无功平衡量也在随时变化,并联电抗器要随着无功补偿电容器的投入情况进行切换。

并联电抗器及其开关的费用较高,工程中只有在尽量利用换流站自身的无功特性无法进行平衡时,一般才考虑采用并联电抗器。

## 2.3 同步调相机

### 2.3.1 结构原理

同步调相机相当于空载运行的同步电动机,在欠励磁情况下其行为类似于电抗器,从交流系统吸收无功功率,可降低系统电压;而在过励磁情况下,其作用类似于电容器,向交流系统注入无功功率,可提高系统电压。

同步调相机欠励磁运行吸收无功功率的能力,约为其过励磁运行发出无功功率容量的50%~65%。装有自动励磁调节装置的同步调相机,能根据装设地点电压的数值平滑地改变(输出或吸取)无功功率,从而进行电压调节;通过配置强行励磁调节装置,同步调相机在系统发生故障而引起电压降低时,可以提供短时电压支撑,提高电网稳定性。

### 2.3.2 额定容量

同步调相机的额定容量指的是在过励时的视在功率,确定额定容量主要依据以下几方面:

- (1) 保证所接交流系统的强度满足直流系统稳定运行的要求。
- (2) 满足所连接直流换流站的最大无功需求量。

### 2.3.3 设计

调相机的设计依据标准 GB 755—2008 中的要求进行。

### 2.3.4 起动

与传统交流输电工程中应用一样,同步调相机的起动方式也有多种可供选择。

#### 2.3.4.1 调相机低频起动

利用发电厂的一台机组对调相机专线供电以起动调相机。当调相机无起动设备,而电网又急需无功功率时,常采用低频起动方式。

该起动方式的优点是对调相机的冲击电流小,可以说无冲击电流。但系统运行方式改变较多,操作麻烦,需发电厂空出一台专用发电机,一般情况下不采用这种方式。

#### 2.3.4.2 调相机可控硅启动

有一组由起动变压器、交直流串并联电抗器、整流器逆变器组成的可控硅启动装置。在起动时,控制整流装置可控硅导通角,使电流增加,调相机升速,当调相机转速达10%额定转速后,控制逆变侧换向,增加转速,达到额定转速并入电网。

该起动方式优点是调相机冲击电流小,启动方便,快速、自动化水平高,但起动装置价格昂贵,占地大,仅用于大型多台调相机使用。

#### 2.3.4.3 同轴电动机起动

利用同轴安装的异步电动机来起动调相机,起动调相机的电动机通过联轴器与调相机连接,电动机起动完成后电动机脱离调相机。

此种起动方式较简单、经济、方便。但因异步电动机有较大起动电流,会造成母线电压波动,不能使调相机达到同步转速,并列时有一定冲击电流。

#### 2.3.4.4 电抗器起动

将调相机作为异步电动机,在电压低于正常值时起动。

这种起动方式可减少调相机的起动电流,又能保持一定的母线电压水平,有利正常供电,多用于容量较小的调相机。

#### 2.3.4.5 同轴励磁机起动

利用同轴主励磁机作为直流电动机起动调相机。

这种起动方式的优点是起动平稳,调速平滑,可调至调相机的同步转速。但由于同轴励磁机作为直流电动机,有一定损耗。因此,选择同轴励磁容量时应大些,并在起动时同轴励磁机应改为它励。

### 2.3.5 连接形式

调相机可以连接在交流弱网网侧换流站母线换流变压器的第三绕组,也可以通过升压变压器直接连接到换流母线。

### 2.3.6 并网

调相机试运转正常情况下,按照准同期并网必备的条件检查调相机的相序、电压、频率和相位,当调相机与网络的相序相同,两者的电压、频率和相位的误差在允许的范围时,可以按照同期法并网。

### 2.3.7 保护

调相机通常应配置以下保护:

- (1) 低频保护。
- (2) 高频保护。
- (3) 纵差保护。保护同步调相机定子线圈,若有起动电抗器时,电抗器也包括在纵差保护范围内。
- (4) 定子绕组接地保护。
- (5) 转子绕组接地保护。
- (6) 横差保护。在有并联分支的大型同步调相机才装设。
- (7) 励磁回路一点接地保护。
- (8) 调相机的低电压保护。
- (9) 调相机的过负荷保护。
- (10) 调相机的有功功率方向保护。
- (11) 失磁保护。
- (12) 方向过流保护。
- (13) 过电压保护。
- (14) 失步保护。
- (15) 回路断线保护。

### 2.3.8 性能参数

同步调相机的主要性能参数如下:

- (1) 欠励容量。
- (2) 过励容量。
- (3) 额定电压。
- (4) 额定电流。
- (5) 额定频率。
- (6) 额定转速。
- (7) 相数。
- (8) 电枢绕组直流电阻 (在规定温度下)。
- (9) 转子绕组直流电阻 (在规定温度下)。
- (10) 各种损耗。
- (11) 励磁效率。
- (12) 满载效率。
- (13) 空载励磁电流 (额定电压时)。
- (14) 满载励磁电流。
- (15) 短路比。
- (16) 电枢绕组温升。
- (17) 转子绕组温升。
- (18) 定子铁心温升。
- (19) 定子绕组过电压。
- (20) 直轴同步电抗。
- (21) 交轴同步电抗。
- (22) 直轴瞬变电抗。
- (23) 定子漏抗。
- (24) 保梯电抗。
- (25) 直轴瞬变短路时间常数。
- (26) 直轴超瞬变短路时间常数。
- (27) 转动惯量。
- (28) 电压波形正弦性畸变率。

### 2.3.9 运行维护

调相机正常运行时按照交流母线电压控制模式,其最理想的运行点在过励磁的半载附近。直流系统无功控制只需要控制滤波器投切,满足调相机在理想运行范围内运行。

调相机在运行过程中必须经常保持清洁,严防油、水进入电动机内部。滑环、电刷、连接线等处的清洁需特别注意,电动机在使用时应定期进行检修。调相机运行时的维护应包括以下几方面:

- (1) 轴承及润滑系统的维护。
- (2) 电刷、集电环的维护。
- (3) 定子部分的维护。
- (4) 转子部分的维护。
- (5) 通风系统的维护。
- (6) 调相机绝缘方面的维护。
- (7) 紧固件方面的维护。

### 2.3.10 温升及温度检测

调相机额定运行时的温度不应超出规定的极限温度值。定子槽内设测温元件,可测量定子铁心及线圈的温度。每个轴承上应有可报警温度计。电动机冷、热风室应设有温度计。调相机的轴承排油温度和运行的轴瓦金属温度不超过要求的范围。

### 2.3.11 振动检测

每个轴承上配有振动传感器,每台调相机配有振动检测设备以对振动传感器的输出进行连续监控。

### 2.3.12 定子铁心、绕组和绝缘

定子的铁心应使用低损耗、高导磁的硅钢绝缘叠片。设计定子的支撑和装配应考虑减少传递振动到基座、连接管架和其他的相连设备。

定子绕组通过 GB/T 20113—2006 标准中规定的 155 (F) 级材料进行绝缘。定子出线端头对地绝缘按额定电压设计,应具有良好的绝缘水平和密封性能。

### 2.3.13 转子绕组和绝缘

转子绕组通过 GB/T 20113—2006 标准中规定的 155 (F) 级材料进行绝缘。

### 2.3.14 滑环和电刷

滑环和电刷应当独立封装,应使用经过干式过滤器干燥的冷空气进行冷却,设计应避免封装件出口的热空气与冷空气形成再循环。过滤器应当易于靠近,以便检查和维护。

### 2.3.15 试验

(1) 型式试验。型式试验至少包括以下几种:

- 1) 损耗测量。
- 2) 效率测量。
- 3) 电抗测量。
- 4) 时间常数测量。

(2) 例行试验。对于具有励磁系统、控制系统、冷却系统和其他附属设备的每台同步调相机,应进行下述的试验 (包括但不限于下述项目):

- 1) 定子直流电阻测量。
- 2) 转子直流电阻测量。
- 3) 试验前转子电阻测量。
- 4) 定子测温元件直流电阻、绝缘电阻测量。
- 5) 相序测量。
- 6) 空载饱和特性试验。
- 7) 空载热运行试验。
- 8) 短路试验。
- 9) 欠励运行试验。
- 10) 温升试验。
- 11) 振动试验。
- 12) 绝缘电阻测量。
- 13) 电气测量 ( $\tan\delta$ 、电容值、定子绕组每相的电气损耗能量)。
- 14) 定子交流耐压试验。
- 15) 转子耐压试验。
- 16) 发电机过电压试验。
- 17) 定子直流耐压试验。
- 18) 发电机过电流试验。
- 19) 调相角试验。
- 20) 转子超速试验。

### 2.3.16 应用

系统的无功平衡和它的电压稳定性密切相关,而交流系统的强弱是电压稳定性的决定因素。如果交流系统是弱系统时 (系统有效短路比 $\leq 3$ ),换流站无功的变化将使得交流系统电压波动很大,这会造成直流系统的运行不稳定,容易引起直流系统的换相失败等。当调相机接入到换流站交流母线后,可以有效提高系统有效短路比,改善换流器换相条件,平滑调节系统无功功率,提高系统运行稳定性。因此,同步调相机装置适合于直流输电弱交流系统的无功补偿。

调相机也有很多的不足之处,如有功损耗大、运行维护复杂、可靠性较低 (需要有备用)、投资费用大、动态调节响应较慢 (100~500ms) 等,所以在直流工程中应尽可能避免使用。目前的直流输电工程中同步调相机应用较少,只有对极弱的交流系统,需要提高短路比时才考虑采用,但需要进行深入研究。

国内只有舟山±100kV 直流输电工程和嵊泗±50kV 直



流工程有此应用,由于两工程的受端舟山和嵊泗均为弱交流系统,因此各装设了两台 30Mvar 的同步调相机。

## 2.4 静止无功补偿设备 (SVC)

### 2.4.1 基本结构及原理

静止无功补偿器 (SVC) 出现在 20 世纪 70 年代初期,它通常由晶闸管阀、电容器、电抗器、避雷器及检测与控制组成。目前常用的有晶闸管控制电抗器型 (TCR 型)、晶闸管投切电容器型 (TSC 型) 和两者组合型 (TSC+TCR 型) 三种。

TCR 型补偿器由 TCR 和若干组不可控制电容器组成,电抗器与反向并联连接的晶闸管相串联,利用晶闸管的触发角控制来改变通过电抗器的电流,就可以平滑的调整电抗器吸收的基波无功功率,晶闸管的触发角  $\alpha$  从  $90^\circ$  变到  $180^\circ$  时,可使电抗器的基波无功功率从其额定值变到零,TCR 型补偿器是以晶闸管开关取代了常规电抗器所配置的机械开关,使它的开关次数不受限制,其运行性能要明显优于机械开关投切电抗器。

TSC 型补偿器由一组并联的电容器组成,每一台电容器都与双向晶闸管串联,在这里晶闸管仍起开关作用,代替常规电容器配置的机械开关,在运行时,根据所需补偿电流的大小,决定投入电容器的组数,考虑到电容器组的投切会在电网中产生冲击电流,可以增加电容器的组数,组数越多,级差越小,分组投入时所产生的冲击电流就越小,但这势必会增加运行成本。

TSC+TCR 型补偿器通常由  $n$  个 TSC 单元和 1 个 TCR 并联组成。TCR 的容量选择为 SVC 总容量的  $1/n$ 。电容器可以分级投切,但在每个分级之间的无功功率可以通过 TCR 连续调节。TSC+TCR 型 SVC 基本拓扑结构如图 6.7-2 所示。

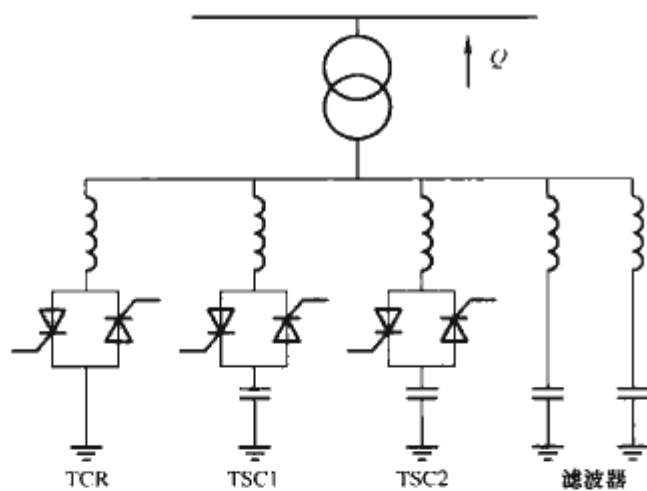


图 6.7-2 TSC+TCR 型 SVC 基本拓扑结构

SVC 可以看作是电纳值能够调节的无功元件,它依靠电力电子器件开关来实现无功调节,是一种晶闸管投切的静止无功补偿器,属于无源、快速动态无功补偿装置。SVC 作为系统补偿时可以连续调节并与系统进行无功交换,同时具有较快的调节速度,能够维持系统端电压恒定。

由于 SVC 的换流元件关断不可控,因而容易产生较大的谐波电流。一般需要装设滤波器以消除补偿过程中所产生的高次谐波。

### 2.4.2 额定容量

决定 SVC 额定容量的主要因素包括有:①交流系统的无功交换;②换流站交流母线的电压控制;③换流站交流母线的过电压限制水平。

### 2.4.2.1 SVC 感性容量的选择

SVC 感性容量的选择按照如下原则进行:发生诸如直流永久故障等扰动的情况下,能够将可能出现的最高短时过电压抑制到一个可接受的范围,此时固定电容器和滤波器被认为仍然连接在换流器的交流母线上。

### 2.4.2.2 SVC 容性容量的选择

SVC 容性容量的选择按照如下原则进行:在额定功率和额定电压下能完全满足换流器的无功功率需求,从而能保证交流母线上的功率因数为 1。为了改善欠电压工况,可以考虑额外的容性无功功率。

### 2.4.3 连接形式

SVC 可以通过一台主变压器连接在换流站高压交流母线上,也可直接连接在换流变压器的第三绕组上。

### 2.4.4 设计要求

SVC 的设计应能够正常运行在直流工程规范书要求的所有交流系统运行参数范围内和环境条件下,也应当符合工程总的要求原则、规则 and 标准。

在工程性能要求中允许的任何条件和直流系统正常运行引起的任何情况下,SVC 设计应当保证不会由于过电压、欠电压或其他保护而脱开,也不应当在系统或设备的故障引起的暂态或动态过程中而脱开。另外,SVC 应当能够在系统研究确定的最严重工况下的过电压和欠电压下正常运行并支撑系统。

确定 SVC 各组成部分时应当考虑以下因素:

- (1) 工程规定的系统和环境条件。
- (2) 工程的性能要求。
- (3) 由 SVC 自身产生的所有谐波。
- (4) 由 HVDC 换流器产生的各次谐波。
- (5) 交流系统原有的谐波。

SVC 的设计条件应考虑最苛刻的系统条件和各部分最不利的元件偏差。

### 2.4.5 晶闸管阀

#### 2.4.5.1 功能

晶闸管阀用于控制流过电抗器或电容器组中的交流电流,以提供可变的感性或容性无功功率。

#### 2.4.5.2 一般要求

晶闸管阀一般采用户内、空气绝缘的水冷形结构。晶闸管阀结构的设计应便于用户对晶闸管近距离巡视、日常维护以及故障处理或部件更换。

若清除故障先于交流系统后备保护动作,各故障清除后晶闸管阀应能立即恢复运行。

运行中的任何一个 SVC 阀元件的故障不应影响 SVC 任何时刻的连续运行,所有故障应立即记录,包括故障的发生时间和故障位置,对由于过电压保护引起的晶闸管重复触发应予以显示。每个 SVC 阀至少应当包括一个冗余晶闸管阀级。

更换故障元件时,应该能够不进行大量的阀拆卸,也不用排放冷却液。为了对阀进行安全而有效的维修,至少需要提供一套完整的试验设备、工具和工作平台。

晶闸管阀应根据系统运行条件及性能要求设计,包括必要的保护和附件。

晶闸管阀由若干串联的阀组件构成,包括散热器、均压回路、保护回路、触发转换回路、取能电路和控制检测器件等。

#### 2.4.5.3 参数选择和触发方式

晶闸管元件应根据系统故障和操作引起的最大过电压和

过电流进行设计。

晶闸管的设计应考虑阀中晶闸管的电压分布不均匀性而留有适当裕量。每组单相晶闸管阀中串联晶闸管的最小冗余数为 1。

晶闸管阀的设计应具备防止或耐受误开通的能力。

晶闸管的触发应提供正常触发和强制触发两个独立的触发系统。

晶闸管的基本技术要求依据 GB/T 15291—1994《半导体器件 第 6 部分 晶闸管》。

2.4.5.4 晶闸管的保护

晶闸管阀将提供必要的保护，保护包括但不限于以下内容：

- (1) 正向恢复保护。
- (2)  $dv/dt$  保护。
- (3) 过电流保护。
- (4) 过电压保护
- (5) 阻尼元件的热过载保护。
- (6) 晶闸管的热过载保护。
- (7) 冷却液泄漏的检测和保护。
- (8) TCR 和 TSR 的强制触发保护。

2.4.5.5 试验

晶闸管的主要试验项目见表 6.7-1。

表 6.7-1 晶闸管的主要试验项目

序号	试 验 项 目	试验对象	备注
1	阀端对地绝缘强度试验		
1.1	交流电压试验	阀	
1.2	直流电压试验	阀	
1.3	雷电冲击试验	阀	
2	阀间绝缘强度试验（仅对多重阀单元）		
2.1	交流电压试验	多重阀单元	
2.2	直流电压试验	多重阀单元	
2.3	雷电冲击试验	多重阀单元	
3	阀端间绝缘强度试验		
3.1	交流电压试验	阀	
3.2	直流电压试验	阀	
3.3	操作冲击试验	阀	
4	运行试验		
4.1	周期触发及熄灭试验	阀或阀段	
4.2	过电流试验	阀或阀段	
4.3	最小交流电压试验	阀或阀段	
4.4	温升试验	阀或阀段	
5	电磁干扰试验		
5.1	操作冲击试验	阀	
5.2	非周期触发试验	阀	
6	出厂试验		
6.1	外观检查		
6.2	连接检查		
6.3	均匀阻尼回路检查		
6.4	耐压检查		
6.5	辅助部件检查		
6.6	触发检查		
6.7	冷却系统压力试验		
7	特殊试验		
7.1	过电流试验	阀或阀段	
7.2	恢复期间瞬时正向电压试验	阀或阀段	
7.3	非周期触发试验	阀	

2.4.6 晶闸管冷却系统

2.4.6.1 基本要求

(1) 冷却系统应当满足所有额定运行条件下以及最大环境温度下晶闸管阀的冷却要求。

(2) 冷却系统应具有高可靠性和较少的维护性。

2.4.6.2 设计功能和特性

冷却系统的设计功能和特性应包括以下几方面：

(1) 冷却系统多采用密闭式水冷系统，可以采用水—风或水—水的热交换方式。

(2) 为保持密闭系统中水的高电阻率及防止管漏结污，应使用去离子回路。

(3) 应当提供两台电动机驱动的循环泵，一台运行，一台备用。当运行泵故障时，备用应自动投运而无需关闭冷却系统，同时在控制屏上显示报警信息。

(4) 冷却系统的设计应当保证在失去换流站交流站用电电源的情况下，直流系统仍然能够运行，尤其在外部换流站用电源转到柴油机临时备用电源期间，冷却系统应使得晶闸管结温度在允许运行范围内，即在此期间不应触发冷却系统保护动作。

(5) 每个水—风热交换器至少有一个备用风机。

(6) 冷却系统应有足够的表计和指示器显示装置的任何部件的状态。

(7) 冷却系统应能检测自身的运行和冷却介质的情况，并有完善的保护和报警信号。

(8) 冷却系统必须具备信号上传和远程控制功能。

(9) 水冷系统可根据冷却设备的具体需要设置由脱氧树脂构成的脱氧床，或两套旁路离子交换器，采用一用一备工作方式。

2.4.6.3 冷却系统的保护和检测

冷却系统的保护和检测将包括但不限于以下项目：

- (1) 出入晶闸管阀的水温。
- (2) 出入阀的水流。
- (3) 延伸箱中的水位。
- (4) 主系统中及从净化设备流出水的电导率。
- (5) 延伸箱及阀入口的水压。

2.4.7 SVC 控制系统

SVC 控制系统具有以下特点：

(1) SVC 控制系统控制各部件的运行状态，使 SVC 满足设计的要求，达到各预定的目标。

(2) 应具备自动调整电压或补偿无功调节计算、监视、保护、通信、文件记录等功能。

(3) SVC 控制系统按预定的程序使 SVC 起动、停止、投切各组 TSC/TSR、调节 TCR 输出，保护 SVC 本身不受损坏，不使事故扩大。

(4) 通过通信接口与站控和上级控制保持相互传送信息和运行命令。

(5) SVC 控制系统可以与直流系统整个换流站的控制系统集成一起（联合控制模式），也可以有单独的 SVC 控制室实现自身的控制、保护和监测功能（独立控制模式）。

(6) SVC 应在系统发生故障时能支撑系统电压，以及对系统由于负荷的改变引起的网络变化。

(7) 在独立控制模式下，SVC 将有两种运行方式：①定电压方式；②定无功功率方式。

(8) 在联合控制和独立控制模式间的相互切换应当平稳无扰动。

(9) SVC 控制应当减少特征谐波和非特征谐波的产生。



### 2.4.8 SVC 保护系统

#### 2.4.8.1 基本要求

(1) SVC 保护除了通过控制系统对晶闸管提供保护性控制外,还应对于可能发生的异常运行情况提供常规保护。

(2) SVC 的保护系统应包括由主保护系统和副保护系统组成的冗余保护系统,主副保护系统应采用不同的故障检测方法,并采用不同的传感器。主副保护系统在电气和结构上都应彼此独立。

(3) SVC 系统中所有设备都应具有相应的保护。

(4) SVC 所有保护设备和系统应相互配合。

(5) SVC 的保护应与直流系统的保护相互配合。

#### 2.4.8.2 结构和配置

SVC 的结构和配置如下所述:

(1) 继电保护设备可以单独组柜,也可分散配置。

(2) 继电保护设备从电流互感器、电压互感器等传感器上取信号。

(3) 过电压保护器件(避雷器、阻容吸收装置)根据系统设计配置。

(4) 连切功能根据系统设计实施。

#### 2.4.8.3 保护功能设置项目

SVC 的保护项目应包括但不限于以下项目:

(1) SVC 母线和主变压器的差动保护。

(2) SVC 母线和主变压器的过电流保护。

(3) 主变压器的中性线差动保护。

(4) 断路器拒动保护。

(5) 主变压器的油和绕组的过温保护。

(6) 主变压器的低油温保护。

(7) 主变压器的释压设备运行试验。

(8) SVC 低压母线的过电压保护。

(9) SVC 低压母线的欠电压保护。

(10) SVC 低压母线的零序保护。

(11) SVC 低压母线的接地保护。

(12) TCR/TSC 的过电流保护。

(13) TCR/TSC 的三相/单相差动保护。

(14) TCR 电抗器的热过载保护。

(15) TSC 的电容过载保护。

(16) TSC 的电容器组的不平衡保护。

(17) 谐波滤波器的过电流保护。

(18) 谐波滤波器电容过载保护。

(19) 谐波滤波器电容器组的不平衡保护。

#### 2.4.9 降压变压器及接地变压器(如果有)

(1) 降压变压器的设计应在 SVC 整个运行范围内考虑连续运行和短时运行的无功需求,应适当考虑流入变压器中的谐波。

(2) 降压变压器的阻抗应适于 SVC 的设计,以及限制故障电流到规定值。

(3) 如果可能,变压器的冷却设备在低负载下应该优先选择自然冷却。

(4) 变压器的冷却设备将自动控制以产生最小的功率消耗,符合系统的安全运行。

(5) 变压器的冷却系统将包括冗余的油泵、散热器和风扇。变压器的冷却系统也应当考虑手动控制的实现。

(6) 接地变压器将用于 SVC 降压变压器的二次侧接地。接地变压器的高压侧绕组的中性点可靠接地。

#### 2.4.10 SVC 电抗器

(1) 所有用于 SVC 的电抗器一般采用单相、干式、自

冷、空心户外安装的电抗器。

(2) 滤波器用电抗器、TSC 和 TCR 电抗器的设计应允许相间互换。滤波电抗器不采用彼此叠放的形式,而是以三角形布置。

(3) 电抗器将能够耐受作用在其上的最大短路电流。

(4) 电抗器的可听噪声依据电抗器上的谐波电流计算。

(5) 电抗器的容量应根据 SVC 的动态无功补偿容量,考虑晶闸管阀的导通角以及流经的谐波电流和过载能力。

(6) 感抗偏差。每相总电抗值偏差应在 3% 以内,三相之间偏差应在 2% 以内。

(7) 电抗器的损耗应根据容量和类型,经技术经济比较选定。

(8) 额定绝缘水平符合 GB 311.1—1997《高压输变电设备的绝缘配合》的规定。装设在严寒、高海拔、温热带等地区和污秽、易燃、易爆等环境中的电抗器,应满足相应的特殊要求。

(9) 噪声不超过 60dB。

#### 2.4.11 SVC 电容器

(1) SVC 电容器可根据现场安装条件,采用户外式或户内式;根据单台熔丝的保护方式,采用外熔丝或内熔丝形式。

(2) 电容器组额定电压的选取应考虑以下因素:

1) 串联电抗器引起的滤波电容器工频电压升高。

2) 接入点的系统最高运行电压。

3) 谐波引起的电容器电压升高。

4) 相间和串联段间的电压分配不均匀。

5) 电容器承受的长期过电压不应超过其额定电压的 1.1 倍。

(3) 电容器组流过的电流值为基波电流和谐波电流方均根合成值,稳态过电流一般应不超过其额定电流的 1.3 倍,或由用户和制造厂协商确定。

(4) 单台电容器的容量选择应按电容器组单相容量和每相电容器的串、并联台数以及保护方式确定,并尽可能选用大容量的产品。

(5) 置放在绝缘台上的串联段数及以上的电容器易选用单套管结构。

(6) 电容器组每相电容值误差应不超过设计值的  $\pm 5\%$ ,三相不超过 22%。

(7) TSC 和滤波器电容器的参数将考虑工频电压、网络中原有谐波,以及 SVC 自身谐波的最不利组合的工况。

#### 2.4.12 SVC 避雷器

避雷器用于设备的保护,特别是对 SVC 变压器、交流谐波滤波器、TSC 阀和其他元件进行保护。

设计中应校验避雷器的通流容量以确保运行安全。对保护滤波器的避雷器,以在电源侧发生单相接地时,断路器发生操作重燃过电压为校验其通流容量的条件。

其余要求依据 GB 11032—2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》。

#### 2.4.13 隔离开关和接地开关

隔离开关和接地开关将设计成机械互锁,所有隔离开关和接地开关设计为电动式,但也应提供手动操作的可能。隔离开关和接地开关的布置应便于从安全的位置进行操作。

其余要求依据 GB 1985—2004《高压交流隔离开关和接地开关》。

#### 2.4.14 与直流系统的相互作用

(1) 在非常弱的交流系统中, SVC 的 TSC 部分趋向于



减小有效短路比 (ESCR), 当 TCR 的触发角改变时, 会导致连续换相失败而引起系统不稳定。

(2) SVC 的控制系统通常包括一个电压调节器, 调节器的增益过大会引起系统短路阻抗增大而造成控制系统的不稳定。

(3) 在某些情况下, 投入 SVC 过程中, SVC 变压器的饱和会引起母线电压畸变, 从而造成 HVDC 换流变压器的饱和。

(4) SVC 电压控制器在低频段 ( $\leq 10\text{Hz}$ ) 对电流调节器有益, 可以提高逆变运行的总体稳定性。

(5) 交流系统的 ESCR 随 SVC 输出的无功功率变化而变化, 当 SVC 通过降低容性电抗来增大容性无功的输出时, 会导致所连接的交流系统 ESCR 的降低。

#### 2.4.15 应用

SVC 虽然能够连续调节无功功率, 具有稳定换流站交流母线电压的特性, 但由于其造价较高, 其控制系统可能会对直流控制系统产生干扰, 且在其包含可控电抗器时将产生谐波。因此, 作为直流无功补偿设备应用较少。一般当换流站所在电网较薄弱, 电压控制困难时, 或者发生电压稳定问题时, 可以考虑装设静止无功补偿装置。

目前只有英法海峡直流工程英国侧换流站和加拿大恰图卡背靠背直流工程中采用了 SVC 作为无功补偿。

### 2.5 静止同步补偿器 (STATCOM)

#### 2.5.1 基本结构及原理

随着大功率、全控型电力电子器件 GTO、IGBT 及 IGCT 的出现, 特别是相控技术、脉宽调制技术 (PWM) 等的提出使得电力电子逆变技术得到快速发展, 以此为基础的无功补偿技术也得到迅速发展。静止同步补偿器, 作为 FACTS 家族的重要成员正逐渐得到更多的应用。

STATCOM 基于电压源换流器原理, 属于快速的动态无功调节装置, 电压型的 STATCOM 的直流侧采用直流电容作为储能元件, 通过逆变器中电力半导体开关的通断将直流侧电压转换成交流侧与电网同频率的输出电压。当只考虑基波频率时, STATCOM 可以看作为一个与电网同频率的交流电压源通过电抗器连接到电网中。由于 STATCOM 直流侧电容仅起电压支撑作用, 所以相对于 SVC 中的电容容量要小得多。

#### 2.5.2 类型

在已有的 STATCOM 中, 其结构类型主要有基于变压器多重化逆变器的 STATCOM 和基于链式逆变器的 STATCOM 两种类型。

##### 2.5.2.1 变压器多重化逆变器的 STATCOM

我国首次研制成功的  $\pm 20\text{Mvar}$  STATCOM 的总体构成图见图 6.7-3。它主要由直流电压源 (通常以直流电容代替)、基于 GTO 的逆变器和连接变压器三部分组成。以二极管构成的整流桥从交流系统吸取少量有功功率对直流电容 C 充电, 保持其电压稳定。控制器根据电网无功变化情况, 通过 6 个全控型开关器件构成的三相逆变器向系统输入感性或容性无功。STATCOM 向系统注入的无功  $Q$  为

$$Q = \frac{U_s^2}{2R_s} \sin 2\delta \quad (6.7-13)$$

式中:  $U_s$  为系统电压;  $R_s$  为逆变桥等效电阻;  $\delta$  为 STATCOM 输出电压与  $U_s$  的夹角。

由式 (6.7-13) 可知, 通过调节  $\delta$  的大小, 就可以控制 STATCOM 注入系统的无功功率。由于  $R_s$  很小, 所以调节

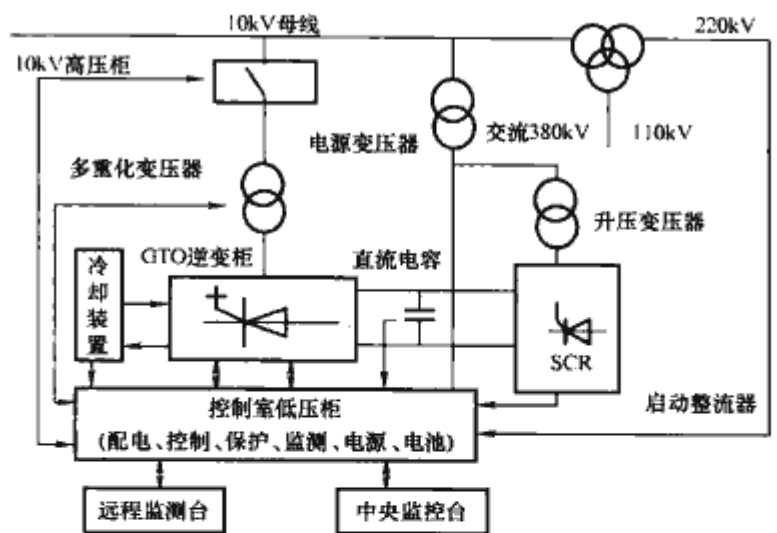


图 6.7-3  $\pm 20\text{Mvar}$  STATCOM 总体构成图

范围非常大。如果多台 STATCOM 并联移相输出, 则可提升补偿容量, 又能抑制装置本身的谐波电流。

##### 2.5.2.2 链式逆变器的 STATCOM

$\pm 50\text{Mvar}$  STATCOM 是一种采用基于集成门极换相晶闸管 (IGCT) 器件的链式多电平电压型逆变器, 它与采用变压器多重化逆变器的 STATCOM 相比较, 具有显著的优点: ①采用普通变压器接入系统, 避免了多重化变压器, 减小了占地面积, 降低了装置成本; ②在系统受到扰动时, 可以分相进行控制以便更好地提供电压支撑作用; ③采用模块化结构, 便于扩展装置容量; ④采用冗余功率模块, 提高了装置的可靠性; ⑤避免了多重化逆变变压器激磁回路中剩磁和饱和非线性所导致的过电压和过电流问题。

链式逆变器的 STATCOM 原理电路如图 6.7-4 所示。

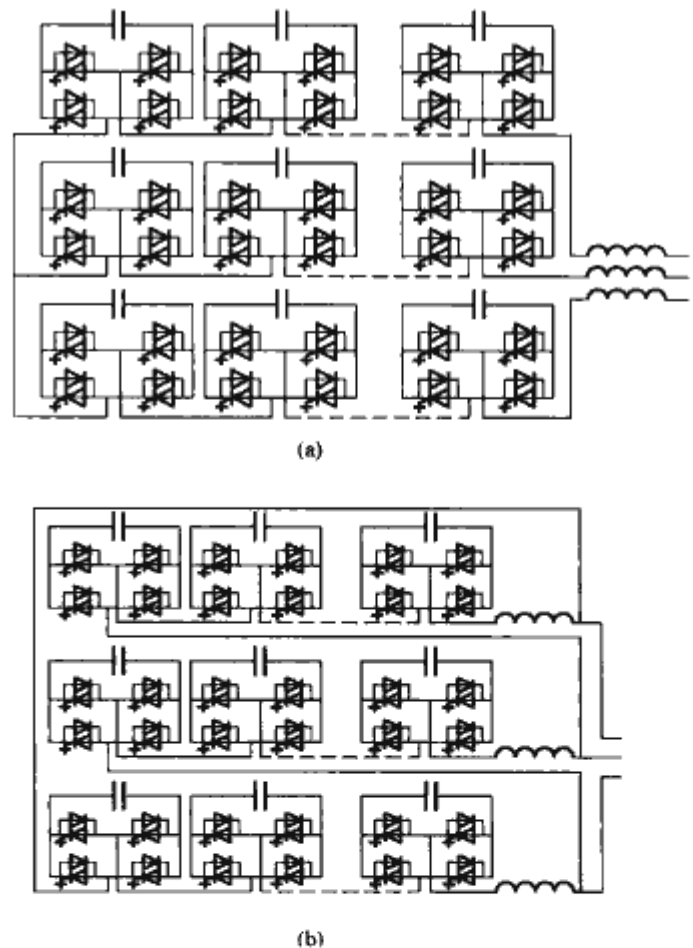


图 6.7-4 链式逆变器的 STATCOM 原理电路  
(a) 星形接法; (b) 三角形接法

#### 2.5.3 应用

STATCOM 在输电系统中作为无功补偿装置应用时, 除具有 SVC 的所有良好性能外, 运行范围更宽, 且输出无功电流不受系统电压影响。采用多重化技术的 STATCOM,



谐波含量少，不需要滤波器，能够有力的提高系统的暂态性能。由于它具有 SVC 所无法比拟的优点，在国际范围内正得到越来越多的应用，在日本和欧美国家 STATCOM 的应用已经较为广泛。

1999 年 3 月，由河南省电力局和清华大学共同研制成功  $\pm 20\text{Mvar}$  STATCOM 后，上海超高压公司、清华大学、许继联合研制的 1 台  $\pm 50\text{Mvar}$  STATCOM 装置，2006 年成

功投运，安装在黄渡分区西郊变电站，以提高系统暂态电压的稳定水平。

由于 STATCOM 在我国的应用还不广泛，技术尚未成熟，造价较高，所以目前在直流输电工程中还没有得到应用，随着 STATCOM 这项技术的日渐发展和不断完善，有可能作为直流输电换流站无功补偿设备的候选设备之一。

# 第 8 章 换流站直流避雷器

## 1 直流避雷器特性

### 1.1 伏安特性

避雷器中使用的金属氧化物材料是氧化锌材料。对于正极性和负极性的外施电压具有对称的电流特性。它的伏安特性可用  $V/mm$ 、 $A/mm^2$  的坐标画出。在材料开发时，它可以对伏安特性给出清晰而适用的描述。此外，伏安特性还可以用对制造厂和使用部门都很实用的  $V$  与  $A$  为单位的坐标来表达。图 6.8-1 是一种金属氧化物电阻片 ( $\phi 80mm \times 20mm$ ) 的典型伏安特性。

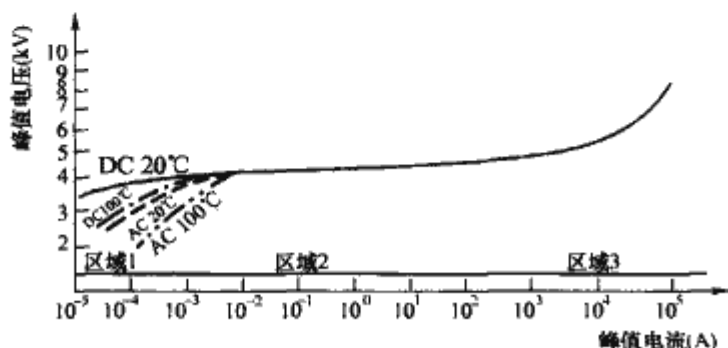


图 6.8-1 一种金属氧化物电阻片的典型伏安特性

在约  $10^{-2} A$  以下的区域，氧化锌材料中的电流很容易随温度变化。例如，温度较高时，它的增加如图 6.8-1 所示。因此，当施加电压时材料的温度上升时，由于电流增加产生的热效应，会使材料发生热崩溃。

如果连续施加持续运行的直流电压，使约  $1mA$  的电流保持较长时间，然后将外施直流电压的极性急速翻转，则在极性翻转的瞬间，电流会增大到原值的数倍，然后在数小时内降至原稳态电流的  $1.1 \sim 1.4$  倍，再在  $200 \sim 300h$  内最终恢复到原水平。这种现象是由于长时间施加直流电压使离子迁移而形成的电势壁垒的变形而产生的。这是在直流下使用氧化锌材料的一个特殊性。

在很宽的电流  $10^{-3} \sim 10^4 A$  范围内，氧化锌材料的电压变化是很小的。它在上述电流范围内在对数坐标下近似为一直线，它的伏安特性可用式 (6.8-1) 表示，即

$$I = CU^a \quad (6.8-1)$$

式中： $C$  为常数； $a$  为非线性系数。

在  $10^4 A$  和  $10^{-3} A$  下的电压之比不超过 2，因为  $a$  的值在  $10 \sim 50$  之间。

在大电流区，曲线上翘，在这一区域内，氧化锌晶粒本身呈电阻性，上翘部分是晶粒的压降。

### 1.2 微观结构

金属氧化物电阻片是用氧化锌 ( $ZnO$ ) 与少量的添加剂 (如  $Bi_2O_3$ 、 $CoO$ 、 $Cr_2O_3$ 、 $MnO$ 、 $Sb_2O_3$ ) 经球磨、混合、干燥、干压成型，最终再烧结而制成的。

图 6.8-2 所示是用电子扫描显微镜观察到的氧化锌材料的微观结构。

氧化锌晶粒 (直径约  $10\mu m$ ) 的电阻率很低。它被高电

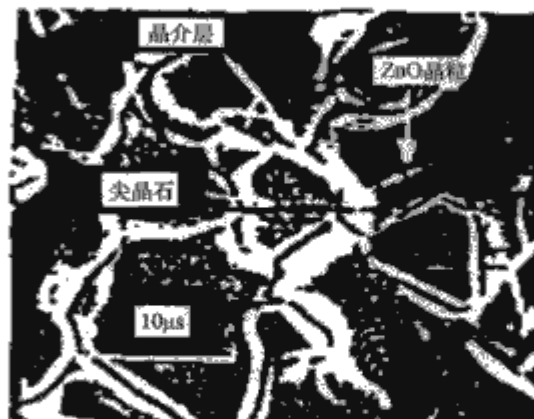


图 6.8-2 氧化锌材料的微观结构

阻氧化物构成的晶界层 (约  $0.1\mu m$ ) 所包围。这两者互相紧密连接。氧化锌电阻可用图 6.8-3 所示的等效电路表示，图中的  $R$  是晶界层的非线性电阻，其电阻率变化范围从  $(10^{-10} \sim 1)\Omega \cdot cm$

(在低的电场强度下)，取决于所处的电场强度，晶界层的相对介电常数  $\epsilon$  为  $500 \sim 1200$  (某些情况下会达到 1600)。串联电阻  $r$  是氧化锌晶粒的电阻，其电阻率约为  $1\Omega \cdot cm$ 。从这个等效电路可

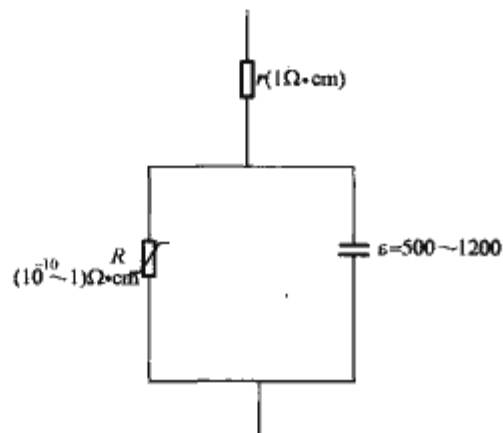


图 6.8-3 氧化锌电阻的等效电路

知，在工频运行电压下，氧化锌电阻片几乎是完全容性的。其电容值与所用的材料和尺寸有关，对于直径为  $150mm$ 、 $20mm$  厚的电阻片，该值为  $100 \sim 1100pF$ 。

### 1.3 导电机理

按图 6.8-2 的微观结构的导电机理，图 6.8-1 所示的伏安特性按其斜度可分为以下三个区域。

(1) 低电场区域 (区域 1)。该区域对应于施加正常电压的条件。这一区域内的导电机理可用晶界层的能量势垒来解释。该势垒使电子不能从一个晶粒向另一晶粒移动。外施电场可使这些势垒降低，电子可在热作用下穿过势垒。这一作用称为 Schottky 发射，它产生一个通过氧化锌材料的小电流。该电流密度可近似地用式 (6.8-2) 表示，即

$$J_s = J_0 \exp \left[ - \frac{\left( \Phi_B - \frac{Ee^3}{4\pi\epsilon} \right)}{kT} \right] \quad (6.8-2)$$

式中： $J_0$  为常数， $\Phi_B$  为电势壁垒； $e$  为电子电荷， $\epsilon$  是介电系数； $E$  为电场强度； $k$  为 Boltzmann 常数； $T$  为绝对温度。

温度升高使电子能量增加，使它们更容易穿过势垒，使电流增大。

(2) 中电场区 (区域 2)。该区域对应于施加冲击电压的条件。当晶介层电场强度达到  $10^6 V/cm$  时，由于隧道效应，电子会通过势垒，其电流密度可用式 (6.8-3) 表



示, 即

$$J_s = J_1 \exp\left(-A \frac{\sqrt{\Phi_B}}{E}\right) \quad (6.8-3)$$

式中:  $J_1$ ,  $A$  为常数。

(3) 高电场区 (区域 3)。在此区域, 由于隧道效应, 势垒上的压降很低, ZnO 晶粒的电阻  $r$  上的压降起主导作用, 而且电阻片成为几乎完全阻性的。电流密度逐渐达到式 (6.8-4) 表示的值, 即

$$J_s = \frac{E}{\rho} \quad (6.8-4)$$

式中:  $\rho$  为 ZnO 晶粒电阻  $r$  的电阻率。

#### 1.4 氧化锌材料的老化

氧化锌材料的伏安特性可能会由于下述应力而老化:

- (1) 持续运行电压的电压应力。
- (2) 雷电冲击电流的电流应力。
- (3) 暂时过电压或长时间过电压的能量应力。
- (4) 工作环境的热应力。

电压应力是决定使用寿命的因素之一。其原因是: 氧化锌材料中的电流由于受到电压应力而缓慢上升。在受到过高的电流应力后小电流区的伏安特性会产生变化, 并且呈不对称性。这意味着正极性电流会与负极性电流不同。在区域 1 某指定电压下的电流在重复施加冲击电压或过大的交流电压应力后显示出增加的趋势。这种现象被称为电老化与热老化。对评价避雷器寿命来说, 这是一种不希望的变化。

施加长时间过电压或暂时过电压时, 由于能量应力的作用, 氧化锌材料温度上升。因为氧化锌材料是一种陶瓷, 一般来说, 温度在  $100 \sim 200^\circ\text{C}$  内变化不会影响伏安特性。但是, 氧化锌材料因过电压而产生的温升会引起发热不稳定, 从而导致在高运行电压、高环境温度或重复施加过电压条件下的热崩溃。一次暂时过电压中吸收的能量的典型值为  $200 \sim 400\text{J}/\text{cm}^3$ 。

避雷器设计时, 对上述吸收能量必须考虑一定的安全裕度, 还必须建立一种试验方法来保证满足这一裕度。高温环境下运行会抵消这一热稳定裕度, 因此, 必须考虑环境温度的上限。

如果金属氧化物电阻片直接在油中运行, 还必须特别考虑油中的老化现象和老化过程。

#### 1.5 热稳定性

“热崩溃”这一术语用来描述下述情况: 避雷器功率损耗在电阻片温度较高时增大, 并引起电阻片温度的进一步提高, 最终导致避雷器失效。如果在动作负载产生温升后, 在规定的持续运行电压和环境条件下, 电阻片的温度随时间降低, 则称避雷器为热稳定的。热稳定性是使用无串联间隙氧化锌材料的避雷器的必要性能。热崩溃与氧化锌材料中热量的产生和消散有关。以下因素会影响热稳定性:

- (1) ZnO 材料的老化程度。
- (2) 施加的正常电压值。
- (3) 过电压幅值和能量耗散。
- (4) 避雷器结构。
- (5) 避雷器环境温度。

避雷器对应上述因素而产生的老化并导致寿命终结的性能评价是任何一种成熟的避雷器试验方法的重要方面。因为热稳定是一种暂态现象, 因此必须对这一现象的各种状态作出评价。避雷器的状态随时间的变化可以通过观测避雷器电

流来确定。这些变化可按图 6.8-4 所示的形态来分类。

对图 6.8-4 中状态 1~3 的热崩溃的判断可用表 6.8-1 来解释。

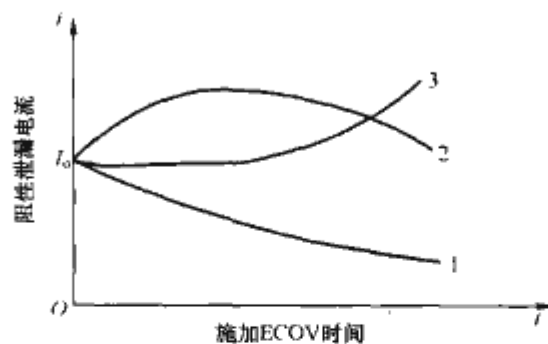


图 6.8-4 等值持续运行电压 (ECOV)

下避雷器电流的暂态变化

- 1— $i < I_0$ 、 $di/dt < 0$  的电流随时间变化曲线;  
2— $i > I_0$ 、 $di/dt < 0$  的电流随时间变化曲线;  
3— $i > I_0$ 、 $di/dt > 0$  的电流随时间变化曲线

表 6.8-1 热崩溃的判断

电流趋势	条 件	热崩溃的判断
1	$i < I_0$	无热崩溃
2	$i > I_0$	不确定 (需施加 ECOV 超过 30min 后再做判断)
3	$i > I_0$	热崩溃

## 2 直流避雷器的结构

### 2.1 高压直流避雷器的基本结构

高压直流避雷器在外形上与交流避雷器相似, 一般由避雷器单元、均压环、绝缘底座组装而成。

根据避雷器所承受的运行电压不同, 有些避雷器可以不带均压环, 如阀避雷器、直流母线避雷器、中性线避雷器、桥避雷器等。交流与直流滤波器的高压避雷器为补偿杂散电容对电位分布的影响, 一般都带有均压环。

一般而言, 直流系统的过电压能量比交流系统大得多, 直流避雷器所承受的能量负载通常较大。因此, 直流避雷器常设计成多柱或多元件的并联结构。多元件并联也称为外并, 在避雷器的外形上十分明显。

直流避雷器的安装有座式和悬挂式两种。当换流器采用悬挂安装方式时, 阀厅内的避雷器也采用悬挂安装方式。

大多数避雷器要求安装在线的监测装置, 以便观察避雷器的动作状态和泄漏电流的变化情况。

### 2.2 高压直流避雷器元件的基本结构

直流避雷器元件的内部结构与交流避雷器相似, 一般由外壳、非线性电阻片、弹簧、压力释放装置、密封装置等组装而成。

避雷器外壳有瓷套和硅橡胶复合外套两种结构。复合外套避雷器具有质量轻、防爆性能好和耐污秽性能好等优点。

避雷器内部芯体通常由多个电阻片柱并联构成, 每个电阻片柱又由多个串联的电阻片叠装而成。内部电阻片需采用紧固措施, 并用弹簧压紧。

瓷套避雷器的压力释放装置主要由内部空隙、防爆膜、外部喷弧口等构成。复合外套避雷器的压力释放装置有的与瓷套避雷器相似, 有的在绝缘筒壁上开有多个槽口以利于内部压力的释放。

避雷器的密封结构通常设计在避雷器元件两端的压板

上, 主要靠环形密封橡胶来保障避雷器的密封。

高压直流避雷器基本结构示意图如图 6.8-5 所示。

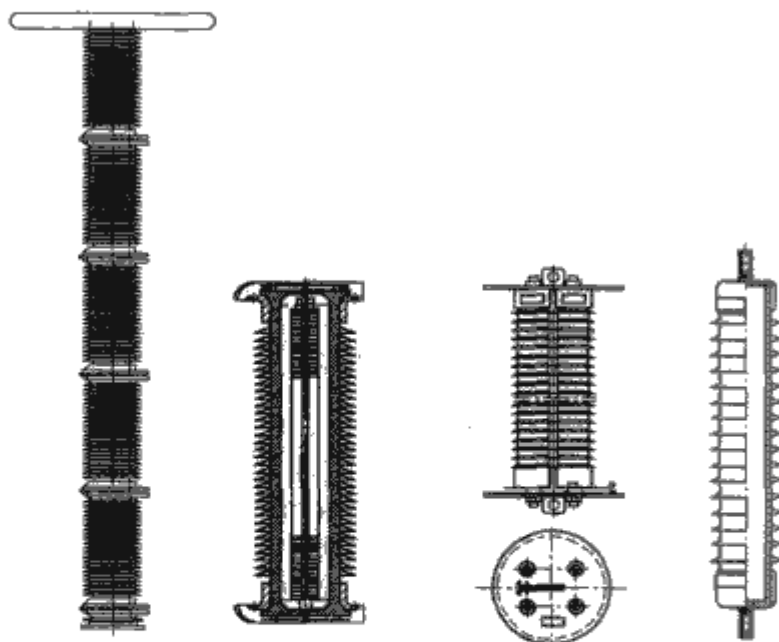


图 6.8-5 高压直流避雷器基本结构示意图

### 3 避雷器的主要类型

#### 3.1 阀避雷器 (V)

用于保护换流阀免受过电压的损坏。该避雷器加上晶闸管的正向保护触发构成换流阀的过电压保护。阀避雷器还决定换流变压器阀侧所需的相间绝缘水平。换流变压器阀侧绕组及换流器内各点所需的对地绝缘水平取决于阀避雷器和其他与其串联的避雷器的保护水平。

#### 3.2 直流中点母线避雷器 (M)

直流中点母线避雷器用于保护 12 脉波换流器下部 6 脉波换流器免受过电压的损坏, 阀避雷器和直流中点母线避雷器一起决定上部 6 脉波换流器对应换流变压器阀侧绕组所需的对地绝缘水平, 该点的保护水平为这两个避雷器保护水平之和。

#### 3.3 桥避雷器 (B)

用于保护所跨接的 6 脉波桥免受过电压的损坏。

#### 3.4 换流器直流母线避雷器 (CB)

用于保护平波电抗器换流器侧高压直流极线上连接的设备免受过电压的损坏。

#### 3.5 换流器避雷器 (C)

用于限制侵入到阀厅的雷电过电压幅值。对于较低电压的换流器, 若没有雷电侵入阀厅的危险, 可不安装该避雷器。

#### 3.6 直流母线避雷器 (DB)、直流线路避雷器 (DL)

用于保护与直流极线相连接的直流开关场上的设备免受过电压的损坏。由于距离效应, 通常要安装不止一只避雷器。线路入口处那只称为直流线路避雷器。

#### 3.7 中性母线避雷器 (E)

用于保护中性母线和与它连接的设备免受过电压的损坏。当双极对称运行时, 中性母线的运行电压接近于零。但

在单极或单极金属回线方式下, 需要考虑其运行电压。发生接地故障时, 该避雷器会受到很大的能量冲击, 通常要安装多只避雷器。

#### 3.8 直流滤波器避雷器 (FD)

用于保护直流滤波器的电抗器和电阻器免受过电压的损坏。该避雷器还可保护低压电容器, 这取决于使用的滤波器类型。

#### 3.9 平波电抗器避雷器 (DR)

用于保护平波电抗器免受过电压的损坏。在某些工程中, 因为换流器直流母线避雷器 (CB) 和直流母线避雷器 (DB) 已为该电抗器提供了充分的保护, 可不安装该避雷器。

#### 3.10 交流母线避雷器 (A)

安装于靠近交流网络进线终端和靠近换流变压器处, 用于保护交流母线和换流变压器免受过电压的损坏, 在某种程度上还起断路器操作引起的暂态过电压保护作用。如果换流变压器有连接无功补偿或滤波装置的第三绕组, 则在它的端子上通常也要安装避雷器。

交流母线避雷器需要与交流网络中已有的避雷器相配合, 它的保护水平一般选得比交流网络中已有的避雷器低。这样可以使已有的避雷器不致因为换流站大容量电容器组的存在而承受过重的应力, 同时可降低阀避雷器的应力, 使高压直流换流站得到最佳的保护。

#### 3.11 交流滤波器避雷器 (FA)

用于保护交流滤波器的电抗器和电阻器免受过电压的损坏。该避雷器还可保护低压电容器, 这取决于使用的滤波器类型。

### 4 直流避雷器配置

高压直流换流站 (包括相连接交、直流线路) 分为以下几部分 (见图 6.8-6):

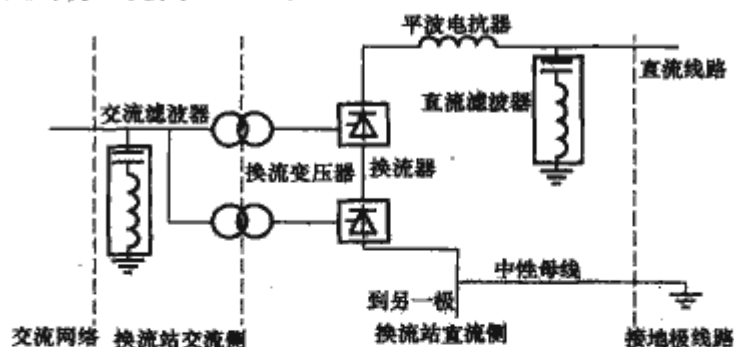


图 6.8-6 高压直流换流站电气分区图

- (1) 交流网络。
  - (2) 换流站交流侧, 包括交流滤波器、断路器和换流变压器网侧绕组。
  - (3) 换流站直流侧, 包括换流器、换流变压器阀侧绕组、平波电抗器、直流滤波器和中性母线。
  - (4) 直流线路。
- 高压直流换流站一极避雷器的配置如图 6.8-7 所示。
- 直流侧的避雷器按其持续运行电压分为以下 4 组 (见图 6.8-7):

- (1) 跨接在阀两端和跨接在 6 (或 12) 脉波换流器两端或跨接在 6 (或 12) 脉波换流器的高压端到换流站接地网之



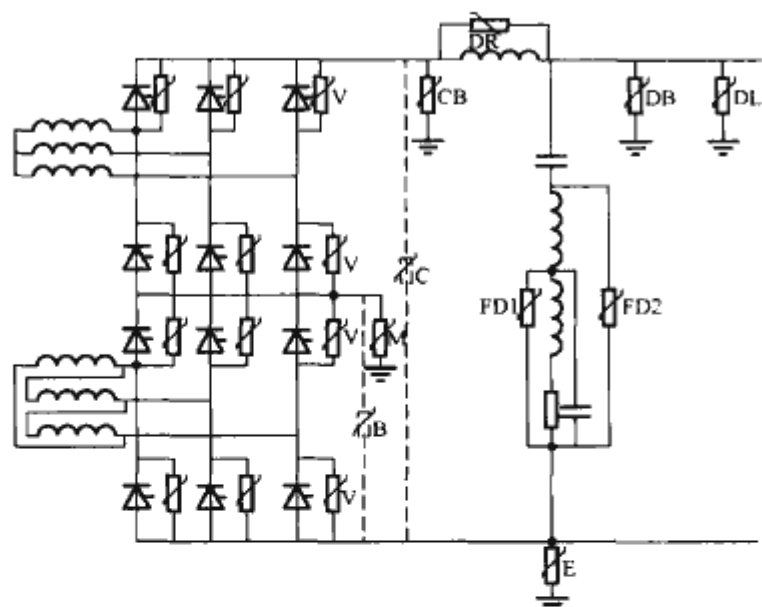


图 6.8-7 高压直流换流站一极避雷器的配置  
间的避雷器（V、B、C、M、CB）。

(2) 在高压直流极线与换流站接地网之间连接的避雷器（DB、DL）。

(3) 无显著持续运行电压的避雷器（E、DR）。

(4) 跨接直流滤波器的一部分，但要承受显著持续运行电压的避雷器（FD）。

对于背靠背高压直流换流站，直流侧通常只需要阀避雷器（V），但有时还需配备换流器避雷器（C）或换流桥避雷器（B），见图 6.8-8。

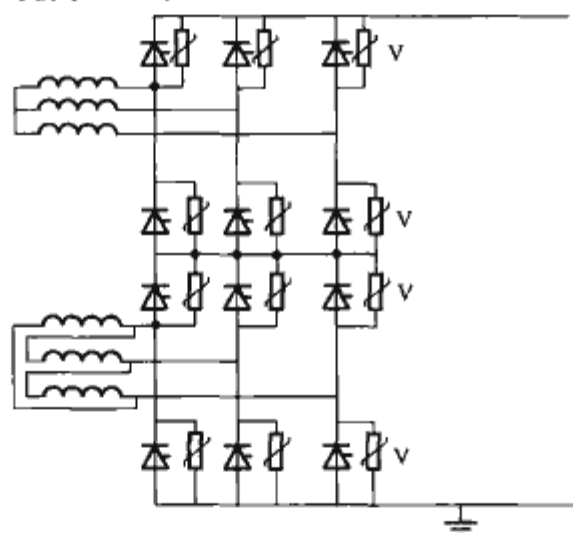


图 6.8-8 背靠背高压直流换流站  
直流侧避雷器布置示例

在高压直流换流站的交流侧，安装有相对地避雷器（A）和跨接一个或两个交流滤波器电抗器的交流滤波器避雷器（FA），见图 6.8-9。

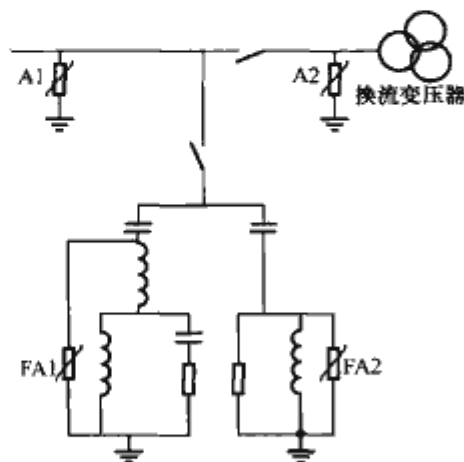


图 6.8-9 高压直流换流站  
交流侧避雷器布置示例

## 5 直流避雷器参数选择

### 5.1 直流避雷器的主要参数

#### 5.1.1 直流避雷器持续运行电压

高压直流换流站直流侧避雷器持续运行电压是由直流电压叠加谐波电压组成的。其持续运行电压分为以下三个不同的值：

(1) 最大峰值持续运行电压（PCOV）。指包括换相过冲的最高持续运行电压峰值。

(2) 峰值持续运行电压（CCOV）。指不包括换相过冲的最高持续运行电压峰值。

(3) 等效持续运行电压（ECOV）。指等同于在实际运行电压下产生相同功耗的电压值。

说明：①既可选用工频电压，也可选用直流电压，或者两者的组合；②电压值和功耗可采用计算方法或通过特殊试验回路的试验确定。

#### 5.1.2 阀避雷器（V）的持续运行电压

阀避雷器的持续运行电压的波形如图 6.8-10 所示。其  $U_{CCOV}$  与  $U_{diomax}$  成正比，即

$$U_{CCOV} = \frac{\pi}{3} U_{diomax} \quad (6.8-5)$$

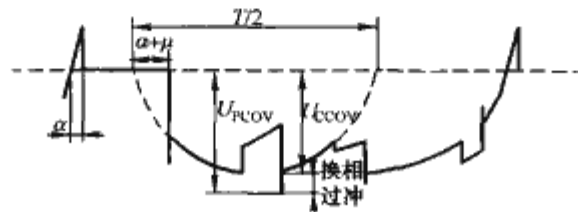


图 6.8-10 阀避雷器的持续运行电压波形

$U_{CCOV}$  与持续运行电压的直流分量之比为 2.2~3.3。在较大延迟角下运行会加大换相过冲，使 PCOV 值进一步提高。

#### 5.1.3 直流中点母线避雷器（M）的持续运行电压

直流中点母线避雷器的持续运行电压的波形如图 6.8-11 所示。如忽略接地极线路上的电压降，则它的 CCOV 与阀避雷器相同。这个电压由直流电压分量叠加纹波构成， $U_{CCOV}$  与持续运行电压的直流电压分量之比为 1.1~1.2。

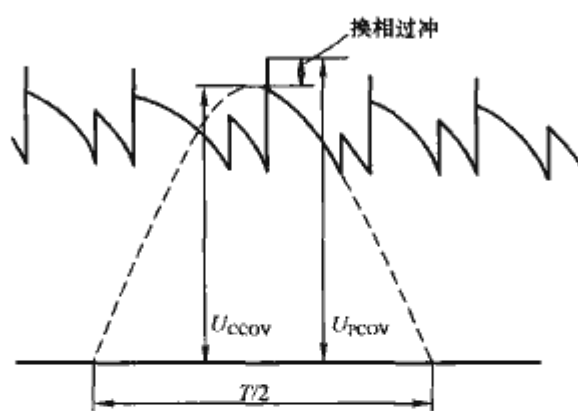


图 6.8-11 直流中点母线避雷器的  
持续运行电压波形

#### 5.1.4 换流器直流母线避雷器（CB）的持续运行电压

换流器直流母线避雷器的持续运行电压的波形如图 6.8-12 所示。它由直流电压分量叠加纹波构成。当  $\alpha + \mu$  很小时，理论上  $U_{CCOV}$  为

$$U_{CCOV} = \frac{2\pi}{3} U_{diomax} \cdot \cos 15^\circ \quad (6.8-6)$$

对于 12 脉波换流器来说， $U_{CCOV}$  与直流分量之比约为 1.07。此外，对于 PCOV 来说，还必须考虑换相过冲的影响。

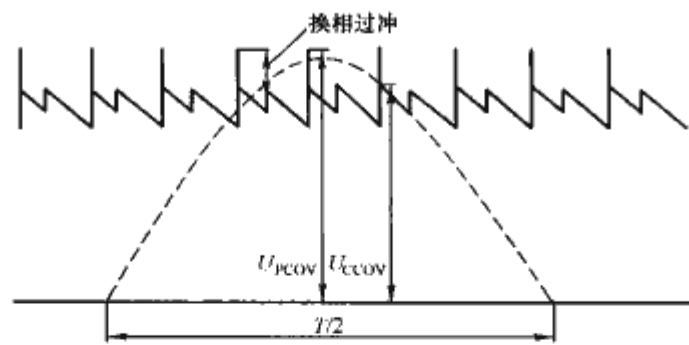


图 6.8-12 换流器直流母线避雷器的持续运行电压波形

5.1.5 直流母线避雷器 (DB) 的持续运行电压

直流母线避雷器的持续运行电压没有换相过冲，仅叠加有换流器产生的很小的 6 (或 12) 脉波纹波。

5.1.6 中性母线避雷器 (E) 的持续运行电压

中性母线避雷器的持续运行电压通常很低。单极运行时，其持续运行电压值是由接地极引线或金属返回线上产生的较低的直流电压与换流器产生的较低的 6 (或 12) 脉波纹波决定的。

5.1.7 直流滤波器避雷器 (FD) 的持续运行电压

直流滤波器避雷器的持续运行电压由通过滤波器的一个或几个较低的谐波电压构成，其频率对应于该滤波支路的调谐频率。该避雷器的特性通常由暂时过电压决定。

5.1.8 平波电抗器避雷器 (DR) 的持续运行电压

平波电抗器避雷器的持续运行电压主要来自换流器很小的脉波电压。这个避雷器承受与换流器母线运行电压反极性的雷电过电压。

5.1.9 交流滤波器避雷器 (FA) 的持续运行电压

交流滤波器避雷器的持续运行电压为很低的工频电压叠加对应于该滤波支路调谐频率的谐波电压。

5.1.10 持续电流

持续电流是指施加持续运行电压时流过避雷器的电流。它由阻性分量和容性分量组成，包括由谐波产生的分量。

5.1.11 配合电流

用于系统绝缘配合，确定避雷器最大残压的电流称为配合电流。配合电流分为以下 4 种：

(1) 陡波冲击电流。视在波前时间为  $1\mu\text{s}$  的一种冲击电流，因设备调整的限制，实测值为  $0.9\sim 1.1\mu\text{s}$ ，视在波尾半峰值时间不大于  $20\mu\text{s}$ 。波尾半峰值时间不是重要的，在残压型式试验时可有任意偏差。

(2) 雷电冲击电流。一种 8/20 的冲击电流，因设备调整的限制，视在波前时间的测量值为  $7\sim 9\mu\text{s}$ ，波尾半峰值时间为  $18\sim 22\mu\text{s}$ 。波尾半峰值时间不是重要的，在残压型式试验时可有任意偏差。

(3) 操作冲击电流。视在波前时间大于  $30\mu\text{s}$  但小于  $100\mu\text{s}$  的一种冲击电流，视在波尾半峰值时间约为视在波前时间的 2 倍。

(4) 缓波前操作冲击电流。视在波前时间为  $(1000\pm 100)\mu\text{s}$ ，半峰值时间约为波前时间 2 倍的冲击电流峰值。

5.1.12 避雷器残压

避雷器流过冲击电流时两端的电压降。按冲击电流的种类，避雷器的残压分为陡波冲击残压、雷电冲击残压和操作冲击残压。

5.1.13 避雷器能量耐受能力

避雷器运行时耐受各种冲击负载的能量冲击的能力。避雷器的比能量 ( $\text{kJ/kV}$ ) 表示其可耐受能量冲击的能力。

5.1.14 避雷器的短路电流

避雷器发生短路故障时流过的电流有效值。

5.2 参数选择

5.2.1 一般原则

直流避雷器的电气性能参数应通过系统研究而选择。通过系统研究和分析，可得到避雷器的持续运行电压、能量耐受能力等参数。根据换流站的典型负载分析及其防雷水平可确定配合电流的大小。根据换流站绝缘配合的研究可确定避雷器的残压和主要电器设备的绝缘水平。根据避雷器安装位置预期短路的研究与分析可确定避雷器的短路电流的大小。

5.2.2 主要事件与负载类型

为了确定避雷器的电气参数，需要研究的作用于各种避雷器的主要事件如表 6.8-2 所示。这些主要事件作用于避雷器而产生的冲击负载的类型如表 6.8-3 所示。

表 6.8-2 作用于各种避雷器的主要事件

避雷器类型	事 件									
	直流极接地故障	直流线路进雷	直流线路操作冲击	接地极线进雷	阀侧交流相对地故障	3 脉波阀组电流熄灭	6 脉波阀组电流熄灭	单极运行时失去返回路径	交流侧接地故障开操作	交流系统进雷
阀避雷器 (V)					★	★			★	★
直流中点母线避雷器 (M)					★		★		★	★
换流器直流母线避雷器 (CB)									★	★
直流母线避雷器 (DB)	★	★	★							
中性母线避雷器 (E)	★	★	★	★	★			★	★	
直流滤波器避雷器 (FD)	★	★	★						★	
平波电抗器避雷器 (DR)	★	★			★				★	
交流母线避雷器 (A)									★	★
交流滤波器避雷器 (FA)									★	★

注 如果是两个 12 脉波阀组串联，还会有以下事件：  
(1) 一个 12 脉波阀组内电流熄灭。  
(2) 一个 12 脉波阀组短路。

表 6.8-3 主要事件作用于避雷器而产生的冲击负载的类型

事 件	雷电波和陡波		操作波和暂时过电压	
	电流	能量	电流	能量
直流极接地故障	E、FD	E、FD	DB、DR、E	E
直流线路进雷	DB、FD、DR、E			
直流线路操作冲击			DB、E、FD	
接地极线进雷	E			
阀侧交流相对接地故障	V		DR、V、E、M	V、E、M



事 件	雷电波和陡波		操作波和暂时过电压	
	电流	能量	电流	能量
3 脉波阀组电流 熄灭			V	V
6 脉波阀组电流 熄灭			M	M
单极运行时失去返 回路径			E	E
交流侧接地故障和 开关操作	FA	FA	V、M、 CB、A、FA、 E、FD、DR	V、A、 E、FD
交流系统进雷	A、FA			
雷电绕击	V、M、CB			

注 各符号表示的避雷器如表 6.8-2 所示。

5.2.3 能量耐受

从系统研究得到的电流幅值、能量、冲击电流的波前时间  
及持续时间等都必须转换为避雷器试验值。

因此，在几个基波周波内重复发生的多个电流冲击被看  
成一次单个放电，它所具有的等值能量和持续时间应等于考  
虑了合成冲击的电流幅值和持续时间后的实际能量脉冲的累  
积值。在确定等值能量时必须考虑 MOA 的能量耐受能力会  
由于脉冲时间缩短而降低。

避雷器能量耐受能力为

$$W = W_0 \left( \frac{T}{T_0} \right)^\gamma \tag{6.8-7}$$

式中： $W_0$  为持续时间为  $T_0$  的方波电流能量吸收能力； $W$   
为持续时间为  $T$  的方波电流的能量吸收能力； $\gamma$  取 0.25。

式 (6.8-7) 是根据方波电流建立的。然而，其他波形  
可以转化成与原冲击幅值相同的近似等值的方波。例如，波  
形为 4/10 $\mu$ s 的冲击电流可转化为如图 6.8-13 所示的方波。

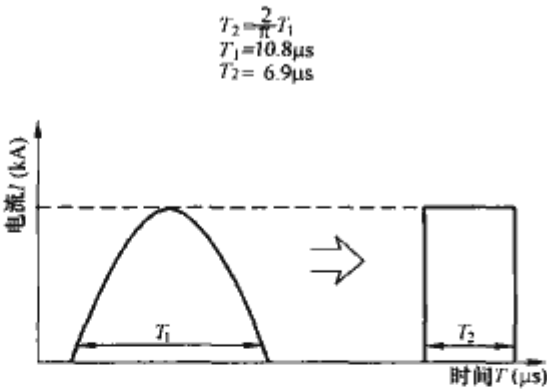


图 6.8-13 4/10 $\mu$ s 的冲击电流波转化为等值方波

按式 (6.8-7) 计算，则任何冲击电流都可转化为具有  
等值应力的方波电流。如前所述，一次故障事件可导致在几  
个周波的时间内产生一次或多次对避雷器的能量冲击。图  
6.8-14 所示为 4ms 内产生 3 次能量冲击的情况，其累积持  
续时间为  $T_1 + T_2 + T_3$ 。

如果避雷器的能量应力要求是以持续时间 4ms 的方波  
电流定义的，则为满足图 6.8-14 的应力，其试验要求值可  
按式 (6.8-8) 计算

$$W' = W_1 (4000/0.5T_1)^{0.25} + W_2 (4000/0.5T_2)^{0.25} + W_3 (4000/0.5T_3)^{0.25} \tag{6.8-8}$$

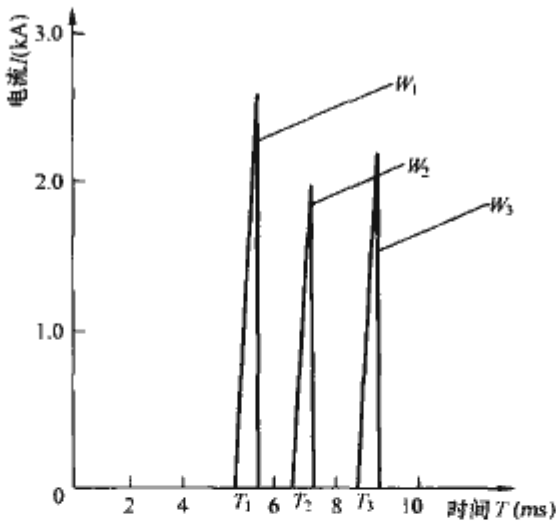


图 6.8-14 4ms 内产生 3 次能量冲击的情况

如果决定性工况产生电流幅值和持续时间不相等的冲击  
电流，如图 6.8-15 所示，则必须特别考虑高幅值放电电流  
的影响。



图 6.8-15 由两个幅值和持续时间不相同的放电  
电流组成的一个假定的决定性工况

如果第一个电流的峰值低于避雷器保证的大电流冲击耐  
受能力的 30%，则无需做特殊考虑，可以直接使用式  
(6.8-8)。这是指，如果制造厂担保的大电流是每个电阻片  
柱 100kA (4/10)，则决定性电流为每柱 30kA。如果第一个  
电流峰值的幅值更高，则有两种可能。第一种是按图 6.8-16  
做试验，第二种是制造厂可以用一个特殊的试验来验证，在  
能量耐受试验中要求每柱通过的最大电流幅值不会造成其特  
性的显著变化，如功率损耗增加等。

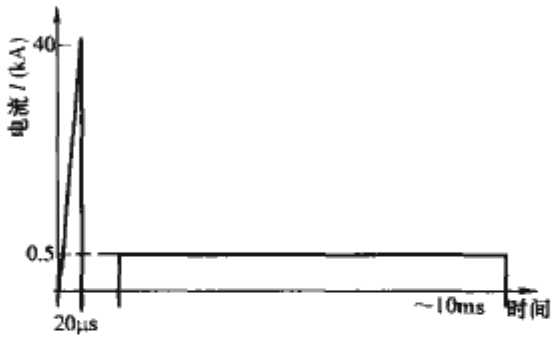


图 6.8-16 试验程序

由于输入数据的偏差，在系统研究中计算得到的能量数  
值应留有合理的安全裕度。它可用式 (6.8-9) 表示，即

$$W = S_2 W_1 \tag{6.8-9}$$

式中： $W$  为确定避雷器参数和试验值使用的能量； $W_1$  为系  
统研究确定的能量； $S_2$  为安全系数， $S_2$  的范围是 1.0～  
1.2，它取决于输入数据的允许误差和可能产生高于被研究  
工况的应力的决定性故障过程的概率。

## 6 直流避雷器试验

### 6.1 外观检查

对于复合外套避雷器,其试验方法应符合 JB/T 8952—2005《交流系统用复合外套无间隙金属氧化物避雷器》的规定;对于瓷外套避雷器,其试验方法应符合 GB/T 775.1—2006《绝缘子试验方法 第1部分 一般试验方法》的规定。

### 6.2 避雷器最小公称爬电比距检查

避雷器绝缘部分爬电距离的测量应符合 GB/T 775.1—2006《绝缘子试验方法 第1部分 一般试验方法》的规定。

### 6.3 阻性电流试验

型式试验应在整只避雷器上进行。对于有显著持续运行电压的避雷器,对试品施加工频试验电压有效值为持续运行电压峰值除以 $\sqrt{2}$ ;对于无显著持续运行电压的避雷器,对试品施加工频电压有效值为0.8倍直流参考电压除以 $\sqrt{2}$ 。测量通过试品的泄漏电流的阻性分量。

例行试验可在整只避雷器或避雷器元件上进行。若在避雷器元件上进行,则施加的工频试验电压按整只避雷器额定电压与元件额定电压的比例计算。

试验环境温度为 $(25\pm 10)^{\circ}\text{C}$ 。

### 6.4 工频参考电压试验

试验方法应符合 GB 11032—2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》中8.13的规定。

### 6.5 直流参考电压试验

试验方法应符合 GB 11032—2000中8.14的规定。

### 6.6 0.75倍直流参考电压下泄漏电流试验

试验方法应符合 GB 11032—2000中8.15的规定。

### 6.7 局部放电和无线电干扰电压试验

型式试验应在整只避雷器上进行,并按实际运行情况安装。

试验时,对于有显著持续运行电压的避雷器,对试品施加工频试验电压有效值为1.05倍的持续运行电压峰值除以 $\sqrt{2}$ (或在工程规范中规定的避雷器局部放电和无线电干扰电压试验时施加的电压值);对于无显著持续运行电压的避雷器,对试品施加工频试验电压有效值为1.05乘以0.8倍直流参考电压除以 $\sqrt{2}$ (或在工程规范中规定的避雷器局部放电和无线电干扰电压试验时施加的电压值),试验方法应符合 GB 11032—2000中8.16的规定。

制造厂在做例行试验时,也可采用其他灵敏的方法检验每只避雷器或避雷器元件的局部放电。

避雷器的持续运行电压峰值小于100kV时,不进行无线电干扰电压试验。

### 6.8 残压试验

#### 6.8.1 总则

测量残压的目的是为了验证各种规定的电流和波形下某种给定设计的残压。这些残压可从型式试验数据中得到,也

可从制造厂规定的和公布的例行试验用的雷电配合电流下的最大残压中得到。它包括规定的各种冲击电流下残压与在例行试验中所检验的电压水平的比值。后者可用参考电压或者在0.01~2倍配合电流范围内任一适当的雷电冲击电流下的残压,该电流值可依据制造厂例行试验程序来选定。

在制造厂资料中必须规定并公布例行试验用雷电冲击电流下残压,在各种规定的电流和波形下所测试验比例单元残压乘以公布的例行试验电流下的残压与在相同电流下所测比例单元残压之比便得到避雷器在该规定电流和波形下的残压。

雷电冲击残压允许用单个电阻片雷电冲击残压算数和代替。

全部残压试验应在相同的3只避雷器比例单元试品上进行。两次放电的间隔时间应足以使试品恢复到接近环境温度。对多柱避雷器,试验可以仅对取自1个柱的比例单元进行,此时试验电流值为规定电流幅值除以柱数。

#### 6.8.2 陡波冲击电流残压试验

应对3只试品的每1只试品施加3次陡波电流冲击,其幅值为避雷器陡波配合电流的0.5倍、1倍和2倍。所用电压测量系统的响应时间 $T$ 和 $T_1$ 应不超过20ns。电流测量回路响应时间应不超过150ns,见GB/T 16927.2—1997《高电压技术 第2部分:测量系统》。残压按GB 11032—2000中6.5确定。已确定的残压最大(或最小)值应画成残压与电流的曲线。在曲线上相应于配合电流读取的残压最大值,定义为避雷器陡波冲击保护水平。

#### 6.8.3 雷电冲击电流残压试验

应对3只试品的每1只试品施加3次雷电电流冲击,其幅值分别约为避雷器雷电配合电流的0.5倍、1倍和2倍。视在波前时间应在7~9 $\mu\text{s}$ 之间,而半峰值时间(无严格要求)可有任意偏差。残压按GB 11032—2000中6.5确定。已确定的残压最大值应画成残压与电流的曲线。在曲线上相应于配合电流读取的残压最大值,定义为避雷器雷电冲击保护水平。

#### 6.8.4 操作冲击电流残压试验

应对3只试品的每1只试品施加3次操作电流冲击,其幅值分别约为避雷器操作配合电流的0.5倍、1倍和2倍。操作冲击电流试验使用两种不同的配合电流波形,一个试验的电流波形为视在波前时间30 $\mu\text{s}$ ,视在半峰值时间约为波前时间的2倍;另一个试验波形为视在波前时间1ms,视在半峰值时间约为波前时间的2倍。残压按GB 11032—2000中6.5确定。已确定的残压最大值应画成残压与电流的曲线。在曲线上相应于配合电流读取的残压最大值,定义为避雷器操作冲击保护水平。

缓波前操作冲击电流的最大值为2kA。

### 6.9 能量耐受试验

能量耐受采用2ms方波冲击电流波形,试验方法应符合GB 11032—2000中8.4的规定。

多柱并联的避雷器,可以按照柱数将能量折算到每一柱的比例单元或电阻片上再进行试验,能量折算时要考虑电流分布不均匀系数。

### 6.10 大电流冲击耐受试验

试验方法应符合GB 11032—2000中8.5的规定。

当系统研究得出的电流幅值超过100kA时,则试验时要使用实际可能产生的幅值。对于这类情况,由于试验条件的限制,



试验可以在单柱上进行，施加电流的幅值按比例减小。

## 6.11 动作负载试验

### 6.11.1 总则

如 GB 11032—2000 中 6.12 所述，本试验是对避雷器施加一定次数的规定冲击电流，并同时施加规定波形的电压以模拟运行条件。电压测量的精度应为±1%，并且从空载到满载电压峰值的变化不允许大于 1%。在动作负载试验期间，电压与规定值的偏差应不大于±1%。

若施加的电压为工频电压，则其峰值与有效值之比与 $\sqrt{2}$ 的偏差不大于 2%；若施加的电压为非正弦波的电压，则需要根据避雷器在换流站中所布置的不同位置来确定施加电压的性质。所施加的电压波形应尽可能符合避雷器在换流站中实际运行的工况。

通过该项试验的主要要求是避雷器在施加持续运行电压时能够逐渐冷却，即不出现热崩溃。因此要求被试避雷器比例单元的暂态及稳态热耗散能力等于或小于整只避雷器的热耗散能力。

试验程序包括：初始测量；预备性试验；施加冲击；测量和检查。

试品应符合 GB 11032 规定。在试验环境温度为 $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ 下对 3 只完整避雷器或避雷器比例单元试品进行。若被试避雷器的额定电压不小于 3kV，则试品的额定电压应不小于 3kV，但不必超过 12kV。

对于额定电压 12kV 以上的避雷器，因现有试验设备的限制，通常需要在避雷器比例单元上进行。重要的是施加在试品上的电压和通过试品的电流应尽可能代表整只避雷器的条件。

避雷器通过动作负载试验的评价参数是电阻片的功率损耗。因此应在升高的试验电压 $U_{CCOV}^*$ 或 $U_{ECOV}^*$ 下对电阻片进行动作负载试验，以使新电阻片在升高的 $U_{CCOV}^*$ 或 $U_{ECOV}^*$ 试验电压下给出的功率损耗相同于已老化的电阻片在持续运行电压的功率损耗。升高的试验电压应按 6.11.2 中规定的加速老化程序确定。

施加于避雷器比例单元的试验电压应为整只避雷器的持续运行电压除以相同的避雷器比例单元的系数 $n$ 。

该电压 $U_{SCCOV}$ 或 $U_{SECOV}$ 等于 $U_{CCOV}/n$ 或 $U_{ECOV}/n$ 应按 6.11.2 修正，以确定升高的试验电压 $U_{CCOV}^*$ 、 $U_{ECOV}^*$ 。

### 6.11.2 加速老化试验

加速老化试验程序应符合 GB 11032—2000 中 8.6.2 的规定。

如果施加的是非正弦波的电压，用于本试验程序中的电压应符合 6.11.1 总则中的规定。加速老化试验在直流背靠背试验回路上进行，以便施加的电压波形符合避雷器在换流站中实际运行的工况。

对于无显著持续运行电压的避雷器，可以不进行此项试验。

### 6.11.3 试品的热耗散特性

应符合 GB 11032—2000 中 8.6.3 的规定。

### 6.11.4 有显著持续运行电压避雷器的动作负载试验程序

#### 6.11.4.1 初始测量

完整的试验程序见图 6.8-17。

在预备性试验以前，作为动作负载试验的第一部分，应先分别测定 3 只试品（电阻片）在环境温度下的 10kA 放电电流下的雷电冲击残压和参考电压。对于多柱并联避雷器，还应进行电流分布测量。

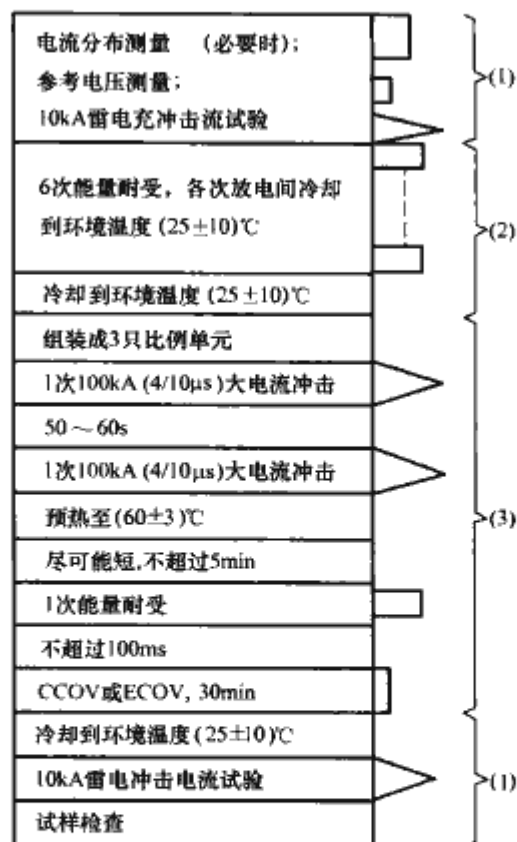


图 6.8-17 有显著持续运行电压  
避雷器的动作负载试验程序

- (1) — 试品置于敞开空气中；
- (2) — 试品封装或置于敞开空气中；
- (3) — 试品组装为比例单元

#### 6.11.4.2 预备性试验

预备性试验中，试品应经受 6 次高能放电，其值不小于规定的能量耐受值。2 次之间间隔时间应能使电阻片冷却到环境温度 $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ 。对于多柱并联的避雷器，可以在避雷器比例单元或电阻片上进行试验，确定所使用的能量时，要考虑电流分布不均匀系数而进行修正。试验可以在静止空气温度为 $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ 的敞开空气中对电阻片进行。能量耐受采用 2ms 方波冲击电流波形，见 GB 11032—2000 的规定。能量耐受试验完成后，试品冷却到环境温度 $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ ，组装 3 只比例单元。

#### 6.11.4.3 施加冲击

在动作负载试验开始时，比例单元的温度应在 $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ 范围内。

比例单元应耐受 100kA 的规定波形大电流冲击 2 次，2 次冲击的时间间隔为 50~60s。试验应在环境温度为 $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ 下进行。

大电流冲击试验完成后，该比例单元应在烘箱内预热，使试品的温度为 $(60 \pm 3)^\circ\text{C}$ 。

如果由于严重污秽或非正常运行条件认为必须用更高的温度时，经供需双方协商试验可使用更高的温度。

预备性试验和随后的冲击电流应施加相同的极性。

将比例单元从烘箱中取出，并应在尽可能短且不超过 5min 的时间内，对试品施加 1 次规定幅值的能量耐受。然后，应在尽可能快且在不超过 100ms 的时间内，对试品施加 30min 升高的持续运行电压（ $U_{CCOV}^*$ 或 $U_{ECOV}^*$ ），以证明热稳定性。

每次冲击应记录电流波形。同一试品的电流波形不应出现显示试品击穿或闪络的差异。

在施加升高的持续运行电压（ $U_{CCOV}^*$ 或 $U_{ECOV}^*$ ）期间，应连续记录试品电流值。

在施加电压期间，应监测电阻片温度或电流阻性分量或功率损耗，以证明热稳定或热崩溃。

在完成整个试验程序且在试品冷却到环境温度  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$  后，重复试验程序开始时的残压试验。

如达到热稳定，试验前后测得的残压变化不大于 5%，且试验后检查试品，电阻片无击穿、闪络或破碎痕迹，则认为避雷器通过了本试验。

### 6.11.5 直流母线和直流线路避雷器的动作负载试验程序

#### 6.11.5.1 初始测量

完整的试验程序见图 6.8-18。

在预备性试验以前，作为动作负载试验的第一部分，应分别测定 3 只试品（电阻片）在环境温度下的 10kA 放电电流下的雷电冲击残压和参考电压。对于多柱并联的避雷器，还应进行电流分布测量。

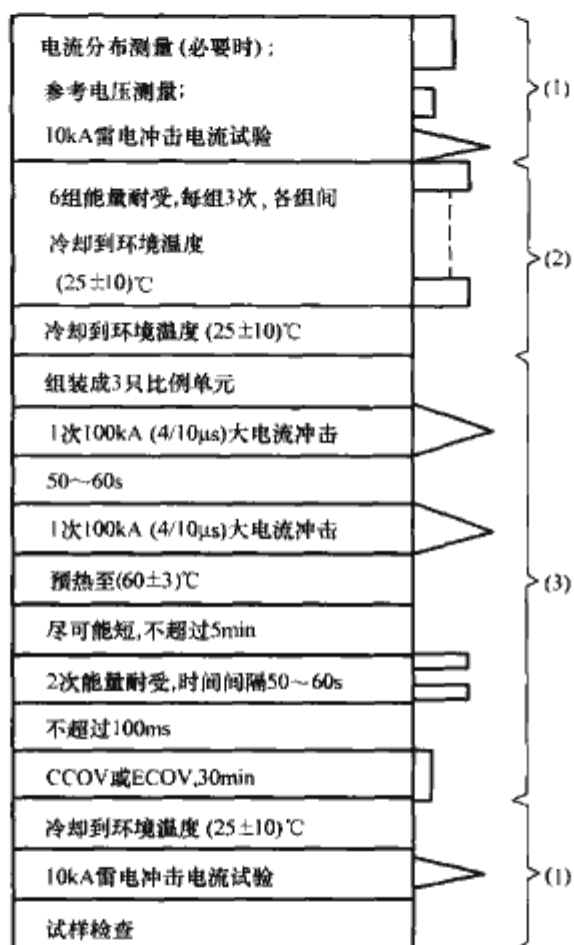


图 6.8-18 直流母线和直流线路避雷器的动作负载试验程序

- (1) — 试品置于敞开空气中；
- (2) — 试品封装或置于敞开空气中；
- (3) — 试品组装为比例单元

#### 6.11.5.2 预备性试验

预备性试验中，试品应经受 6 组能量耐受，每组 3 次，2 次动作间隔时间为 50~60s，2 组之间的间隔时间应使试品冷却到环境温度  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ ，其值不小于规定的能量耐受值。对于多柱并联的避雷器，可以在避雷器比例单元或电阻片上进行试验，确定所使用的能量时，要考虑电流分布不均匀系数而进行修正。试验可以在静止空气温度为  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$  的敞开空气中对电阻片进行。能量耐受采用 2ms 方波冲击电流波形，见 GB 11032—2000 的规定。能量耐受试验完成后，试品冷却到环境温度  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ ，组装 3 只比例单元。

#### 6.11.5.3 施加冲击

在动作负载试验开始时，比例单元的温度应在  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$  范围内。

比例单元应耐受 100kA 的规定波形大电流冲击 2 次，2 次

冲击的时间间隔为 50~60s。试验应在环境温度为  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$  下进行。

大电流冲击试验完成后，该比例单元应在烘箱内预热，使试品的温度为  $(60 \pm 3)^\circ\text{C}$ 。

如果由于严重污秽或非正常运行条件认为必须用更高的温度时，经供需双方协商试验可使用更高的温度。

预备性试验和随后的冲击电流应施加相同的极性。

将比例单元从烘箱中取出，并应在尽可能短且不超过 5min 的时间内，施加 2 次规定幅值的能量耐受，2 次冲击的间隔时间应为 50~60s。在第二次能量耐受后，比例单元应与线路脱离，然后应在尽可能短且不超过 100ms 的时间内，对试品施加 30min 升高的持续运行电压 ( $U_{CCOV}^*$  或  $U_{ECOV}^*$ )，以证明热稳定性。

每次冲击应记录电流波形。同一试品的电流波形不应出现显示试品击穿或闪络的差异。

在施加升高的持续运行电压 ( $U_{CCOV}^*$  或  $U_{ECOV}^*$ ) 期间，应连续记录试品电流值。

在施加电压期间，应监测电阻片温度或电流阻性分量或功率损耗，以证明热稳定或热崩溃。

在完成整个试验程序且在试品冷却到环境温度  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$  后，重复试验程序开始时的残压试验。

如达到热稳定，试验前后测得的残压变化不大于 5%，且试验后检查试品，电阻片无击穿、闪络或破碎痕迹，则认为避雷器通过了本试验。

### 6.11.6 无显著持续运行电压避雷器的动作负载试验程序

#### 6.11.6.1 初始测量

完整的试验程序见图 6.8-19。

在预备性试验以前，作为动作负载试验的第一部分，应分别测定 3 只试品（电阻片）在环境温度下的 10kA 放电电流下的雷电冲击残压和参考电压。对于多柱并联避雷器，还应进行电流分布测量。

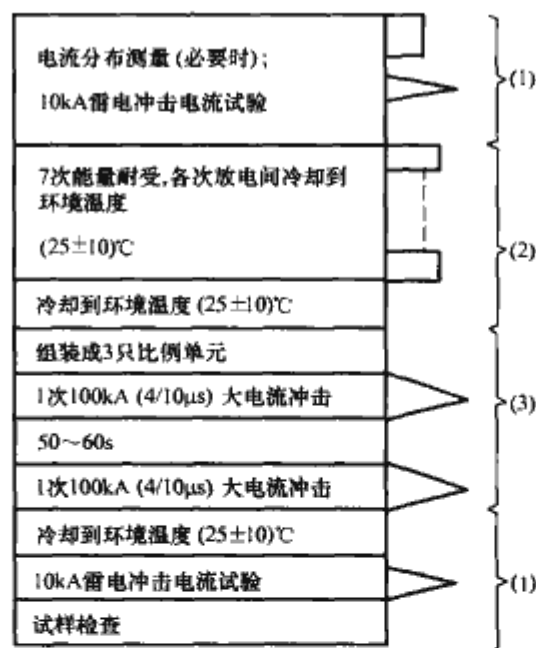


图 6.8-19 无显著持续运行电压避雷器的动作负载试验程序

- (1) — 试品置于敞开空气中；
- (2) — 试品封装或置于敞开空气中；
- (3) — 试品组装为比例单元

#### 6.11.6.2 预备性试验

预备性试验中，试品应经受 7 次能量耐受，其值不小于规定的能量耐受值。2 次之间间隔时间应能使电阻片冷却到环境温度  $(25 \pm 10)^\circ\text{C}$ 。对于多柱并联的避雷器，可以在避



雷器比例单元或电阻片上进行试验,确定所使用的能量时,要考虑电流分布不均匀系数而进行修正。试验可以在静止空气温度为 $(25\pm 10)^{\circ}\text{C}$ 的敞开空气中对电阻片进行。能量耐受采用2ms方波冲击电流波形,见GB 11032—2000的规定。能量耐受试验完成后,试品冷却到环境温度 $(25\pm 10)^{\circ}\text{C}$ ,组装3只比例单元。

### 6.11.6.3 施加冲击

在动作负载试验开始时,比例单元的温度应在 $(25\pm 10)^{\circ}\text{C}$ 范围内。

比例单元应耐受100kA的规定波形大电流冲击2次,2次冲击的时间间隔为50~60s。试验应在环境温度为 $(25\pm 10)^{\circ}\text{C}$ 下进行。

预备性试验和随后的冲击电流应施加相同的极性。

对于无显著持续运行电压的避雷器,热稳定的验证可以省略。

每次冲击应记录电流波形。同一试品的电流波形不应出现显示试品击穿或闪络的差异。

在完成整个试验程序且在试品冷却到环境温度 $(25\pm 10)^{\circ}\text{C}$ 后,重复试验程序开始时的残压试验。

如达到热稳定,试验前后测得的残压变化不大于5%,且试验后检查试品,电阻片无击穿、闪络或破碎痕迹,则认为避雷器通过了本试验。

## 6.12 热稳定验证

对于各类避雷器在图6.8-17和图6.8-18所示程序中,至少在施加升高的CCOV或ECOV的最后15min期间内,如果泄漏电流的阻性分量峰值或功率损耗或电阻片的温度稳定地降低,则认为经受动作负载试验的避雷器比例单元是热稳定的,且认为通过了本试验。

施加电压的稳定性和环境温度的变化对泄漏电流的阻性分量有很大影响。因此,在某些情况下,在施加电压结束时,仍不能明确地判断避雷器是否热稳定。如果出现这种情况,施加电压的时间应延长,直到能够确认电流或功率损耗或温度稳定降低为止。如果在施加电压3h以后,电流或功率损耗或温度尚未观察到明显增加趋势,则认为比例单元是稳定的。

## 6.13 暂时过电压耐受试验

本试验不是型式试验所必需的项目。供需双方协商确定并提供电压时间特性曲线,试验程序可参见GB 11032—2000附录D的规定。

## 6.14 避雷器外套的绝缘耐受试验

避雷器应尽可能按实际运行情况安装。

试验时,避雷器外套的外表面应清洁干燥,避雷器内部电阻片及其他元件应除去。具体试验方法应符合GB/T 16927.1—1997中的有关规定。

## 6.15 压力释放试验

### 6.15.1 瓷外套避雷器的压力释放试验

试验方法应符合GB 11032—2000中8.7的规定。

### 6.15.2 复合外套避雷器的压力释放试验

复合外套避雷器压力释放试验方法参照GB 11032—2000中8.7的规定。

试验后试品不应发生猛烈破碎,试品碎片应落在规定的围栏内。允许以下碎片落在围栏外:

- (1) 陶瓷材料碎片如电阻片或外套的硬质碎片,每片质量小于10g。
  - (2) 压力释放装置排气口的盖板或薄膜。
  - (3) 复合外套的柔软部分。
- 试品及碎片必须在试验结束后2min内自行熄灭。

## 6.16 多柱避雷器的电流分布试验

本试验应对所有并联的电阻片组或避雷器元件进行,一个并联电阻片组指的是各柱间没有中间电连接的装配好的一部分。制造厂应规定一个适当的冲击电流值,其值为通过每柱的电流100~1000A范围。在该电流下测量通过每柱的电流,并且计算出各柱之间的电流分布不均匀系数 $\beta$ 。

说明:如果在设计中所用并联电阻片组的额定电压比试验设备能提供的电压高时,在本试验中可在并联柱的中间部分增加电气连接线以降低并联电阻片组的额定电压,这样可确定几个人为的并联电阻片组。每一个人为的并联电阻片组应通过电流分布试验。

避雷器电流分布不均匀系数 $\beta$ 的定义为

$$\beta = nI_{\max}/I_{\text{arr}} \quad (6.8-10)$$

式中: $I_{\text{arr}}$ 为避雷器总电流的峰值; $I_{\max}$ 为通过任意一柱电阻片组或避雷器元件的电流最大峰值; $n$ 为并联柱数。

对并联的避雷器元件进行试验时,冲击电流视在波前时间应不小于 $7\mu\text{s}$ ,半峰值时间不作规定;对并联的电阻片组进行试验时,冲击电流视在波前时间应不小于 $30\mu\text{s}$ ,半峰值时间不作规定。

## 6.17 机械负荷试验

### 6.17.1 瓷外套避雷器的机械负荷试验

试验方法应符合GB 11032—2000中8.9的规定。

### 6.17.2 复合外套避雷器的机械负荷试验

(1) 避雷器拉伸负荷试验。试验方法应符合GB/T 775.3—2006《绝缘子试验方法 第3部分 机械试验方法》中4的规定。

(2) 避雷器抗弯负荷试验。

试验时,将避雷器按实际情况安装,对其顶部施加与避雷器轴线垂直的负荷。避雷器应能承受住额定抗弯负荷10s而不被破坏。试验应符合GB 11032—2000中8.9的规定。

## 6.18 人工污秽试验

避雷器的人工污秽试验正在考虑中。

## 6.19 密封试验

### 6.19.1 瓷外套避雷器的密封试验

试验方法应符合GB 11032—2000中8.10规定。

### 6.19.2 复合外套避雷器的密封试验

(1) 型式试验时,进行42h沸水煮沸试验。试验完成后,重测直流参考电压和0.75倍直流参考电压下的漏电流和局部放电量,试验前后直流参考电压变化小于5%,漏电流变化小于 $20\mu\text{A}$ ,局部放电量不大于10pC。

(2) 例行试验时,采用抽气浸泡法或其他有效的方法。采用抽气浸泡法时,试验用水应该是清洁的,试品应是装配完整的,试验环境温度不低于 $5^{\circ}\text{C}$ ,压差应用压力表测量,压力表应能读出0.001MPa。试验时,将避雷器放入盛有环境温度的水的密封容器中,水面应高出试品最高点10~20cm,将容器中水面上气压抽至压差为 $(0.015+0.003)$

MPa, 浸泡时间为 10min。浸泡结束后, 将试品从水中取出, 进行电气性能验证试验。试验在环境温度下进行, 测量直流参考电压和 0.75 倍直流参考电压下的漏电流和局部放电量, 其值应符合规定要求。

说明: 抽气浸泡法的浸泡时间从试品浸入水中时算起, 用计时器记录。

## 6.20 热机试验和沸水煮试验

### 6.20.1 试品

试品为整只避雷器或机械元件。通常, 试品应是最长的机械元件。若最长的机械元件超过 800mm, 可以用一个较短的比例单元进行试验。该比例单元的长度应不小于底部法兰处 (不包括伞裙) 外套直径的 3 倍或 800mm, 两者之间取其较大值。

### 6.20.2 热机试验

对试品应施加恒定的机械负荷并耐受两次冷热循环试验。每次循环时间为 48h, 最高和最低温度至少连续保持 16h。当悬挂使用时, 试品施加 50% 的额定拉伸负荷; 当非悬挂使用时, 试品施加 50% 的额定抗弯负荷, 且每隔 24h 改变抗弯负荷方向一次, 每次改变方向中断时间不超过 1h。该负荷一直保持到试验结束, 试验完成后, 应在室温下卸除负荷。热机试验抗弯负荷方向变化顺序见图 6.8-20。

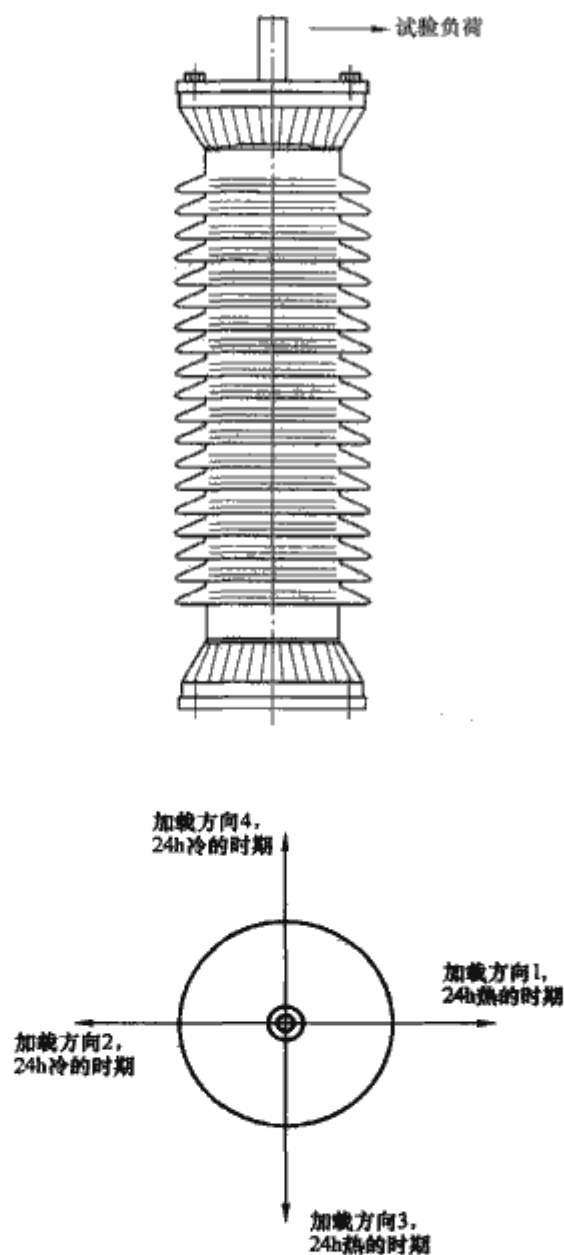


图 6.8-20 热机试验抗弯负荷方向变化顺序

### 6.20.3 42h 沸水煮试验

将试品放入含有 0.1% NaCl 水中煮沸 42h 之后, 应进

行验证试验。如果需要推迟验证试验, 避雷器应保持在容器内直至水冷却到约 50℃, 并保持该温度至随后进行的验证试验。验证试验在环境温度下进行。沸水煮试验在 8h 之内完成, 程序如图 6.8-21 所示。

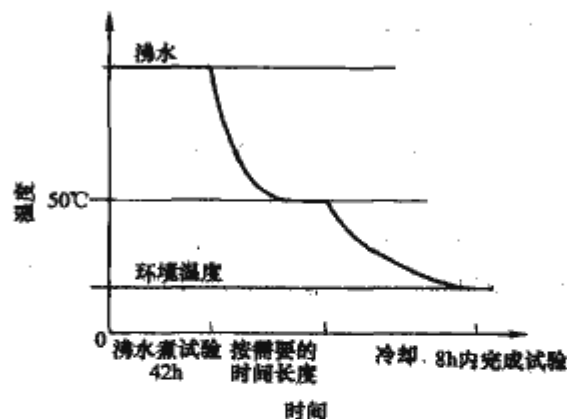


图 6.8-21 沸水煮试验程序

### 6.20.4 试验判定

上述两项试验完成后, 检查试品复合外套部分, 不应有开裂和脱落现象。试验前后均应测量直流参考电压和 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流及局部放电量, 其值应符合规定要求。

## 6.21 复合外套避雷器外套的耐电痕化和蚀损试验

### 6.21.1 总则

对于有显著持续运行电压且在户外使用的复合外套避雷器, 应进行此项试验, 试验电压由供需双方决定。

### 6.21.2 避雷器外套的耐电痕化和蚀损试验

#### 6.21.2.1 试品

试品为两只。一只具有同种设计最小爬电距离和最高额定电压的最长的电气元件, 另一只是上述电气元件取出内部零件的外套, 外套两端应密封。该试品的持续运行电压值为 14~20kV, 产品持续运行低于 14kV 时用整只产品进行试验。

#### 6.21.2.2 试验程序

试验是在盐雾条件下经受 1000h 连续试验, 对试品施加恒定的持续运行电压。试验用雾室是密封和防锈的, 雾室的排气孔应不大于 80cm<sup>2</sup>, 使用具有恒定喷射能力的喷雾装置将水喷成雾状, 雾应充满雾室, 并且雾不能直接喷向试品。盐水由 NaCl 和去离子水制成, 并装入喷雾装置, 盐水不能循环使用。

当试品的持续运行电压为工频电压时, 工频电压由变压器产生, 试验时当高压侧带有阻性电流 250mA (r.m.s) 的负荷时, 试验回路的最大电压降应不大于 5%, 回路的保护水平应调整到 1A (r.m.s)。

当避雷器的持续运行电压为直流电压时, 试验采用直流电源, 试验电压为负极性直流电压, 在电流为 250mA 的电阻性负荷下, 电源电压降应不大于 5%, 回路的保护水平应调整到 1A。

试验前, 应将试品用去离子水清洗, 试品应垂直安装, 试品距雾室顶部和墙应有足够的距离, 以避免电场的干扰。试验期间允许中断 6 次电源, 以便对试品进行检查, 每次中断时间不超过 15min, 中断时间不计入试验总时间内。试验后, 应将试品清洗干净, 再进行判定。

#### 6.21.2.3 试验条件

试验时间: 1000h;

水流速度: (0.4±0.1)L/m<sup>2</sup>·h;



雾滴尺寸:  $5\sim 10\mu\text{m}$ ;

雾室温度:  $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ ;

盐水中 NaCl 含量  $(10\pm 0.5)\text{kg}/\text{m}^3$ 。

#### 6.21.2.4 试验判定

如果每只试品不超过 3 次过电流中断, 试验中无起痕、裂纹和树枝状产生, 电蚀没有腐蚀到内部零件, 伞裙没有击穿, 且试验前后避雷器直流参考电压的变化不超过 5%, 0.75 倍直流参考电压下泄漏电流的变化不大于  $20\mu\text{A}$ , 局部放电量不大于  $10\text{pC}$ , 则该项试验认为通过。

#### 6.21.3 外套材料耐电痕化和蚀损试验

外套材料试品应与产品外套为同一种材料。

当避雷器的持续运行电压为工频电压时, 对于避雷器复合外套材料耐电痕化和蚀损的试验方法及判定应符合 GB 6553—2003《评定在严酷环境条件下使用的电气 绝缘材料耐电痕化和蚀损的试验方法》的规定。

当避雷器的持续运行电压为直流电压时, 对于避雷器复合外套材料耐电痕化和蚀损的试验方法及判定应按以下要求

进行:

(1) 试品的准备。试品以 5 个为一组, 同时进行试验。每个试品的尺寸为  $120\text{mm}\times 50\text{mm}\times 6\text{mm}$ 。试品的配方及硫化成型工艺应与伞套的配方及硫化成型工艺相同。

(2) 试验装置。试验参照 GB 6553—2003, 采用斜面法进行试验。试验装置应能够提供  $+4.5\text{kV}$  的直流电压, 且在进行试验时, 当高压侧流过持续  $0.5\text{s}$  的  $60\text{mA}$  电流时, 试验装置的输出电压降应不大于 5%。流过试品表面的污液流量为  $(0.2\pm 0.05)\text{mL}/\text{min}$ 。

(3) 试验程序。按照 GB 6553—2003 规定的方法安装试品及向试品提供污液, 对试品施加  $+4.5\text{kV}$  的直流电压, 并同时开始计时, 全部试验持续  $6\text{h}$ 。试验前后应测量流过每只试品的污液流量, 且应记录每只试品的试验时间, 记录所用污液总量。流过试品的污液不得循环使用。

(4) 试验的判定。经  $6\text{h}$  试验后, 仅当 5 个试品出现漏电痕迹且电蚀损深度均不大于  $2.5\text{mm}$  时, 可认为该组试品达到 4.5 级, 且本项试验通过。

## 第9章 换流站直流绝缘子

### 1 直流绝缘子的分类、运行要求及特性

#### 1.1 直流绝缘子的分类

和交流输配电系统用绝缘子一样,直流绝缘子是供直流输变电系统处在不同电位的电气设备或导体电气绝缘和机械固定用的器件。按其电压高低,可分为低压(额定电压 $\leq 1500\text{V}$ )绝缘子和高压(额定电压 $> 1500\text{V}$ )绝缘子;按其所处的运行场合,可分为户内绝缘子和户外绝缘子;按其使用对象,可分为线路绝缘子和电站电器绝缘子;按其所用的主绝缘材料,可分为瓷绝缘子、玻璃绝缘子和聚合物绝缘子;按其固体绝缘材料击穿路径长短,可分为A型(不可击穿型)绝缘子和B型(可击穿型)绝缘子;按其结构和用途,可分为盘形悬式绝缘子、长棒形绝缘子、棒形支柱绝缘子、空心绝缘子、套管等。A型绝缘子定义为: $\delta/L_d \geq 1/3$ (浇铸树脂材料)或 $\delta/L_d \geq 1/2$ (其他材料),如长棒形绝缘子;B型绝缘子定义为: $\delta/L_d < 1/3$ (浇铸树脂材料)或 $\delta/L_d < 1/2$ (其他材料),如盘形悬式绝缘子;这里 $\delta$ 为经由绝缘体固体绝缘材料内的最短击穿距离, $L_d$ 为经由绝缘体外部空气的最短闪络距离。

#### 1.2 直流绝缘子的运行要求

##### 1.2.1 直流绝缘子承受的电压负荷

###### 1.2.1.1 最高运行电压

绝缘子两端承受的最高运行电压一般为系统最高极电压。

###### 1.2.1.2 瞬态过电压

这种过电压持续时间很短,对绝缘子而言,可以不考虑其影响。

###### 1.2.1.3 暂态过电压(TOV)

如果换流设备或系统发生故障,则在非故障极上可能产生1.4~1.5倍标幺值以上的暂态过电压。研究表明,发生对地故障时,故障极上电压低于正常运行值,因此换流站出口处过电压幅值以双极运行方式非故障极上最高。直流线路中点发生接地故障时,在非故障极中点的直流过电压可以达到1.5倍标幺值。

绝缘子的选择取决于TOV的持续时间及其发生的概率,而且可能还需要考虑TOV和污秽的联合影响。

###### 1.2.1.4 雷电冲击过电压

由于整流装置故障排除特性好,故障排除时间短,可以减少绝缘子被电弧烧坏的危险,对雷电冲击电压允许有较高的闪络概率,因而雷电冲击绝缘水平可规定的较低。

#### 1.2.2 直流绝缘子承受的机械负荷

绝缘子承受的机械负荷主要包括正常运行或操作状态下承受的机械负荷、风负荷、覆冰负荷、电动力形成的负荷等。绝缘子的机械特性一般用额定机械破坏负荷值表征,对于运行中主要承受弯曲负荷的复合绝缘子,用最大设计弯曲负荷(MDCL)值表征更为合理。

#### 1.2.3 直流绝缘子的环境负荷

直流绝缘子的环境负荷主要指运行过程中可能影响其运

行性能的环境条件,包括运行环境的污秽类型和等级、雨、雾、露、风、温度、湿度、海拔、地震、紫外线、动物破坏等。和交流绝缘子相比,由于静电吸尘效应的影响,污秽类型和等级是其最重要的环境负荷。实际上,绝缘子在运行中常常受到上述各种负荷的联合作用。在这些因素的联合作用下,绝缘子的各项性能随运行时间延长都有不同程度下降。为此,必须对绝缘子提出各种性能及其可靠性的要求。

#### 1.3 绝缘子在直流电压下的特性

##### 1.3.1 直流电压下绝缘子的污秽闪络

在运行中承受直流电压的绝缘子上观察到的污秽沉积比在交流绝缘子上观察到的严重,这是由于直流电压的积尘效应所致。此外,由于直流电压不像交流电压那样存在极性转换,在直流电压下绝缘子表面的局部放电往往持续时间较长,电弧容易在棱间桥接。由图6.9-1可见,与交流闪络电压相比,直流闪络电压淋雨时与交流有效值差别不大,但在干燥时具有稍高的趋势。由图6.9-1和图6.9-2可以看出,正负极性相比,负极性闪络电压和耐受电压都低。

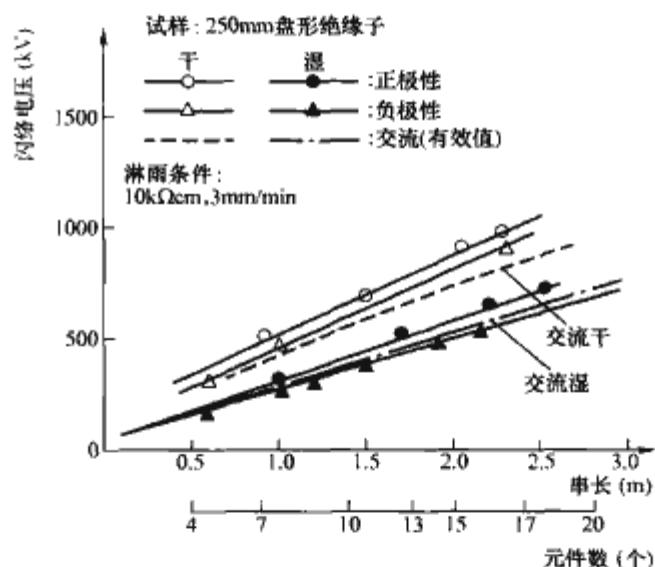


图 6.9-1 直流盘形悬式绝缘子串闪络电压

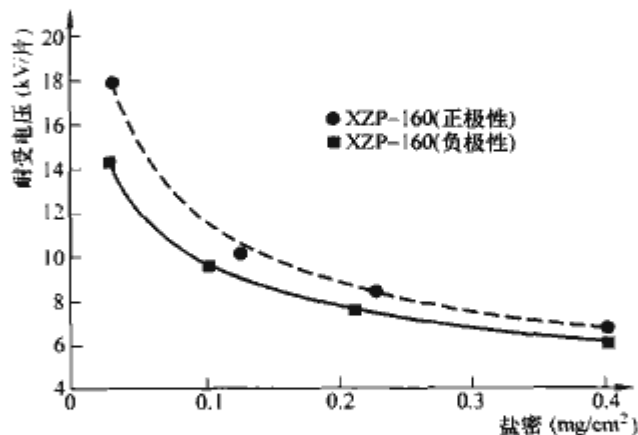


图 6.9-2 直流电压极性对绝缘子耐受电压的影响

盘形悬式绝缘子串直流污秽闪络或耐受电压与绝缘子片数或串长的关系一般认为是线性的,如图6.9-3所示。中国电力科学研究院用XZP-160型绝缘子,在盐密 $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ 、灰密 $1.0\text{mg}/\text{cm}^2$ 下进行试验,结果认为在串长约



6.8m (40片绝缘子) 内其耐受电压与串长成正比。美国通用电气公司用防雾型绝缘子在盐密  $0.01 \sim 0.04 \text{ mg/cm}^2$ 、电压  $200 \sim 1000 \text{ kV}$  范围内试验, 认为串长在约 8m (50片绝缘子) 内与其 50% 闪络电压呈线性关系。日本中央电力研究所用盘径 420mm 直流绝缘子在盐密  $0.01 \sim 0.3 \text{ mg/cm}^2$  范围内进行试验, 认为绝缘子串长达 14m 时串长与闪络或耐受电压的线性关系依然存在。

图 6.9-4 给出了三种不同型号的绝缘子在不同污秽条件下的 50% 闪络电压特性, 三种外形近似绝缘子的污秽闪络特性基本相同。因此可以认为 160kN 和 210kN 钟罩型直流盘形悬式绝缘子在灰密  $\rho_{\text{NSDD}} 1.0 \text{ mg/cm}^2$  条件下, 其直流污秽闪络电压与等值附盐密度  $\rho_{\text{ESDD}}$  的关系为

$$U_{50\%} = 3.66 \rho_{\text{ESDD}}^{-0.38} \quad (6.9-1)$$

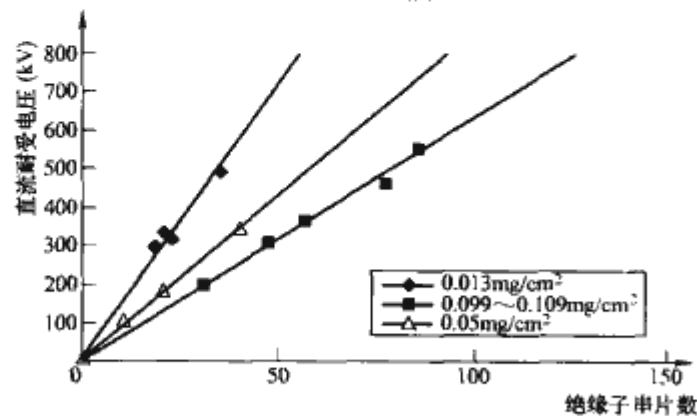


图 6.9-3 直流耐受电压与绝缘子串长的关系

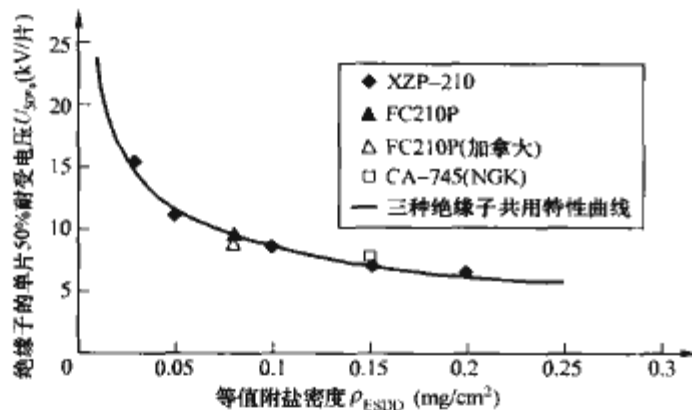


图 6.9-4 灰密  $1.0 \text{ mg/cm}^2$  均匀污秽条件下绝缘子串污闪电压与盐密的关系

### 1.3.2 直流绝缘子的不均匀积污

受运行环境和本身自洁性的影响, 同一绝缘子或同一绝缘子串表面污秽积聚程度存在差异, 如同—绝缘子的上、下表面, 以及处于同一绝缘子串不同部位的绝缘子等。在直流电压作用下, 由于存在静电吸尘效应, 直流绝缘子上污秽物积聚的差异会更为明显。图 6.9-5 为直流绝缘子串上、下表面等值附盐密度实测结果示例。

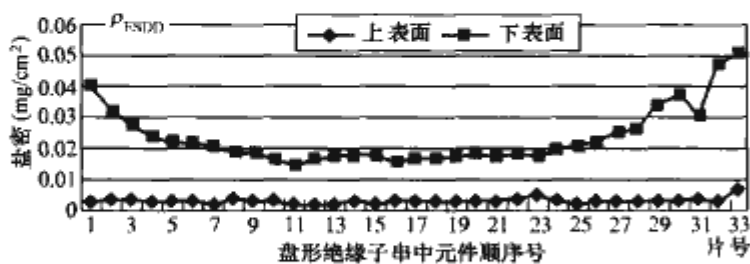


图 6.9-5 直流绝缘子串盐密分布典型示例

由图 6.9-5 可见, 整串绝缘子上表面盐密比较均匀, 下表面盐密基本呈 U 形曲线分布, 每串中两端绝缘子盐密与中间绝缘子盐密差别较大, 后者与交流状态下盐密沿串的分

布相似。极性对绝缘子积污的影响尚未观测到明显差异。

### 1.3.3 换流站直流穿墙套管因不均匀淋雨引起的闪络

主要由于建筑物墙体的屏蔽和遮雨作用, 下雨时换流站用穿墙套管表面的雨量分布很不均匀, 从而导致电压分布不均匀, 引起闪络。统计表明, 绝大部分穿墙套管闪络属于这种原因。因此, 解决直流换流站穿墙套管闪络问题主要应从改善套管外绝缘湿润特性和尽可能避免不均匀淋雨两方面考虑。目前多采用使用复合外绝缘套管、加装辅助伞裙、外绝缘表面涂室温硫化硅橡胶 (RTV) 等措施解决。

## 1.4 直流绝缘子设计的特殊考虑

### 1.4.1 离子迁移和热破坏

和交流电压下不同, 直流电压下绝缘材料内的电场方向固定不变。在同一方向电场作用下, 材料中的  $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$  等半径较小的离子会向阴极侧迁移, 引起材料内部结构变化, 导致机电性能劣化直至破坏。绝缘子材料另一种可能的劣化破坏原因是热破坏, 亦即若绝缘子因闪络、阳光直射或其他原因受热时, 流过绝缘体的电流增大, 而随电流增大绝缘体发出的热量也增加。这种效应的长时间作用会导致绝缘介质击穿。绝缘体内流过的电流  $I$  为

$$I = \frac{U}{R_0} \exp\left(-\frac{K}{273+\theta}\right) \quad (6.9-2)$$

式中:  $U$  为施加电压;  $\theta$  为温度;  $R_0$  为绝缘材料的常数。

为了避免这种原因引起的破坏, 在 B 型 (可击穿型) 绝缘子设计时, 通常应使用专门的直流绝缘子用材料配方: 用  $\text{Ba}^{++}$  等半径较大的离子替代  $\text{Na}^+$  等半径较小的离子, 增大离子迁移阻力, 以减轻离子迁移引起的材料劣化; 加大绝缘体材料的体积电阻率, 以降低流过绝缘体的电流, 从而减轻发热。而对于 A 型 (不可击穿型) 绝缘子, 因为其内部绝缘距离长, 一般认为没有必要采取特殊措施。

### 1.4.2 金属附件的电解腐蚀

直流电压下沿绝缘子表面和内部流过的任何电流都是单方向的, 必然会发生金属附件的电解腐蚀。这种腐蚀与金属附件材料的特性和流过电流的累积量有关, 通常发生在金属附件和胶装材料的接触部位或其附近。由于直流盘形悬式绝缘子钢脚处电流密度大, 脚的电解腐蚀比帽下缘的电解腐蚀严重得多。

实践上一般采用在金属附件上熔接锌套或锌环作为阳极牺牲电极的方法, 达到防止金属附件电解腐蚀的目的。GB/T 19443—2004《标称电压高于 1000V 的架空线路用绝缘子—直流系统用瓷或玻璃绝缘子元件—定义、试验方法和接收准则》规定, 直流盘形悬式绝缘子用锌套和锌环用纯度不低于 99.8% 的锌制造, 熔合面积不小于衔接部分的 80%, 锌套外露质量不少于 5g, 锌环质量不少于 5g。国内各线路绝缘子生产厂商采用的锌套一般按照 20 年寿命设计, 质量为 50g 左右。对于用钢等易腐蚀材料作为连接附件的支柱和空心绝缘子, 也可以采用熔合锌环或锌块的方法防止电解腐蚀, 但尚无强制性规定。

### 1.4.3 直流绝缘子的外绝缘和伞形

因静电吸尘效应等的影响, 直流绝缘子的污秽问题更为严重, 因而在直流绝缘子的设计和选择时应对其外绝缘和伞形给以特别关注。

通常在同等污秽条件下选择的直流绝缘子的爬电比距都要比交流绝缘子高。试验和运行经验表明, 随着直径增大, 绝缘子的闪络电压会有一定程度降低, 因而在绝缘子选择时也应相应增大爬电比距。



直流运行状态下,因不存在过零问题,在淋雨状态下更容易出现伞间桥接而导致闪络,因而直流绝缘子的伞间最小距离也应大于交流绝缘子。伞间最小距离( $s$ )和伞伸出( $p$ )的比值反映了绝缘子的自洁性能,直流绝缘子该比值也应大于交流绝缘子。

#### 1.4.4 直流套管的特点

交、直流套管的特点比较见表 6.9-1。

表 6.9-1 交、直流套管的特点比较

套管类型	交流套管	直流套管
特点比较	<p>电场主要由电容芯子内均压极板之间的电容决定。</p> <p>当几何形状一定时,电容容量只与介质的相对介电常数有关,各种常用材料的相对介电常数差异小(在同一数量级),电场比较均匀。</p> <p>相对介电常数随温度变化很小,一般可忽略不计</p>	<p>电场由电容芯子均压极板之间以及芯子外围绝缘材料(如油、瓷、电气设备中的绝缘屏障等)电阻决定。</p> <p>当几何形状一定时,电阻与电阻率有关,常用材料的电阻率相差很大,如固体瓷材料与变压器油的电阻率相差 1000~10000 倍,电场极不均匀。</p> <p>电阻率是温度的指数函数,随温度变化而变化,温度的变化对套管的电场分布影响较大</p>
	<p>介质交界面的束缚电荷对电场的分布有一些影响</p>	<p>介质交界面处存在空间电荷,在极性反转时,空间电荷对套管的电场有较大作用</p>
	<p>套管受周围(如电气设备内部布置物)绝缘结构的影响较小(因套管的主电容大、分散电容量小)</p>	<p>套管受电气设备内部周围绝缘结构的影响很大,在套管油中部分瓷件周围适当布置成型件屏障,可有效地改善套管的电场分布</p>
	<p>交流套管的耐污特性要求一般</p>	<p>由于直流静电场吸尘,直流套管耐污特性要求十分突出</p>

## 2 直流绝缘子应用

### 2.1 直流绝缘子的使用功能

和交流绝缘子一样,直流绝缘子的功能是作为直流输变电系统处在不同电位的电气设备、部件或导体电气绝缘和机械固定用的器件。

直流线路绝缘子用于直流输电线路导体的机械支持和电气绝缘,包括瓷和玻璃绝缘子及复合绝缘子。瓷和玻璃绝缘子多为盘形悬式绝缘子元件组成的绝缘子串或绝缘子串组,包括耐张串和悬垂串,伞形主要为钟罩型、双伞型和三伞型。复合绝缘子多为单元件产品。直流线路绝缘子在机械方面主要承受拉伸负荷。

直流电站和电气设备用绝缘子包括支柱和空心绝缘子,绝缘材料主要为瓷和聚合物材料。支柱绝缘子用作导体、带电设备或部件的机械支撑和电气绝缘,空心绝缘子除用作导体、带电设备或部件的机械支撑和电气绝缘外,还作为电气设备部件的容器。直流电站和电气设备用绝缘子运行中在机械上可能承受压缩、弯曲、扭转和内压力负荷。

直流套管用于高压导体穿过与其电位不同的物体(墙或电力设备金属箱壳),起绝缘和机械支持作用,主要有换流

变压器及油浸式平波电抗器套管,以及进出阀厅的穿墙套管。高压直流套管的主绝缘通常采用电容式,基本结构与交流套管相似。

### 2.2 直流绝缘子的使用选择

#### 2.2.1 现行的绝缘子选择原则

除了要求绝缘子满足规定的使用功能外,绝缘子的选择主要体现在污秽地区用绝缘子的选用上。

首先,要依据运行经验、污秽特征、等值附盐密度判定绝缘子运行环境的污秽等级。运行经验是各种实际条件综合作用的结果,污秽特征是对运行环境污秽程度的定性划分参量,等值附盐密度是对运行环境污秽程度的定量划分参量。三个因素都说明了污秽状况对绝缘的影响作用。JB/T 5895-1991《污秽地区绝缘子使用导则》附录中给出了三种存在一定差异的污秽等级划分标准。

其次,选择绝缘子的主要参数,包括绝缘子的爬电距离、伞裙造型、结构高度等。实践表明,在爬电距离一定时,绝缘子伞裙造型对其污耐压水平有很大影响。伞裙外形应着眼于使污秽物质难以在绝缘子表面聚积和沿面放电难以发展。直流钟罩型盘形悬式绝缘子伞下的棱比较发达,具有较大的保护爬电距离,但该伞形伞下的沟槽深,其自洁性较差,人工清扫也不够方便,用于沿海及潮湿多雾地区。直流双伞和三伞型盘形悬式绝缘子伞平滑无棱,有利于风雨清洗,积尘速度慢,并且便于人工冲洗和清扫。该类产品虽人工污闪电压比普通型产品提高幅度不大(因人工污秽试验方法反映不出该类产品的风雨自洁性能),但实际运行效果较好,用于具有一定风雨量的地区。如现场污秽度很高时,采用瓷或玻璃绝缘子串长会很长,采用复合绝缘子则更为合理。户外直流棒形支柱和空心绝缘子有等径伞、大小伞、一大两小伞等类型。因直流电压下更容易发生电气桥接,要求的伞间距较大,采用大小伞、一大两小伞类型较多。同时,应考虑伞倾角对自洁性的影响和绝缘子直径增大对污耐压下降的影响。

最后,按照不同污秽等级和运行经验确定爬电比距,配置绝缘子。在此过程中同时应考虑爬电距离的有效性问题。

#### 2.2.2 国际上有关绝缘子选用的动态

国际电工委员(IEC)于 1986 年发布了 IEC 60815:1986《污秽条件下绝缘子的选用导则》,用于为绝缘子的选用提供指导。我国相关标准也参照采用了该标准的原理和方法。由于该标准不能适用于复合绝缘子和直流绝缘子的选择需要,1997 年 IEC/TC36 决定修订该标准,并于 1998 年成立了相应的工作组(TC36/WG11)。该标准修订的总体框架是制定五个系列标准,以适应各种不同绝缘子的选用。即:

IEC 60815-1《污秽条件下高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 1 部分 定义、信息和一般原则》。

IEC 60815-2《污秽条件下高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 2 部分 交流瓷和玻璃绝缘子》。

IEC 60815-3《污秽条件下高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 3 部分 交流复合绝缘子》。

IEC 60815-4《污秽条件下高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 4 部分 直流瓷和玻璃绝缘子》。

IEC 60815-5《污秽条件下高压绝缘子的选择和尺寸确定 第 5 部分 直流复合绝缘子》。

目前第 1、第 2 和第 3 部分以技术规范(TS)形式发布,第 4 和第 5 部分正在开展工作。第 1 部分的定义和一般原则适用于直流绝缘子的选用。和原方法相比,该规范最重



要的变化是用等值附盐密度  $\rho_{ESDD}$  和不溶物密度  $\rho_{NSDD}$  双参数表征污秽度，并根据参照绝缘子表面的  $\rho_{ESDD}$  和  $\rho_{NSDD}$  关系将现场污秽度划分为五级，强调尽可能根据运行经验、实测环

境条件进行绝缘子选择，并推荐了三种绝缘子选择方法，见表 6.9-2。

表 6.9-2 绝缘子选择和尺寸确定方法

方法类型	方法 1 (使用已有的经验)		方法 2 (测量和试验)		方法 3 (测量和设计)	
方法	使用相同场所、临近场所或条件相同场所已有的现场运行或试验站的经验		(1) 测量或评估现场污秽度 (2) 根据外形和爬电距离指南选择预选绝缘子 (3) 选择适宜的试验室试验和试验判据 (4) 校验并调整候选绝缘子		(1) 测量或评估现场污秽度 (2) 应用上述数据，按照外形和爬电距离指南选择绝缘子的类型和尺寸	
输入数据	(1) 系统要求 (2) 环境条件 (3) 绝缘子参数 (4) 性能历史记录		(1) 系统要求 (2) 环境条件 (3) 绝缘子参数 (4) 时间和可用资源		(1) 系统要求 (2) 环境条件 (3) 绝缘子参数 (4) 时间和可用资源	
决定	现有绝缘子满足工程要求吗？是否打算使用同一绝缘设计？		有时间测量现场污秽度吗？		有时间测量现场污秽度吗？	
	是	否	是	否	是	否
	采用同一绝缘设计	(1) 采用不同的绝缘结构、材料或尺寸 (2) 根据经验预选新的解决方案或尺寸	测量	评估	测量	评估
			(1) 污秽类型。确定试验室试验方法 (2) 现场污秽度。确定试验值			
程序选择	如有必要，使用外形和爬电距离指南，修正现有绝缘参数，使其适应于方法 2 或方法 3		(1) 选取候选绝缘子 (2) 如果没有候选绝缘子的耐污性能数据，则进行试验 (3) 如有必要，按试验结果选择和尺寸调整		(1) 按照指南，根据污秽和气候类型选择适宜的外形 (2) 按照指南，根据污秽水平和绝缘外形及材料的校正因数确定绝缘尺寸	
准确度	准确度好		准确度变化，其影响因素包括现场污秽度评估误差、评估的详略程度、评估者的能力，以及试验室试验条件的限制		(1) 与方法 1 或方法 2 比较，可能尺寸过大或尺寸不足 (2) 准确度变化，其影响因素包括现场污秽度评估误差、评估的详略程度，以及所选择的校正因数的适用性	

3 直流绝缘子特性和主要参数

表 6.9-4、表 6.9-5。

相关直流绝缘子产品的主要特性和参数见表 6.9-3、

表 6.9-3 直流盘形悬式瓷和玻璃绝缘子主要特性和参数

产品型号	结构高度 (mm)	公称盘径 (mm)	公称爬电 距离 (mm)	连接标记	额定机械 破坏负荷 (kN)	直流耐受电压 (kV)		直流闪络电压 (kV)		50%雷电冲 击闪络电压 (kV)		SF <sub>6</sub> 击穿 耐受电压 (kV)	备 注
						湿	干	湿	干	正极性	负极性		
XZP-70	146	280	450	16	70	50	125	55	140	135	145	+185	钟罩型
XZP-120	146	280	450	16	120	50	125	55	140	135	145	+185	钟罩型
XZP-160	170	320	545	20	160	55	140	60	155	150	160	+210	钟罩型
XZP-210	170	320	545	20/24	210	55	140	60	155	150	160	+210	钟罩型
XZP-240	170	320	545	24	240	55	140	60	155	150	160	+210	钟罩型
XZP1-300	195	400	630	24	300	60	150	65	165	155	165	+225	钟罩型
XZP2-300	195	340	570	24	300	55	140	60	155	150	160	+210	钟罩型
XZP1-400	205	340	545	28	400	55	140	60	155	150	160	+210	钟罩型
XZP2-400	205	400	635	28	400	60	150	65	165	155	165	+225	钟罩型

续表

产品型号	结构高度 (mm)	公称盘径 (mm)	公称爬电 距离 (mm)	连接标记	额定机械 破坏负荷 (kN)	直流耐受电压 (kV)		直流闪络电压 (kV)		50%雷电冲 击闪络电压 (kV)		SF <sub>6</sub> 击穿 耐受电压 (kV)	备 注
						湿	干	湿	干	正极性	负极性		
XZP-530	240	380	635	32	530	60	150	65	165	155	165	+225	钟罩型
XZWP-160	170	360	545	20	160	55	140	60	155	150	160	+210	双伞型
XZWP-210	170	360	545	20	210	55	140	60	155	150	160	+210	双伞型
XZWP-240	170	360	545	24	240	55	140	60	155	150	160	+210	双伞型
XZWP-300	195	360	545	24	300	55	140	60	155	150	160	+210	双伞型
XZWP-400	205	400	600	28	400	60	150	65	160	155	165	+225	双伞型
XZSP-160	170	340	545	20	160	55	140	60	155	150	160	+210	三伞型
XZSP-210	170	340	545	20	210	55	140	60	155	150	160	+210	三伞型
XZSP-240	170	350	550	24	240	55	140	60	155	150	160	+210	三伞型
XZSP-300	195	400	635	24	300	60	150	65	145	155	165	+225	三伞型
XZP <sub>2</sub> -400	205	400	635	28	400	60	150	65	165	155	165	+225	钟罩型

以上为大连电瓷有限公司直流盘形悬式瓷绝缘子产品主要特性列表

CA-735EZ	170	320	560	20	160	±55	±140	±60	±155	150	160	+210	钟罩型
CA-745EZ	170	320	560	20	210	±55	±140	±60	±155	150	160	+210	钟罩型
CA-756EZ	195	400	635	24	300	±60	±145	±65	±160	160	160	+220	钟罩型
CA-765EZ	205	340	560	28	400	±55	±140	±60	±155	150	160	+210	钟罩型
CA-772EZ	170	340	560	20	160	±55	±140	±60	±155	150	160	+210	三伞型
CA-774EZ	170	340	560	20	210	±55	±140	±60	±155	150	160	+210	三伞型
CA-776EZ	195	400	635	24	300	±60	±145	±65	±160	160	160	+220	三伞型

以上为 NGK 唐山电瓷有限公司直流盘形悬式瓷绝缘子产品主要特性列表

LXZY-160	170	320	545	20	160	65						工频+130	
LXZY-210	170	320	545	20	210	65						工频+130	
LXZY <sub>1</sub> -300	198	390	710	24	300	65						+255	
LXZY <sub>1</sub> -400	205	360	550	28	400	65						+225	
LX2Y-530	240	380	620	32	530	70						+225	

以上为南京电气（集团）有限责任公司直流盘形悬式玻璃绝缘子产品主要特性列表

FC160P	170	330	550	20	160	±65	±150					+225	
FC210P	170	330	550	20	210	±65	±150					+225	
FC240P	170	330	550	24	240	±65	±150					+225	
FC300P	195	380	710	24	300	±75	±170					+225	
FC400P	205	360	550	28	400	±65	±150					+225	

以上为自贡赛迪维尔钢化玻璃绝缘子有限公司直流盘形悬式玻璃绝缘子产品主要特性列表

表 6.9-4 直流棒形悬式复合绝缘子主要特性和参数

产品型号	额定电压 (kV)	额定机械 拉伸负荷 (kN)	连接 标记	结构高度 (mm)	电弧距离 (mm)	公称爬电 距离 (mm)	雷电全波冲击 耐受电压 (峰值) (≥kV)	湿操作冲击耐受 电压 (峰值) (≥kV)	直流湿耐 受电压 (kV)
FXBZ-±500/160	±500	160	20	5440	5030	20 300	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/180	±500	180	20	5440	5030	20 300	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/210	±500	210	20	5440	5030	20 300	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/300	±500	300	24	6000	5490	20 560	+2250	+1552	+600
FXBZW3-500/160	±500	160	20	5440	5320	17 500	±2250	±1550	+600
FXBZ-±500/160-1	±500	160	20	5440	5000	18 025	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/160-2	±500	160	20	6290	5600	21 000	+2750	+1650	+650
FXBZ-±500/160-3	±500	160	20	6800	6200	23 000	+2950	+1750	+700
FXBZ-±500/180-1	±500	180	20	5440	5000	18 025	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/180-2	±500	180	20	6290	5600	21 000	+2750	+1650	+650



续表

产品型号	额定电压 (kV)	额定机械 拉伸负荷 (kN)	连接 标记	结构高度 (mm)	电弧距离 (mm)	公称爬电 距离 (mm)	雷电全波冲击 耐受电压 (峰值) (≥kV)	湿操作冲击耐受 电压 (峰值) (≥kV)	直流湿耐 受电压 (kV)
FXBZ-±500/180-3	±500	180	20	6800	6200	23 000	+2950	+1750	+700
FXBZ-±500/210-1	±500	210	20	5440	5000	18 025	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/210-2	±500	210	20	6290	5600	21 000	+2750	+1650	+650
FXBZ-±500/210-3	±500	210	20	6800	6200	23 000	+2950	+1750	+700
FXBZ-±500/240-1	±500	240	20	5440	5000	18 025	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/240-2	±500	240	20	6290	5600	21 000	+2750	+1650	+650
FXBZ-±500/240-3	±500	240	20	6800	6200	23 000	+2950	+1750	+700
FXBZ-±500/300-1	±500	300	24	5440	5000	18 025	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/300-2	±500	300	24	6290	5600	21 000	+2750	+1650	+650
FXBZ-±500/300-3	±500	300	24	6800	6200	23 000	+2950	+1750	+700
FXBZ-±500/400-1	±500	400	28	5440	5000	18 025	+2250	+1550	+600
FXBZ-±500/400-2	±500	400	28	6290	5600	21 000	+2750	+1650	+650
FXBZ-±500/400-3	±500	400	28	6800	6200	23 000	+2950	+1750	+700

表 6.9-5 直流棒形支柱瓷绝缘子主要特性和参数

额定 电压 (kV)	BIL 峰值 (kV)	BSL 峰值 (kV)	工频湿耐 受电压 有效值 (kV)	直流湿耐 受电压 (kV)	主要尺寸 (mm)						公称爬 电距离 (mm)	机械破坏负荷≥		0.04mg/cm <sup>2</sup> 盐密 下直流耐 受电压 (kV)	元件 数
					H	D	d <sub>1</sub>	a <sub>1</sub>	d <sub>2</sub>	a <sub>2</sub>		弯曲 (kN)	扭转 (kN·m)		
±500	2250	1550	630	773	6700	365	4-φ18	φ225	8-φ18	φ325	21 116	5	10	566.5	4
±500	2250	1550	630	773	8000	410	4-M16	φ127	8-φ18	φ356	27 810	8	10	566.5	4
±500	2250	1550	630	773	8000	445	8-φ18	φ254	8-φ18	φ356	27 810	12	10	566.5	4
±500	2250	1550	630	773	8000	365	8-φ18	φ254	8-φ18	φ254	27 810	4	4	566.5	4

4 直流绝缘子试验

4.1 架空线路用瓷和玻璃绝缘子

直流架空线路用瓷和玻璃绝缘子试验按照 GB/T 19443—2004 进行。和交流线路用绝缘子相比，增加了一些专项试验。

4.1.1 直流干、湿耐受电压试验（型式试验）

本项试验中施加正极性规定耐受电压 1min，不应出现击穿或闪络。干试验时应进行大气条件校正，湿试验时不进行湿度校正。

4.1.2 SF<sub>6</sub> 击穿耐受试验（型式试验）

本项试验仅对 B 型绝缘子进行。试验时在充 SF<sub>6</sub> 气体的密闭容器中，对绝缘子施加规定的 SF<sub>6</sub> 击穿耐受电压（至少为 1.5 倍规定的直流干耐受电压），不应发生头部击穿。

4.1.3 离子迁移试验（型式试验）

本项试验的目的是模拟在高电压、高温条件下，由于电荷流动引起的绝缘介质中的离子迁移而导致的绝缘材料的劣化。试验中通过绝缘子的电荷量按照最恶劣运行条件下 50 年通过的电荷量考核，检验其是否损坏。GB/T 19443—2004 规定试验电压为  $+65\,000\text{V} \leq U_{\text{试验}} \leq +75\,000\text{V}$ ，试验温度  $90^{\circ}\text{C} \leq t_{\text{试验}} \leq 130^{\circ}\text{C}$ ，试验时间根据前述条件计算得到，试验时不应发生击穿。

4.1.4 体积电阻试验（抽样试验）

本项试验在绝缘子铁帽温度为  $(120 \pm 2)^{\circ}\text{C}$  时测量其体积电阻，测量值应处在离子迁移试验中得到，并经校正的参

考体积电阻的 50%~200% 范围内。

4.1.5 热破坏试验（型式试验）

本项试验要求在 80℃ 烘箱内将绝缘子预热 8h，再施加 110kV（对 SFL<300kN 产品）或 125kV（对 SFL≥300kN 产品）正极性直流电压 8h，停止加热和卸除电压 30min 后，施加规定的试验电压，不应发生击穿。

4.1.6 直流人工污秽耐受电压试验（型式试验）

本项试验是为了得到被试绝缘子在典型污秽条件下的污耐压特性。试验采用固体层法，在绝缘子短串或标准短串上进行。试验要求在同等条件下进行直流绝缘子和普通标准型绝缘子的对比试验，直流绝缘子的最大直流污秽耐受电压应比普通标准型绝缘子提高标准规定的百分数。

4.1.7 锌套试验（型式和抽样试验）

标准规定绝缘子用锌套应用纯度不低于 99.8% 的锌制造，锌套与钢脚的熔合面积不低于锌套与钢脚间界面的 80%，锌套外露部分的质量不少于 5g。本项试验的目的是检验经 65% 规定机械（电）破坏负荷 1min 后，锌套是否出现裂纹，以及锌套和钢脚是否仍保持很好的熔合。

4.1.8 锌环试验（型式和抽样试验）

标准规定绝缘子用锌环应用纯度不低于 99.8% 的锌制造，锌环与铁帽的熔合面积不低于环帽衔接部分的 80%，锌环质量不少于 5g。试验采用目测检查环帽的熔合状况，通过尺寸计算核实锌环的质量。

4.2 架空线路用复合绝缘子

直流架空线路用复合绝缘子试验尚无统一的国家标准，实际使用中参照 GB/T 19519—2004《标称电压高于 1000V

的交流架空线路用复合绝缘子——定义、试验方法及验收准则》和 DL/T 810—2002《±500kV 直流棒形悬式复合绝缘子技术条件》执行。DL/T 810—2002 和 GB/T 19519—2004 相比,主要有以下不同。

#### 4.2.1 伞套材料起痕和蚀损试验

试验施加电压由交流改为直流,同时降低了污液浓度,试验判据保持不变。

#### 4.2.2 芯棒材料试验

考虑到可能存在的由于放电电离引起的酸性物质对芯棒腐蚀,增加了芯棒材料耐酸性试验。

#### 4.2.3 人工污秽试验

由于复合绝缘子的耐污性能主要来源于其表面憎水性,而 GB/T 62707—2008《直流系统用高压绝缘子的人工污秽试验》(IEC/TR 61245:1993, MOD)只适用于瓷和玻璃等亲水表面绝缘子,不适用于复合绝缘子。到目前为止,复合绝缘子的人工污秽试验方法仍在考虑中。国内目前采用在规定的盐密和灰密条件下,去除复合绝缘子的表面憎水性,按照 GB/T 62707—2008《直流系统用高压绝缘子的人工污秽试验》(IEC/TR 61245:1993, MOD)规定的方法进行试验。试验要求在有憎水性和去除憎水性两种状态下进行,以便比较和积累试验经验。

### 4.3 电站和电气设备用绝缘子

该类绝缘子目前多为瓷绝缘子,一般属于电气不可击穿结构,其试验要求和交流产品基本类似。不同之处在于人工污秽试验按照 GB/T 62707—2008《直流系统用高压绝缘子的人工污秽试验》(IEC/TR 61245:1993, MOD)规定的方法进行试验。

### 4.4 套管

我国直流套管试验和运行经验不多,目前只是按照 GB/T 22674—2008《直流系统用套管》(IEC 62199:2004, MOD)的要求开展产品研制和试验。这些试验要求适用于各种电压等级直流系统的户外和户内套管,但不适用于电缆终端、互感器、试验变压器等特殊用途的套管。试验项目包括以下几种:

#### 4.4.1 型式试验

- (1) 工频干耐受电压试验。
- (2) 雷电冲击干耐受电压试验。

- (3) 操作冲击干或湿耐受电压试验(户外套管)。
- (4) 温升试验。
- (5) 弯曲负荷耐受试验。
- (6) 充液体、充化合物以及液体绝缘套管的密封试验。
- (7) 充气、气体绝缘以及气体浸入式套管的内压力试验。
- (8) 尺寸检查。

#### 4.4.2 逐只试验(按照排列顺序)

- (1) 介质损耗角正切( $\tan\delta$ )和电容量测量。
- (2) 雷电冲击干耐受电压试验。
- (3) 工频干耐受电压试验。
- (4) 重复介质损耗角正切( $\tan\delta$ )和电容量测量。
- (5) 直流耐受电压下的局部放电量测量。
- (6) 极性反转试验时的局部放电量测量。
- (7) 重复介质损耗角正切( $\tan\delta$ )和电容量测量。
- (8) 抽头绝缘试验。
- (9) 充气、气体绝缘以及气体浸入式套管的内压力试验。
- (10) 充液体、充化合物以及液体绝缘套管的密封试验。
- (11) 充气、气体绝缘以及气体浸入式套管的密封试验。
- (12) 法兰或其他固定装置的密封试验。
- (13) 外观和尺寸检查。

#### 4.4.3 特殊试验(需供需双方协议,并且仅适用于户外套管)

- (1) 人工污秽试验。
- (2) 均匀淋雨直流电压试验。
- (3) 不均匀淋雨直流电压试验。

### 4.5 直流绝缘子人工污秽试验

GB/T 62707—2008《直流系统用高压绝缘子的人工污秽试验》(IEC/TR 61245:1993, MOD)是目前仅有的适用于直流瓷和玻璃绝缘子的人工污秽试验方法,复合绝缘子因其耐污机理不同于瓷和玻璃绝缘子,专门的人工污秽试验方法正在考虑中。

GB/T 62707—2008 对绝缘子人工污秽试验的试验回路提出了包括纹波因数、电压降和电压过冲方面的要求,给出了鉴别闪络的判据。根据不同情况,试验可选择盐雾法或固体层法。



## 第 10 章 直流控制保护设备

### 1 直流控制保护设备的总体结构

#### 1.1 直流控制保护设备的构成

直流控制保护设备被称为直流输电系统的“大脑”，是由许多不同的二次设备构成的成套设备，又称直流控制保护系统。直流控制保护设备由核心控制保护设备和其他二次设备组成。核心控制保护设备主要包括远动通信、运行人员控制、交直流站控、直流极控、直流保护、交流保护等设备，其主要任务是对直流输电系统的运行进行控制，并为交直流系统及主设备提供全面的保护。其他二次设备包括站用电源系统的控制保护、交直流系统故障录波、保护及故障录波信息子站、谐波采集分析系统、电能计量系统、辅助系统接口等设备，其主要任务是完成对换流站辅助设备的控制保护、运行状态的监视及系统运行参数的记录等功能。

直流保护系统包括直流极保护、换流变压器保护、交流滤波器保护、直流滤波器保护等设备，在直流系统运行时，分别完成对换流变压器、换流阀、极连接母线、直流线路、直流开关、接地极及其引线、交直流滤波器等直流主设备及相关区域的保护。

交流控制保护系统主要包括交流母线保护和交流线路保护等。

站用电系统的控制和保护设备包括站用变压器保护、站内低压馈电网络的控制和保护、备用电源自动投切控制以及同期装置等设备。

谐波采集分析系统一般由分散式的谐波采集单元和谐波工作站组成，对换流站各交直流回路的谐波水平进行采集和分析。

当交直流系统发生故障时，交直流暂态故障录波系统将自动对系统的故障波形进行记录。故障录波信息子站用于对全站的暂态故障录波与保护动作信息进行采集、存储和显示。故障录波信息子站还可将录波和保护动作信息传送到运行人员控制系统和远方调度中心，以便站内运行人员和调度中心对相关信息进行查询，对故障进行分析。

换流站电能计量系统由电能计量表计和电能量计量终端两部分构成，用于对换流站的总传输功率和电能量进行计量。电能计量表计安装在各计量关口点，用于采集关口点电能量数据并统一传送到电能量计量终端，再由电能量计量终端通过拨号方式和站内远动 LAN 网（Local Area Network，局域网）把电能量数据直接送往远方调度中心。一般在换流变压器的网侧、站用电系统的外接电源侧以及换流站的交流出线侧等位置都要设置电能计量的关口点。

为了从各个方面保证直流系统的正常运行，在高压直流换流站内还装设有很多辅助系统，包括换流器的水冷却系统、空调系统、消防系统、站内直流操作电源及不间断电源（UPS）系统、电能计量系统、图像监视系统等。为了随时掌握这些辅助系统的运行情况，在控制保护系统中通常需要配置一套辅助系统接口设备，用于收集各种辅助系统送来的运行状态及参数信息，并统一传送到运行人员控制系统，通

过人机界面向运行人员显示各辅助系统的相关信息。

换流站主时钟系统为直流控制保护设备和其他二次系统提供统一的时间标准。主时钟系统一方面通过无线方式时刻与全球卫星定位系统（GPS）的时钟保持一致，另一方面通过秒脉冲或分脉冲以及网络对时报文，对站内的每一个控制保护设备和其他二次系统的内部时钟进行同步。

#### 1.2 直流控制保护设备的分层结构

直流控制保护设备通常采用分层分布式的总体结构。从换流站控制保护设备的功能划分，这种分层结构由运行人员控制层、控制保护层和现场层三层设备构成。而从控制权限和控制逻辑上考虑，在上述三层设备之上还应包括远方调度层设备。这样，直流控制保护设备在总体上具有远方调度控制层、运行人员控制层、控制保护层和现场层四层结构。采用分层分布式结构，一方面是由于直流控制保护设备本身功能实现的需要，同时也便于运行维护、设备检修，以及功能扩展等。

##### 1.2.1 远方调度控制层

远方调度控制层位于最上层，主要设备包括换流站内的远动工作站（RCI）和调度中心、电网集中控制中心的相关通信和控制设备。站内的远动工作站与远方调度、控制中心的通信与控制设备之间经由电力数据网和通信专线，实现换流站与调度中心、电网控制中心的信息交换和远方控制。换流站内的远动工作站一般通过站内独立的远动局域网直接与控制保护层设备接口，不与运行人员控制系统的服务器和站局域网直接接口。

##### 1.2.2 运行人员控制层

运行人员控制层位于换流站控制保护设备的第一层，一般包括运行人员控制系统、运行人员培训系统、保护及故障录波子站、MIS 系统接口等子系统或设备。运行人员控制层和控制保护层之间的各种设备全部接入站局域网，通过站局域网进行通信。其中运行人员控制系统的主要功能是实现换流站运行数据和设备信息的采集和存储，以及实施对直流系统运行及交直流设备的操作控制。运行人员培训系统由培训工作站和仿真设备两部分构成。培训工作站的工作界面和操作方式的设计与运行人员控制系统的运行人员工作站一致，便于运行人员熟悉和掌握实际系统的运行操作。而在仿真服务器中，通过仿真软件实现对换流站内交直流场开关刀闸及顺序控制流程的模拟、直流系统运行的模拟、控制保护系统功能以及辅助系统运行状态的模拟。通过培训工作站和仿真服务器的协同工作，运行人员不仅可以对直流输电系统的运行和操作进行充分的练习，还可以对实际系统某些控制操作进行重现和分析。保护及故障录波子站的功能是对交直流保护的動作信息和交直流故障录波系统的录波信息进行采集和存储，以便于事故后的故障分析。由于保护在系统中的重要性，所以国内的直流输电工程往往要求在运行人员控制系统之外配置独立的保护及故障录波工作站，所有的交直流保护设备和故障录波系统单独组网，保护和录波信息统一接入保护及故障录波子站。



### 1.2.3 控制保护层

控制保护层位于换流站控制保护设备的第二层,包括交直流控制保护系统的所有核心设备。主要有交直流站控、直流极控、直流极保护、直流滤波器控制保护、换流变压器保护、交流滤波器保护、交流母线和线路保护等。控制保护层设备向上接入站局域网和远动局域网,实现与运行人员控制系统的信息交换,以及通过远动工作站向远方调度或控制中心传送系统运行数据和接受远方控制指令。控制保护层设备向下接入现场总线,向现场层设备发出控制命令,以及通过现场层的测量装置采集交直流一次系统的运行数据及状态信息。

### 1.2.4 现场层

现场层位于换流站控制保护分层结构的最下层,主要由

就地测控单元(分布式 I/O 单元)构成。现场层设备通过其开关量和模拟量接口与一次设备连接,并通过现场总线与控制保护层设备进行通信。现场层设备的主要功能是对一次系统的运行数据进行采集和上传,并执行上层设备的指令,完成对一次设备的操作控制。现场层设备一般具备执行控制逻辑,如开关联锁控制、同期控制等功能。

阀底部电子设备(VBE)或称为阀控制单元(VCU),是一种专用的现场层设备,控制系统通过它实现对换流阀的触发控制并接收换流阀下传的运行状态信息。

图 6.10-1 为直流控制保护设备的总体结构框图。

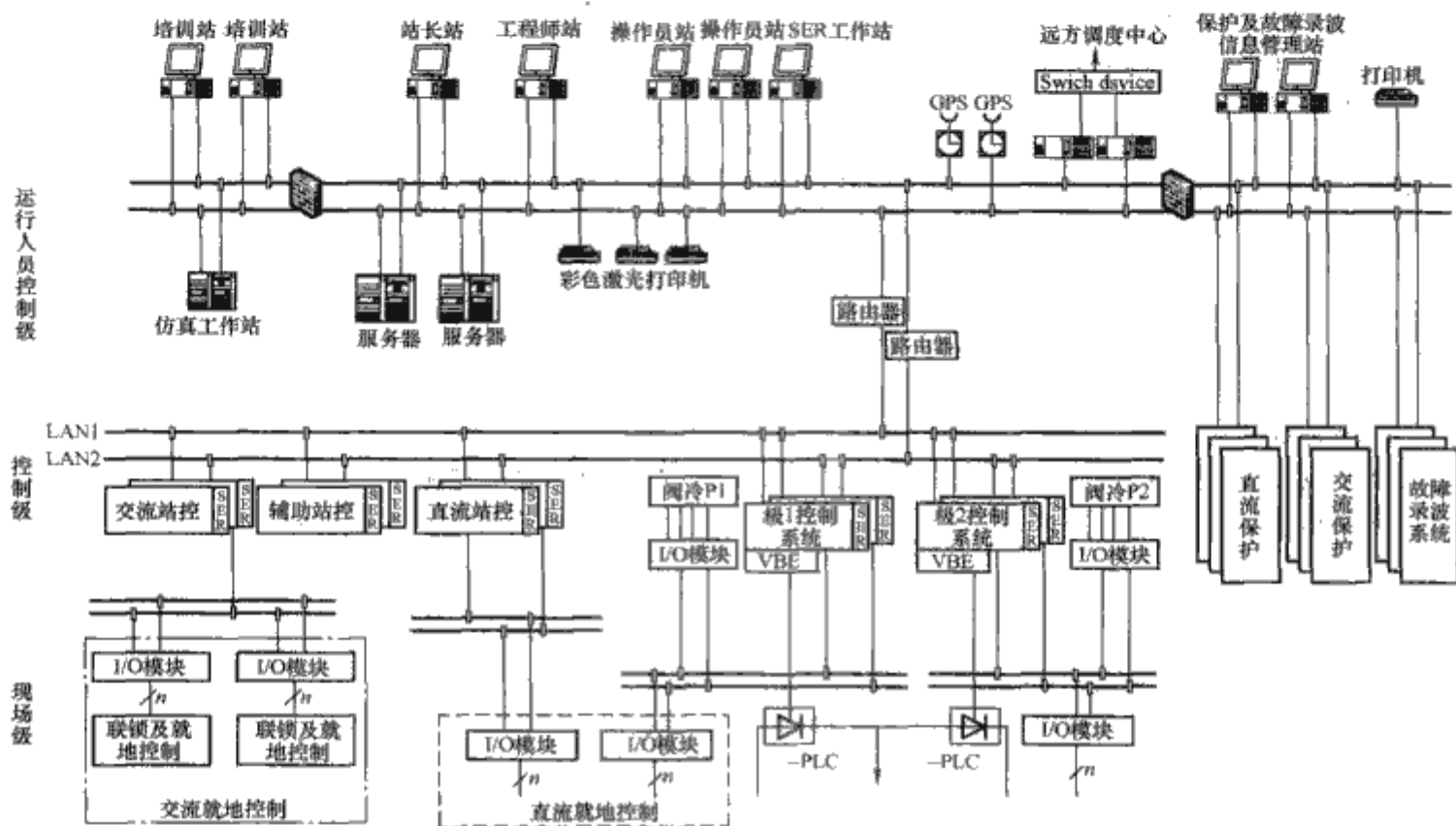


图 6.10-1 直流控制保护设备的总体结构框图

## 1.3 直流控制保护设备的设计原则

### 1.3.1 直流输电工程的主回路结构和控制保护设备的配置原则

直流控制保护设备的设计原则和设备配置与直流工程的主回路结构有关。直流输电工程有两种基本形式,一种是实现远距离电力输送的直流输电工程,包括超高压直流输电工程和特高压直流输电工程;另一种是用于交流电网联网的直流背靠背工程。

远距离直流输电工程又称为端对端直流输电工程由送端和受端两个换流站以及连接两个换流站的直流线路构成(多端直流工程除外)。远距离直流输电工程多采用双极设计,换流站内的一个极通常称为一个站极,整个工程有两个换流站共有四个站极。每个站极的换流阀和换流变压器等一次主设备采用相同的设计,四个站极的主回路具有对称的结构。远距离直流输电工程中的超高压远距离直流输电工程的电压等级包括 $\pm 500\text{kV}$ 、 $\pm 660\text{kV}$ 等,一般采用每极单 12 脉动换流器设计。特高压直流输电工程的电压等级为 $\pm 800\text{kV}$ 及以上,每个直流极往往通过两个以上 12 脉动换流器串联构成。

在背靠背直流工程中,整流和逆变两侧的换流器安装在

同一个换流站内,从而构成一个背靠背换流单元。换流单元一般采用由单 12 脉动换流器的单极设计。根据联网容量的需要,一些背靠背工程在一个换流站内还会装设多个背靠背换流单元,构成多换流单元的大型直流背靠背工程。

在直流输电工程中,控制保护设备按照控制和保护的對象,跟随一次系统的主回路和主设备进行功能划分和设备配置。不同类型的直流输电工程,控制保护设备的功能划分和配置原则基本一致,分为按站配置、按极配置(按背靠背换流单元)配置、按阀组配置及按一次设备间隔进行配置等。

### 1.3.2 超高压远距离直流输电工程控制保护设备的配置

(1) 按站配置的设备。按站配置的直流控制保护设备包括远动通信系统、运行人员控制系统、交直流站控系统、交流线路及母线保护设备、站主时钟系统、能量计费系统、交直流故障录波系统等。这些设备的功能覆盖整个换流站,每个换流站配置一套。

(2) 按极配置的设备。按极配置的设备主要包括极控制系统、直流极保护、换流变压器保护、交流滤波器保护等设备。

其中极控制系统包括双极层控制、极层控制和阀组层控制三个层次的控制功能,一般由控制系统中的不同处理器和不同的控制软件实现。在双极之间和两站之间,四套极控制



系统通过站间通信和极间通信的配合,确保整个直流系统的协调运行。直流极保护设备除了完成本极的保护之外,还要负责实现直流线路、接地极等两站和双极共用区域的保护功能。同样,按极配置的四套极直流极保护设备也要通过站间通信和极间通信进行直流线路保护和双极共用区域保护功能的配合。

(3) 按一次设备间隔配置的设备。按一次设备间隔配置的控制保护设备主要是直接与交直流场、阀厅等一次设备接口的就地测控单元(分布式 I/O 单元)。当某个间隔的一次设备检修时,相关的测控单元能够断电退出运行,不对系统运行和其他二次设备产生影响。

### 1.3.3 特高压直流输电工程控制保护设备的配置

在特高压直流工程中“按站配置”和“按设备间隔配置”的控制保护设备,与上述超高压直流工程的配置基本一致。但由于特高压直流工程每极由两个以上 12 脉动换流阀组串联构成,“按极配置”的控制保护设备应在结构上进行调整。为提高整个直流系统运行的可靠性和可用率,特高压直流系统要求各阀组的运行相对独立。在正常运行时每个阀组都应该能够独立地投入或退出,在单阀组故障的情况下故障阀组的紧急退出也不应对其他健全阀组的运行产生影响,以把故障可能造成的直流输送功率的损失降至最少。因此,特高压直流工程“按极配置”的控制保护设备应以 12 脉动阀组为基本单元进行配置。

需要重新配置的设备主要包括换流变压器保护、极控系统和极保护等。其中换流变压器保护按照串联阀组对应的换流变压器数量进行配置,仅涉及设备数量的增加。而极控系统和极保护等则需要同时对其结构和设备数量进行重新配置。重新配置之后,超高压直流工程中的一套极控系统和一套极保护设备,将变成阀组层控制保护、极层控制保护和双极层控制保护等各自独立的控制和保护设备。三层设备之间通过实时控制总线的高速通信,共同完成对直流系统的控制保护任务。其中的双极层和极层的控制保护设备,根据工程要求及控制保护设备自身的结构特点,也可以合并在一起由一套设备完成双极和极两个层次要求的控制保护功能。

一些在超高压直流工程中由极控系统完成双极控制功能,如双极总功率控制、双极功率协调控制和双极电流平衡控制等,一般改由在“按站配置”的直流站控系统中实现。对于双极公共区域的保护,根据具体工程的要求,也可配置独立的双极直流保护设备实现相应的保护功能。

### 1.3.4 背靠背直流输电工程控制保护设备的配置

背靠背工程“按站配置”和“按设备间隔配置”的控制保护设备,与常规端对端直流工程的配置相同。针对背靠背工程的主回路结构形式,对应于在端对端直流工程中按极配置的极控、极保护等设备将改成按换流单元配置。将背靠背换流单元包括两侧整流和逆变换流器在内的控制和保护功能集中在一套换流单元控制设备和一套换流单元保护设备中实现。

对于在一个换流站中安装有两个以上背靠背换流单元的背靠背工程,应为每个背靠背单元分别配置独立的换流单元控制保护设备。同时,运行人员控制系统、站控系统按换流站配置的设备,应以多个背靠背换流单元为基础,具备全站功率控制、无功控制、交直流协调控制、顺序控制等功能。应能根据控制策略的要求,在各种稳态、动态与故障情况下,对各背靠背单元之间的功率进行自动分配与平衡。

### 1.3.5 直流控制保护设备的冗余设计

直流控制保护设备对直流输电系统的运行起着极为重要

的作用,一般要求控制保护设备自身的故障或功能异常不应対直流输电系统的运行造成扰动,更不允许使系统停运,以免对整个交直流电网产生更加严重的影响。因此,直流控制保护设备本身应具备完善的自诊断功能,以便在运行过程中及时发现各种内部故障和功能异常。与自诊断功能相配合,控制保护的总体结构和设备配置一般均采用冗余设计,以便在自诊断功能检测出某一设备出现内部故障时,或者切换至健全的备用设备运行,或者闭锁故障设备的输出,确保直流输电系统的连续稳定运行。直流控制保护设备一般采用双重化或三重化冗余设计。

#### 1.3.5.1 双重化冗余

直流控制保护设备的冗余设计以双重化冗余为基础,即在总体结构上整个控制保护系统从网络总线到各种控制保护由两套完全相同的回路和设备构成。针对不同的控制保护设备和实际工程的要求,双重化冗余的实现原理不完全相同。极控、站控等核心控制系统的双重化冗余采用的是主从系统切换方式;保护设备的双重化冗余采用的是两套系统同时在线运行,动作信号通过或逻辑并行输出的方式;而对于网络总线、运行人员控制层设备和现场测控单元等设备,其双重化冗余多采用双套设备或双重通道并行工作的方式。不论采用何种实现原理,双重化冗余均要求用两套控制保护设备,各自配置独立的测量回路、电源回路、控制输出回路、保护动作输出回路以及网络通信接口等。

##### 1.3.5.1.1 主从系统切换的双重化冗余

极控、站控等核心控制系统的双重化冗余采用主从系统切换方案。主从系统切换方案由两套硬件软件设计相同的控制设备和跟随切换逻辑构成。投入运行时通过自动或运行人员的选择,由切换逻辑确定双重化的控制系统中的一套成为主系统(或称为在线系统),另一套则自动成为从系统(或称为热备用系统)。主从系统确定后,切换逻辑使主系统的控制输出开放,实施对直流输电系统运行的控制,而从系统的输出则被切换逻辑封锁,其控制输出对直流输电系统的运行不产生任何影响。

运行过程中两套控制系统中内置的自诊断功能分别对设备自身的硬件、系统软件、应用软件、输入输出及通信通道等各个层面的运行状态进行检测,并把检测结果送给切换逻辑进行判断。当主系统检测到其自身的硬件软件出现故障,并且此时从系统处于正常的可用状态时,切换逻辑将立刻起动系统切换,封锁主系统的控制输出的同时开放从系统的控制输出。系统切换的结果是原来的从系统全面接管对直流输电系统的控制权,成为新的主系统,原主系统则变为新的从系统。若在主系统检测到内部故障的同时,从系统也存在内部故障,这时如何处理要视主从系统的故障等级决定。一般的设计原则是:若主系统的故障等级较低且仍然处于可用状态时,切换至同样存在故障的另一系统将存在更大的风险,这种情况下切换逻辑可决定不产生切换,维持基本运行;若主系统的故障为严重故障,而从系统虽说有故障但仍为可用状态,则切换至从系统以维持直流输电的基本运行;而当主从系统均检测到严重故障同时为不可用时,切换逻辑则通过起动直流保护的动作为立刻闭锁直流输电系统的运行。

一般要求主从系统的切换过程应尽量平滑,不对直流输电的运行造成扰动。要做到无扰动切换,关键是要保证每次切换的瞬间两个系统的控制输出的一致性。冗余系统的一致性由跟随逻辑保证。跟随逻辑的原理是在双重化的控制系统运行时,通过两套冗余设备之间的通信通道,主系统不停地



把自己的内部主要调节参数和控制状态送给从系统,使从系统时刻跟随主系统的运行,使其输出与主系统保持一致。理论上讲,切换的过程时间越短,主从系统之间的差异性越小,切换产生的扰动也就越小,越接近于无扰动切换。由硬件实现的切换逻辑的响应速度仅为微秒数量级,可以保证切换过程非常平滑。因此,切换逻辑一般采用简单可靠的硬件电路实现。

#### 1.3.5.1.2 保护设备的双重化冗余

保护设备的双重化冗余原理是两套保护装置并行接入系统运行,采用“或”逻辑输出动作信号,任何一套保护动作均可起跳。这种安排可以避免单重化保护因设备自身的硬件软件故障导致的拒动现象。但由于两重保护任何一重动作均可以直接输出,若没有其他措施显然会增加自身故障误动的几率。双重化的保护设备一般同时采取两种措施防止误动:①为保护设备中的保护功能另外配置起动回路,只有当某一保护功能检测到其保护区出现故障并达到整定值,且起动回路也同时检测到系统故障时,才允许该保护功能的动作信号输出,保护功能和起动回路两者中单个回路的动作均被视为误动而不被执行;②为保护设备设计完善的自检功能,一旦某一重保护设备检测出自身的硬件软件故障,该重保护自动闭锁其跳闸输出回路,并给出报警信息。这种双重化冗余方案实际上类似于四重化,由设备中保护功能双套回路的“与”逻辑输出和自检功能避免保护的误动,同时依靠两套设备之间的“或”逻辑避免整个保护系统的拒动,也是一种比较完善的冗余方案。

高压直流输电的交直流保护设备一般按照双重化或三重化的冗余方案进行配置。其中交流线路保护、交流母线保护、换流变压器保护、交流滤波器保护等,通常采用双重化设计。而直流极保护根据不同的技术方案可以采用双重化方案,也可以采用三重化方案。

#### 1.3.5.1.3 运行人员控制层设备和站内局域网的双重化冗余

运行人员控制层设备中的数据库服务器、远动工作站两种设备采用双重化配置。在两重设备均正常时,通过上电初始化过程,系统会默认其中的一台服务器和远动工作站为主系统,另外的服务器和远动工作站则自动成为从系统。也可以人为指定主系统和从系统。运行人员控制层设备中的运行人员工作站、工程师工作站等设备在逻辑上不分主从,采用多重设备并行工作的机制。连接在局域网上的所有运行人员控制层设备和控制保护层设备与服务器和远动工作站之间的数据存取,都只和服务器和远动工作站中的主系统打交道,而不对从系统直接存取。如控制保护层设备的上传信息通过局域网分别存入主服务器和主远动工作站,再由主服务器和主远动工作站分别发送至运行人员工作站和调度中心;对于下行的控制命令则分别由运行人员工作站或工程师工作站经由站内局域网送入站服务器,或者由调度中心经远动通道送给主远动工作站,再由主服务器和主远动工作站送给控制保护层设备执行。而作为备用的从服务器和从远动工作站中的数据则由主服务器和主远动工作站各自对其进行实时更新,使从系统中的数据时刻与主系统保持一致,避免在任何时刻备用系统接替主系统工作时因两套设备中数据的不一致而对系统运行产生扰动或其他不利的影响。

对于双重化配置的站内局域网(LAN1、LAN2),运行人员控制层的每台服务器和工作站均配备两个网络接口,分别接入LAN1和LAN2。LAN1和LAN2的运行不分主从并行工作,由服务器和工作站中的系统软件对两个网络的状态

自动进行检测。当两个网络都正常时,设备将根据负载均衡的原则把各自对局域网的访问分配至两个网络。一旦检测到某个网络出现故障,在故障期间经过故障网络传送的信息将被集中到健全网络,直到故障恢复。

与运行人员控制层设备的情况相同,控制保护层设备也都配备两个局域网接口,每台设备同时接入LAN1和LAN2。但与运行人员控制层设备有所区别的是其在对局域网的使用上存在两种方式:①控制保护层设备默认LAN1为主通道并总是使用LAN1与运行人员控制层的主服务器交换信息,并通过向LAN2发送检测报文监视其运行状态,当检测到LAN1出现故障且LAN2处于正常状态时设备自动切换至LAN2运行;②与运行人员控制层的各种工作站完全相同,即LAN1和LAN2不分主从,在两个网络都正常时每台设备都会自动均衡LAN1和LAN2的负载,同时使用两个网络与主服务器通信。

#### 1.3.5.1.4 现场测控层设备与现场总线的双重化冗余

现场总线位于控制保护层设备和现场测控层设备之间,控制保护设备需要的一次设备数据由现场层的测控单元采集,经由现场总线输入到控制保护设备,控制保护设备的控制输出经由现场总线发至测控单元执行具体的控制操作。控制保护层设备、现场测控层设备与现场总线之间的双重化冗余一般有两种方式可供选择:

(1)双重化的控制保护设备、现场总线和现场测控单元的每一重各自单独连接,两重设备的连接互相不交叉,形成两套独立的包括控制保护设备、现场总线和现场测控单元的双重化冗余系统。在这种情况下对于采用双重化切换冗余方案的设备,如极控和站控等,无论是控制系统主机出现内部故障,还是现场总线或测控单元出现故障,将整体切换到另一系统运行。这种双重化方案的优点是逻辑简单,实际工程大多采用这种方案。但由于在每一重系统中包含了不止一种设备,出现内部故障的可能性大,产生切换的几率也会随之增加。

(2)控制保护设备和现场测控单元通过现场总线进行交叉连接的双重化方案。即对于双重化的每一重现场测控设备,既连接到控制保护设备的系统1,又连接到控制保护设备的系统2。这样每一重控制保护层设备可以同时得到两重现场测控设备的测量信息,并且作为主系统的控制设备可以同时向两重现场测控设备中的任一重设备下发控制命令。在这种方式下,控制保护层设备将负责对两套现场测控设备的运行状态进行检测和相关的逻辑判断。当两套测控设备都正常时,主控制系统选择其中的任意一套读取测量数据并进行控制输出。当选中的一套测控设备出现故障时,主控制系统将自动选择另一套测控设备继续运行。对现场测控设备来说这是一种双套设备并行工作,由控制系统对其进行适应性选择的方式。这种方式的好处是测控层设备的内部故障不会造成控制保护系统多个设备的整体切换。其弱点是对两套现场测控设备运行状态的检测和故障判断会增加控制系统主机运行负担,从而增加整个系统的复杂性。

#### 1.3.5.1.5 极控系统与阀底部电子设备的双重化冗余

阀底部电子设备(VBE)可以视为由极控系统专用的现场层测控设备,阀底部电子设备通过光纤向换流阀发送触发脉冲,并采集换流阀上各种元件的运行状态和故障信息。阀底部电子设备按双重化配置,与双重化的极控系统的每一重进行一一对应的连接,形成两重互相独立的冗余系统。无论是极控系统还是阀底部电子设备出现故障,将整体切换到另一系统运行。



### 1.3.5.2 直流保护设备的三重化冗余

如前所述,直流保护设备的冗余设计可以采用双重化方案,也可以采用三重化方案。三重化冗余的原理是,采用三套设计完全相同的保护设备并行运行,并且三套保护的動作信号在输出之前经过“三取二”逻辑进行选择。“三取二”逻辑是一种多数表决机制,只有当三套保护设备中的两套或三套均动作时才能输出跳闸,单套保护设备的误动和拒动都不会对保护动作的正确性产生影响。三重化冗余要求三套保护装置之间从保护主机、测量回路、电源回路直到信号输出回路等全部独立。三重化的保护系统在与双重化的控制系统接口时,需要先把三重保护接口转化成两重之后再与控制系统进行连接。基本实现方法是使用两套“三取二”逻辑单元取出两套接口信号,再分别接入双重化的控制系统。

## 2 远动通信系统

远动通信系统又称远方控制接口(Remote Control Interface, RCI),实现换流站与远方调度中心(全网调度中心、区域电网调度中心、省级调度中心等)的信息交换。远动通信系统通过通信网络向调度中心发送直流系统的运行参数和状态信息,以便调度中心随时掌握直流系统的运行情况。远动通信系统同时具备接收调度中心发来的运行参考值与控制指令,并将接收到的信息下传至站内控制保护设备执行的功能,以便在需要时调度中心直接整定直流线路的运行参考值并对直流线路的运行直接进行控制。

### 2.1 远动通信设备的基本配置

远动通信系统主要由远动工作站、远动 LAN 网、交换机、路由器、通道切换装置、调制解调器及网络安全装置等设备构成。除远动工作站外,保护及故障录波信息管理子站和能量计量终端系统两种设备,也通过远动通道承担向调度中心传送运行数据的任务,其数据传输功能属于远动通信系统的重要组成部分。

#### 2.1.1 远动工作站

远动工作站的硬件通常采用 Unix 工作站、无盘工作站、嵌入式计算机或 PC 工作站等构成,双重化冗余配置。

远动工作站与站内控制保护设备的通信通过站内 LAN 网进行。每台工作站需配置两个网络接口分别接入站内局域网 LAN1 和 LAN2。运行时由当前的主远动工作站与站内控制保护进行实时通信,并对备用工作站中的数据进行实时更新。数据在 LAN1 和 LAN2 的传输,根据不同控制保护设备的情况,可以按照负荷均衡的原则采用两个网络同时传输的方式,也可采用两个网络互为主备的方式。

远动工作站与总调、网调、省调等远方调度中心的通信,一般要求同时具备网络传输和点对点传输(或称为专线传输)两种方式互为备用。对于网络方式,每台远动工作站需配置一个网络接口接入远动局域网。对于点对点通信,一般需要在每台远动工作站上配置  $n+x$  个串行接口( $n$  为远方调度中心的数量),分别用于接入与调度中心相对应的  $n$  个串行通道,并预留  $x$  个冗余串行接口作为备用。要求备用串行接口的数量至少为一个,以便运行中当在线运行的远动工作站检测到与某个调度中心的串行通道不正常时,自动将数据传输改由通过备用通道进行。在产生主备工作站切换时,两个远动工作站连接串行通道的全部串行接口通过通道切换装置对应进行自动切换。

远动工作站的软件由操作系统和应用程序两部分构成。

其中操作系统基于系统的安全性与可靠性考虑,一般采用 Unix、Linux 或其他实时多任务操作系统。远动工作站的应用软件主要包含下列部分:①数据访问接口功能模块;②规约转换和发送功能模块;③远动通道自检功能模块等。

数据访问接口功能模块的任务是通过站内 LAN 网从控制保护层设备中读取或向控制保护层设备中发送数据。

规约转换和发送功能模块则根据不同远动通道的规约要求,将相应数据转换成不同格式的数据链进行传输。所有需传送的量采用周期传送和开关量变位、模拟量越死区(死区范围可调整)优先主动上传的方式进行传送。

为保证信道畅通,需要对远动工作站和远方调度中心之间的传输通道进行自检。自检可以选择采用问答式(调度中心询问,换流站回答)或主动式(每隔一段时间换流站主动发送检测报文给调度中心)两种自检方案。自检功能由远动工作站中的通道自检功能模块完成。在自检程序发现通道故障时报警,报警信号经站 LAN 网发送给 SOE(Sequence Of Events, 顺序事件记录)系统触发生成事件。

远动工作站的远动应用软件应支持各调度中心以及本地运行人员工作站对换流站的分区控制,且同一控制区在同一时间内仅能被一个控制属主控制,不同控制属主可在同一时间内控制不同的控制区。对各调度中心的遥控操作还应具有返送校核功能。

#### 2.1.2 远动 LAN

远动局域网(LAN)分为实时远动 LAN1 和非实时远动 LAN2,均为单重化配置。对外,两个网络通过路由器(Router)接入电力数据网。在站内,远动 LAN1 用来与远动工作站相连,实现换流站监控信息的实时远传和远方调度信息接收;远动 LAN2 用来与保护及故障录波信息管理系统和能量计量终端系统相连,实现非实时信息的远传。

#### 2.1.3 通信方式及规约

对于远动工作站与调度中心的点对点通信,远动通道的速率可为 2Mbit/s 或 600/1200bit/s。在采用 600/1200 bit/s 远动通道时,冗余的远动工作站配置串行接口切换装置和调制解调器(MODEM)接入点对点远动通道。当采用 2Mbit/s 通道时则不需连接 MODEM,远动工作站的串口经切换装置直接接入业主的 MSTP(多业务传送平台) 2Mbit/s 专线网。点对点通信的规约一般要求采用 DL/T 634.5101—2002《远动设备及系统 第 5101 部分:传输规约 基本远动任务配套标准》。

远动工作站与调度中心网络方式的通信,一般采用 IEEE802 系列局域网协议,如 10/100Mbit/s 以太网和 TCP/IP(传输控制协议/网际协议)协议。由与 SPDnet(数据网络系统)相连的路由器提供 G.703/2Mbit/s 接口或 10/100Mbit/s 网络接口,并支持 SNMP(简单)网络管理协议或 ATM(异步传输模式)协议(采用 ATM 设备接入时)。具体规约为 DL/T 634.5104—2002《远动设备及系统 第 5104 部分:传输规约 采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问》或 IEC 60870-6/TASE.2。

保护与故障录波系统和电能量计量系统与调度中心的通信,一般采用网络加拨号的方式。保护与故障录波系统为所采用的规约 DL/T 667—1999《远动设备及系统 第 5 部分:传输规约 第 103 篇:继电保护设备信息接口与配套标准》,电能量计量系统为 DL/T 719—2000《远动设备及系统 第 5 部分:传输规约 第 102 篇:电力系统电能累计量传输配套标准》。



## 2.2 运动通信系统的功能和性能

### 2.2.1 运动通信系统的功能

换流站远动通信系统的主要功能是向远方调度中心发送换流站的运行状态,包括遥信、遥测、事件等调度信息,和接收远方调度中心发送来的控制指令等。

(1) 按照工程规范要求的通道数量和通信协议,准确完成信号传输。

(2) 向调度中心传送的数据应具有模拟量越限优先传送、开关量变位优先传送和全数据传输等功能。

(3) 接受远方调度中心的遥调、遥控命令,并向站控系统转发这些命令的功能。接收到远方控制命令后自动进行安全校核,并向调度中心返回校核结果。

(4) 为调度中心提供 SOE 数据的功能。

(5) 与调度中心站内 GPS 的对时功能。

(6) 自诊断和报警功能。

(7) 软件故障或失电恢复后的自动重启动功能。

### 2.2.2 相关性能要求

远动通信系统应满足、但不限于如下的性能要求:

(1) 数据传输实时性要求:模拟量 $<2s$ ,状态量 $<1s$ 。

(2) SOE 事件时间分辨率:1ms。

(3) 系统可用率: $\geq 99.99\%$ 。

(4) 遥信正确率: $\geq 99.9\%$ 。

(5) 遥控正确率: $=100\%$ 。

(6) 遥调正确率: $=100\%$ 。

(7) 遥信变位传送时间: $\leq 2s$ 。

(8) 遥测越死区传送时间: $\leq 3s$ 。

(9) 遥控传送时间: $\leq 2s$ 。

(10) 在远动工作站出现内部故障时和主备工作站切换的过程中不应引起误操作。

(11) 平均无故障时间 (MTBF) 大于 17 000h。

## 3 运行人员控制系统

运行人员控制系统的主要功能是对直流系统运行和主设备的状态信息进行处理与存储,并为运行人员操作及运行维护提供人机界面。

### 3.1 运行人员控制系统的基本配置

运行人员控制系统一般采用客户端加服务器的结构设计。其基本配置至少包括:

(1) 人机接口 (客户端)。由一系列计算机工作站组成,包括运行人员工作站、工程师工作站、站长工作站、培训工作站等,是运行人员和换流站控制保护系统对话,实现运行人员监视和控制操作以及培训功能的接口。

(2) 系统数据库服务器。存储所有相关系统数据。

(3) 换流站主时钟系统。完成全站范围内的对时功能。

(4) 站局域网。在换流站的级别上把运行人员控制系统和其他控制保护设备连接在一起,实现它们之间的信息交换。

运行人员控制系统在逻辑和功能上呈分布式结构,不同的应用分布于不同的计算机节点上,有关键应用的计算机节点均采用冗余配置。如数据库服务器为双重化配置,运行人员工作站及工程师工作站等则是多重化配置。

#### 3.1.1 硬件

运行人员控制系统的硬件由服务器、工作站等标准的计算机产品,网络设备和外部配套设备等构成。设计时应采用

主流技术的通用产品,并考虑可靠性、可维护性、开放性等要求。在网络设备的选型中还应充分考虑系统的可扩展性,如交换机的接入端口数量至少应留有 30% 以上的冗余度。为保证系统运行的安全性,外围系统与实时系统之间应有可靠的防火墙设计。防火墙功能应采用硬件实现,如通过集成到路由器等装置中的形式实现。

#### 3.1.2 软件

运行人员控制系统的软件遵循模块化原则或面向对象的设计原则,按照分层分布式结构设计。操作系统应符合 IEEE 1003.1—1996《信息技术 便携式操作系统接口 (POSIX) 第一部分:系统应用程序 (API) C 语言》规定的开放性国际标准,数据库服务器应支持 Unix 操作系统平台。除了系统软件 (含操作系统)、应用软件外,还应包括网络管理、数据库管理、人机界面管理等在内的支撑软件。支撑软件应选用专业的、成熟的主流产品,并符合相关的国家标准规定。

#### 3.1.3 数据通信方式

(1) 运行人员控制系统与站控/极控系统的通信采用网络方式,与保护装置及其他装置的通信除网络方式外,也可采用点对点、多路点对点等串行方式。

(2) 与 UPS、火灾报警系统、直流电源系统、空调系统等辅助系统的通信多采用串行接口或带安全防护的网络通信方式。

## 3.2 运行人员控制系统的功能和性能

运行人员控制系统的功能主要包括:运行控制操作功能、数据采集和存储功能、直流系统运行监视功能、自诊断和维护功能、文件管理功能等。运行人员控制操作和直流系统运行监视功能通过运行人员工作站和工程师工作站等人机接口设备实现。文件管理功能对直流系统的所有设计文件和相关资料在文件管理服务器中进行归档,并按照不同的权限使相关人员对文件进行管理以及查询。

### 3.2.1 控制位置的分层结构

在介绍运行人员控制系统的功能和性能之前,先介绍控制位置分层的概念。高压直流输电一般要求运行人员在不同地点或控制位置,能够对直流系统和相关设备的运行进行不同权限和功能范围的控制操作,称为控制位置的分层结构。直流输电的控制位置包括远方调度中心或集中控制中心、换流站主控制室、控制保护系统的设备层就地、一次设备就地四个层次。四个层次均具备控制操作界面,运行人员根据运行及维护的需要,在不同地点对系统运行和设备进行对应的操作。远方调度中心和换流站主控制室两个控制位置的控制权限和控制功能的分配和定义,需要根据具体工程的要求确定。如果工程按现场有人值班原则进行设计,则换流站主控制室将具有全面的控制权限和控制功能,远方调度中心只具有少量的控制功能;若换流站按无人或少人值守设计,则远方调度中心或集中控制中心将具有全面的控制权限和控制功能。对于有人值班的换流站,其运行人员控制位置应按如下层次进行划分和配置:

(1) 远方调度中心。换流站接收来自远方调度中心的控制指令,后者可对换流站进行直接的控制操作,或下达相应的调度命令。远方调度中心完成的运行控制任务以调度功能为主,而大量的操作将由运行人员在远方调度中心的指令下在现场完成。

(2) 换流站主控制室。换流站主控室是实现整个高压直流系统运行控制的主要位置,运行人员控制系统具备全面完



整的控制操作功能。运行人员通过运行人员工作站的人机界面面对系统运行监视和控制。

(3) 设备层就地控制。在交流场就地继电器室、阀厅、控制楼设备间和通信间、各辅助系统就地等以及工程的其他位置,通过就地控制界面,在设备维护或系统运行时单独对相关设备和子系统进行操作,同时作为在前述(1)、(2)两项功能丧失时的后备控制手段。

(4) 设备就地控制。对于主设备和某些独立的装置和设备,通过主设备本体的二次系统和独立设备的控制接口对设备本身进行就地控制,包括设备的电动开关控制和手动机械操作。

### 3.2.2 数据采集和存储功能

数据采集和存储功能主要由数据库服务器完成。数据库服务器的基本功能是连续、准确地记录高压直流系统中所有的运行参数和运行状态,以供运行人员实时监测和故障后对历史数据的分析使用。国内工程中一般要求配置在硬件上独立的服务器系统,存储的数据一般包括系统运行参数和状态,顺序事件记录,告警记录,趋势记录,在线谐波分析结果等。

在逻辑上,数据采集和存储由三个数据库程序共同完成,即历史数据服务器、前置数据服务器和实时数据服务器。其中历史数据服务器用来实现对历史数据的保存,同时为客户端提供历史数据查询服务;前置数据服务器实现运行人员控制系统和控制保护设备之间的通信,采集控制保护设备通过站内局域网上送的系统运行实时数据;实时数据服务器也称对象服务器,实现运行人员监控系统中所有数据对象的管理,为客户端提供实时数据服务。实时数据由前置数据服务器采集。同时实时数据服务器还要定期把数据保存到历史服务器,以供查询。

数据库具有自动保存功能,自动保存的时间间隔可由运行人员确定。一般要求所有系统数据和记录按天保存为一个独立的文件,且能够定期将所有数据库文件自动备份到外部存储器(CD-ROM或DVD-ROM)。

数据库及其服务器系统一般要求采用成熟、通用的商业化硬件产品和软件平台,以方便用户的维护管理和后续的扩展升级;数据库的外部数据接口使用标准规约,以保证其他二次子系统对数据库文件的正确写入和读取。数据库应具有完备的自检测和自监视功能,检测到任何的内部软硬件故障或异常时系统应自动报警。当检测到在线服务器出现较为严重的故障时应自动切换主、备系统,并保证切换过程不对直流系统的运行造成扰动。

### 3.2.3 人机接口功能

与运行人员控制功能相关的人机接口设备主要包括运行人员工作站、工程师工作站、站长工作站和培训工作站。这些工作站一般采用标准计算机或计算机工作站来实现。运行人员控制系统是直流输电运行中最重要的控制和监视位置,需要具备功能完善、方便友好及安全可靠的监视操作界面。

(1) 运行工作人员工作站。所有的运行人员控制和换流站监视功能,均通过运行人员工作站实现。因此,在各种工作站中为运行人员工作站配置的监视窗口页面和控制操作功能是最全的。主要包括:

1) 登录/退出窗口。运行人员只有登录到系统后,才能进行相应的操作。并且规定不同等级的运行人员具有不同的控制权限,对应有不同范围的操作。

2) 单线图(SLD)窗口。SLD窗口上描述了整个换流站一次、二次系统和辅助系统的接线方式、设备运行状态和

即时刷新的系统运行参数,以供运行人员对直流系统的运行进行实时监视和控制操作。SLD包括不同的可切换的页面,每个页面对应系统的不同部分(如交流场、换流阀、换流变压器、阀冷却系统等)。运行人员在SLD上面可实现对一次设备的状态控制、控制系统参数的整定及二次系统主、备通道的手动切换等。

3) 流程图窗口。流程图窗口用于运行人员直观地进行顺序控制操作。流程图中方框与顺序控制的各种标准状态一一对应,系统当前状态用特殊的颜色与其他状态区分。运行人员通过点击某个希望达到的状态,起动对应的自动顺序操作功能。

4) 列表窗口。列表窗口中应包含所有的系统事件和报警信息。信息包括事件发生的时间、对象、描述、等级等内容。不同等级的事件采用不同的颜色区分。对于所有的事件和报警信息,系统具有自动统计、过滤和归档功能。可自动生成不同类型的列表,如顺序事件记录、报警列表、故障列表以及用户自行定义的其他列表。

5) 趋势窗口。趋势窗口用于对某个或多个指定的运行参数显示出其变化曲线图,作为运行的参考。趋势图分为实时的动态趋势和历史趋势。非实时的历史趋势图通过调用系统数据库中的历史数据绘制,给出直流系统在一段历史时间内的变化趋势。

6) 操作流程控制。为防止误操作,所有控制操作需按经过分解的步骤执行,如选择对象、选择操作种类、发出操作指令等。每个步骤的操作需经过确认后才能进入下一步操作。为给不正确的操作提供改正的机会,除上述步骤中的最后一步外,其他操作都可以通过点击相关按钮中止或取消操作。

(2) 工程师工作站。工程师工作站具备对控制保护设备的部分功能参数进行修改配置的功能,如人机对话窗口的增减和修改、二次系统软件的修改、系统数据库的维护等。通过登录控制,只有具备权限的工程师才被允许进行相关的修改维护。通常运行人员工作站所具备的监视页面和控制操作功能在工程师工作站也是开放的,必要时在工程师工作站上可对直流系统的运行进行操作。

(3) 站长工作站。站长工作站主要用于监视全站所有系统和设备的运行参数和状态;但不具有任何的控制操作功能。因此,站长工作站的功能配置只包括运行人员工作站的监视部分。

(4) 培训工作站。直流输电换流站一般要求配置运行人员培训系统,培训系统由仿真模拟器和培训工作站两部分构成。其中仿真模拟器用于对换流站相关的交直流系统和主设备的运行和动作时序进行仿真;而培训工作站作为人机接口,用于对运行人员的控制操作进行培训。为此,培训工作站一般采用与运行人员工作站完全相同的监视页面和操作功能设计,使培训系统能够模拟所有的运行人员操作功能,包括正常运行和故障时的处理操作,为运行人员提供最为真实的培训环境。

(5) MIS(管理信息系统)接口工作站。直流控制保护系统与MIS接口的主要功能是将直流输电系统的实时运行状态和参数送入MIS,供MIS存储、统计、显示和生成生产运行报表等。

### 3.2.4 运行人员控制功能

运行人员控制功能指运行人员对直流系统和一、二次设备运行的操作控制功能。运行人员控制功能分为直流系统运行的操作控制和对控制保护系统自身的配置维护两部分。控



制操作在系统停运状态和运行过程中均可进行,但在运行过程中的在线操作不应影响 HVDC (高压直流输电) 系统的运行造成任何扰动。

直流系统运行的操作控制主要包括:

(1) 控制位置的选择。在经过远方调度中心的授权后,在运行人员工作站对远方调度中心或换流站主控制室两种控制位置进行选择切换。同时在运行人员工作站上还可对主控室与就地控制之间的操作进行切换,以便在试验验收以及紧急状况下,运行人员通过设备就地对系统和设备进行直接操作。

(2) 直流系统主回路运行方式和控制模式的选择。包括单极/双极等各种运行方式的选择、功率输送方向的选择、双极功率控制或全站总功率控制的选择、极或换流单元功率或电流独立控制的选择、自动功率曲线运行方式的选择等。

(3) 运行参考值的整定。包括直流功率或电流参考值设定,变化速率和功率、电流阶跃值的整定,自动功率曲线的设定,无功功率控制参数的设定等。

(4) 各种附加控制功能的投退和控制方式的切换。主要有功率振荡控制、频率控制等,以及由交流安稳装置起动的各项附加控制功能的投入和退出,换流变压器分接头手动/自动控制方式的选择,手动和自动顺序控制的选择,无功功率控制中交流电压控制和无功控制模式的切换,以及自动或手动控制方式的选择等。

(5) 顺序控制操作和直流系统的正常起动和停运控制。通过运行人员的控制操作,分别以自动或手动方式起动站控和极控系统内的顺序控制逻辑的执行,经过预先设计好的若干标准状态,包括检修状态、交流系统隔离状态(冷备用)、交流系统连接状态(热备用)、换流阀解锁状态等,使直流系统按步骤安全稳定地从停运变为运行状态,或从运行变为停运状态。在直流系统的正常运行中,在需要时也可通过运行人员的操作起动相关的顺序控制功能,使系统从一种运行方式转为另一种运行方式,如双极和单极运行方式的转换、单极运行金属回线和大地回线方式的转换、自动功率翻转等。

(6) 对换流站辅助设备和子系统的直接控制操作。包括换流阀主备冷却系统的手动切换,交直流暂态录波装置的手动起动,站用电源系统主备通道的切换,设计中可能存在的无需纳入自动顺序控制的无功分组的手动投切等。

(7) 交直流系统故障操作。包括对保护报警和动作信号的手动复归、紧急停运等。

(8) 控制保护系统自身的配置维护,主要包括:

1) 对各种直流控制保护设备参数的在线检查和修改,备用通道自检的起动等。

2) 对运行人员控制系统图形页面、报表、曲线以及数据库等维护。

3) 直流控制系统及远动主备通道的手动切换等。

### 3.2.5 直流系统运行监视功能

与控制位置的分层一样,直流系统运行的监视也可以分别在远方调度中心、换流站主控室、设备层控制保护设备就地以及设备就地四个地点进行。其中设备层控制保护设备就地和设备就地一般只提供与其控制范围相关的部分监视功能和信息。

通过运行人员工作站、工程师工作站等人机接口设备的图形、曲线、顺序事件记录表格等页面全面监视直流系统和主设备的运行状态。监视功能一般包括:系统运行参数监视、一、二次设备的状态监视、控制命令及执行的监视、事

件顺序记录和报警信号的监视、趋势记录监视、保护动作和暂态故障录波信号监视、在线谐波监视和分析等。

监视信号带有时间标记。系统数据库具备对这些信号的自动统计功能,并可手动或在运行人员设定的时间间隔内自动将运行记录和监视结果打印输出和保存到外部存储器(光盘)。在最终确定的信号数量的基础上,监视系统需考虑 25% 以上的输入/输出的备用裕度,以供将来使用。

## 4 交直流站控系统

交直流站控系统用于实现换流站交直流开关场设备的顺序控制、电气联锁控制、全站无功功率和无功设备的投切控制、站用电源系统的控制、在线谐波监视、顺序事件记录(SER 或 SOE)和监视报警信号的采集管理等。对于一些大型直流输电换流站,如特高压直流输电换流站或由多个换流单元组成的背靠背换流站,为了对直流功率进行总体控制以及在多个换流器之间进行分配,全站的总功率控制功能也可在直流站控中实现。

### 4.1 交直流站控系统的基本配置

根据换流站的规模和具体工程的要求,包括站用电源系统和交直流场控制在内的全部站控功能可以由一套集中的站控系统实现,也可以分成多个独立的站控系统,分别实现对交流场、直流场和站用电源系统的控制。对于大型的背靠背换流站,由于两侧的交流场规模较大,往往对应配置两套独立的交流站控系统。

站控系统由站控主机、现场总线、分布式 I/O 单元(现场测控装置)等设备构成,采用双重化冗余配置。站控主机向上通过 LAN 网接口接入站内局域网,实现与运行人员控制层设备和极控、直流保护等控制保护层设备的通信,向下接入现场总线实现与分布式 I/O 单元的通信。

实现站控系统的在线谐波监视功能一般采用两种设计:①在站控系统的分布式 I/O 单元中增加模拟量采集板卡用作测点数据的采集,所采集到的数据通过高速总线送到专门配置的谐波监视计算机中进行汇总处理,最后将结果上传至运行人员控制系统;②采用独立的谐波采集装置对测点数据进行采集,经谐波监视计算机汇总处理后上传运行人员控制系统。

站控系统顺序事件记录功能分两种情况:①对于站控控制范围内的事件信息,包括站控自身 I/O 单元采集到的事件和站控主机在控制过程中产生的事件,由站控主机直接通过站 LAN 送至运行人员控制系统,不需要另外配置设备;②对于消防、空调系统等辅助系统产生的大量事件信息,则需要配置独立的测控装置(顺序事件记录屏)进行采集并通过现场总线送站控主机。

### 4.2 交直流站控系统的功能和性能

#### 4.2.1 控制和监视

##### 4.2.1.1 控制功能要求

站控系统接收来自运行人员控制系统(OWS)或远动系统(GWS)的控制命令信号,完成下述控制和操作:

- (1) 运行方式配置。
- (2) 直流开关场开关设备控制与监视。
- (3) 交流场内所有断路器、隔离开关和接地开关的切/合操作。
- (4) 直流接地开关的切/合操作。
- (5) HVDC 系统顺序控制操作。
- (6) HVDC 系统紧急停机(ESOF),站控系统主控室



内设计由运行人员手动操作的 ESOF 的控制按钮。

(7) HVDC 系统试验操作。

(8) 全站无功功率控制及滤波器投切控制。

(9) 对交流站用电系统的控制。

(10) 接收远方最后一个断路器跳闸信号, 经逻辑判断 (主要是潮流方向) 是否向直流系统发出闭锁命令等。

所有这些控制操作, 均设计有可靠的联锁功能, 以保证系统及设备的正常运行和运行人员的人身安全。

从控制位置的层次上讲, 站控系统的控制功能可以在远方调度中心、换流站主控室、控制保护设备屏柜就地以及一次设备就地四个级别上启动并执行; 操作的优先级为分层结构上越低的位置, 其控制优先级越高。

运行人员发出的手动操作命令, 其控制优先级别高于正在执行过程中的自动顺序控制操作。

#### 4.2.1.2 监视功能要求

几乎所有在运行人员控制系统 (OWS) 上所监视的信号, 均在站控系统内完成信号的采集、汇总和上传。包括下述各项:

(1) 所有上述控制操作指令。

(2) 全站所有一次设备的运行状态 (如交/直流开关、隔离开关、接地开关的分/合等)。

(3) 全站所有一次系统回路、支路的运行参数 (如电压、电流、功率等)。

(4) 换流站辅助系统 (站用电、阀冷却、消防、空调等系统) 的运行状态和运行参数。

(5) 站控系统内部所产生的事件 (包括告警和故障)。

(6) 在线谐波监视检测的结果。

(7) 站控系统自身的运行状态 (如主、备通道投入状态等)。

所有这些上传到 OWS 和 GWS 的被监视信号, 均具有完整的时间标记, 其时间分辨率一般要求为 1ms。

#### 4.2.2 无功控制

直流输电换流器的运行消耗无功功率并且随着直流功率的增减而变化, 自然状态下这些无功将由交流系统提供, 不加治理将会破坏交流系统的无功平衡。同时换流器的运行还会产生大量的特征谐波和非特征谐波, 不采取措施将对交流系统造成谐波污染。解决这些问题的理想情况是, 在直流功率输送从最小值到长期过负荷值之间的任何直流功率水平上, 通过对换流器所产生的无功和谐波线性和连续的补偿, 使换流站与交流系统的无功功率交换为零, 并且使从换流站送到交流系统的谐波为零。实际工程的做法是, 根据交直流系统参数计算出系统允许的无功偏差值  $\Delta Q$ , 通过对换流站中交流滤波器分组等无功单元投切的合理组合, 确保交直流系统的无功交换在全部功率输送范围内不超过这一偏差值, 并消除或减轻换流站对交流系统的谐波污染和对设备的危害。

##### 4.2.2.1 无功单元的类型

换流站无功单元的类型一般包括对基波呈容性的 HP12/24、HP3 等交流调谐滤波器组, 并联电容器组和并联电抗器等。所配备的无功单元的数量和分组容量, 由系统研究根据具体工程的交直流系统参数、直流输送功率等, 得出换流站需要的最大无功补偿容量、允许的交直流无功交换偏差值以及换流器在所有正常运行工况下的谐波水平等情况确定。无功偏差值  $\Delta Q$  一般考虑稍大于最大无功单元分组容量的 1/2。

##### 4.2.2.2 无功控制功能

无功控制功能一般在直流站控系统中完成, 其功能框图

如图 6.10-2 所示。无功控制的控制策略是综合系统运行中交流系统的电压水平、换流站与交流系统的无功交换, 以及换流站的谐波水平等条件, 对站内交流滤波器组、并联电抗器和并联电容器组等无功单元进行投切控制, 并与极控系统的触发角控制 (QPC) 相配合, 在各种直流输送功率水平下时刻维持交直流系统无功交换的平衡。为保证无功单元投切的均衡性, 直流站控系统无功控制功能的设计, 应使在直流功率从最小值增加到长期过负荷水平, 或从长期过负荷水平变化至最小值的过程中, 每个无功分组最多只能投入和切除一次, 即使直流系统停运, 无功控制也应可以继续工作。

由于无功控制需要在综合考虑多种系统条件下, 对换流站不同类型的无功单元进行投切, 因此无功控制功能由多个不同原理的子功能组成。并且各子功能按照预先设定的优先级和逻辑条件共同实现系统要求的无功控制功能。

(1) Abs Min Filter, 绝对最小滤波器容量限制。绝对最小滤波器组是一组针对换流站的谐波和无功条件, 在直流系统运行在任何直流功率水平下都必须具备的最基本条件。该子功能首先负责在换流器解锁的同时, 按照系统设计所确定的无功容量和滤波器组的类型选择投入绝对最小滤波器组, 并在整个直流功率范围内时刻对绝对最小滤波器组是否满足的条件进行监视, 在其他无功控制子功能对无功单元的切除可能造成绝对最小滤波器组条件不满足时, 闭锁其切除操作。

(2) U-max/min, 最高/最低电压限制。U-max 的功能框图如图 6.10-3 所示。作为无功控制的子功能之一, U-max 功能分两个部分:

1) 作为独立的无功控制单元监视交流母线的稳态电压, 如果电压超过最大限幅  $U\_MAX\_LIMIT$  且持续一定时间, U-max 直接发出切除滤波器组的指令。无功控制将按一定的策略顺序切除滤波器组, 直到电压回到正常范围或只剩下 Abs Min Filter 为止。如果电压低于最低限幅  $U\_MIN\_LIMIT$  且持续一定时间, U-max 直接发出投入滤波器组的指令, 无功控制将按次序投入滤波器组直到电压回到正常范围或没有可用的无功单元为止。

2) 作为其他无功控制子功能 (如 U-control/Q-control) 的电压限制条件, 决定无功单元的投切是否能够执行。比如, 如果 U-max 判定下一组滤波器的投入将引起电压超过  $U\_MAX\_LIM\_ENBL$ , U-max 功能将禁止投入滤波器组的操作。同理, 如果再有一组滤波器的切除将引起电压超过  $U\_MIN\_LIM\_ENBL$ , 那么 U-max 功能将禁止切除滤波器组的操作。只有在 U-max 允许的情况下, U-control/Q-control 发出的投入/切除滤波器组的指令才有效。

(3) Q-max, 最大无功交换限制。Q-max 的功能也有两个。

1) 以换流站送入交流系统的最大容性无功为判据, 一旦发现其超过预先设定的最大值直接发出切除无功单元的指令。

2) 作为其他无功控制子功能 (如 U-control/Q-control) 的无功限制条件, 决定下一个无功单元的投入是否能够执行。

如果 Q-max 判定下一组滤波器的投入将引起流入交流系统的无功超过最高限幅值, Q-max 将闭锁投入滤波器组的操作, 使换流站流向交流系统的无功容量不超过最高限幅值。只有在 Q-max 允许的情况下, U-control/Q-control 发出的投入滤波器组的指令才有效。与 U-max 的一个重要区别是 Q-max 的作用是单方向的, 它只负责切除滤波器和限制滤波器的投入; 而 U-max 的作用是双向的, 同时作用于滤波器的投入和切除。

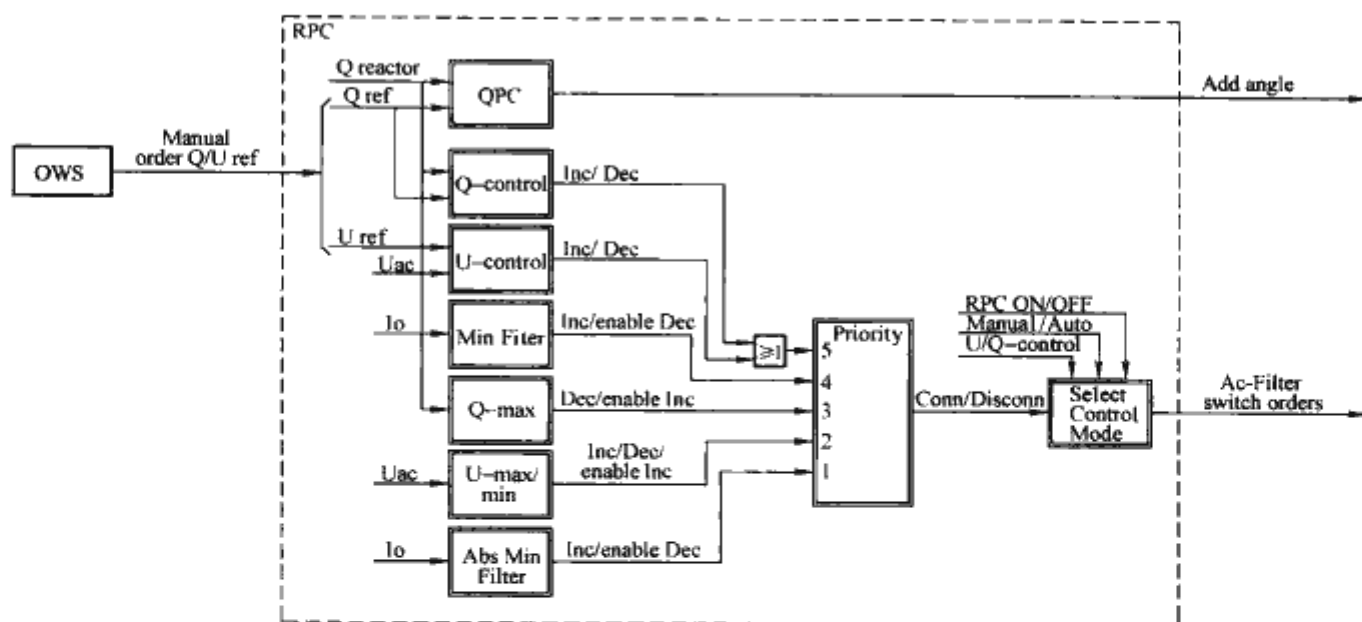


图 6.10-2 无功控制功能框图

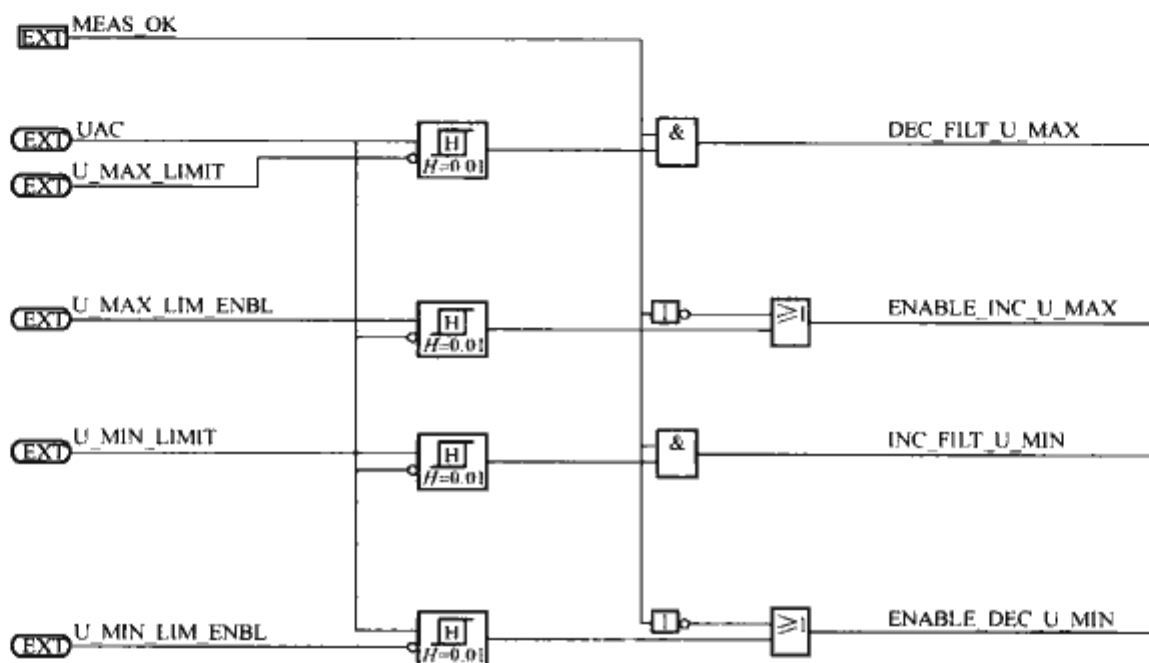


图 6.10-3 U-max 功能框图

(4) Min Filter, 最小滤波器组控制。最小滤波器组控制功能以系统是否满足换流站谐波水平为判据, 对最小滤波器组的投切进行控制。它根据换流站整流/逆变运行状态和直流输送功率, 计算出满足谐波滤波性能所需投入的滤波器组的最小数量和类型。当滤波条件不满足时选择符合类型要求的滤波器组并直接发出投入指令。当其他无功控制判据对滤波器组的切除而造成最小滤波器组的条件不满足时, Min Filter 功能将限制切除滤波器的操作。

(5) Q-control, 无功判据的无功控制。Q-control 是无功控制的两种可以选择的控制模式之一。运行人员可以选择本控制模式或 U-control 交流电压判据的无功控制模式, 但两种模式不能同时有效。Q-control 控制根据交直流系统的无功交换容量对交流滤波器组和其他无功单元发出投切命令, 控制换流站与交流系统的无功交换容量处于设定参考值的允许偏差值  $\pm \Delta Q$  范围之内。

换流站与交流系统的无功交换由以下公式计算得到

$$Q_{exc} = Q_{filt} - Q_{conv} \quad (6.10-1)$$

$$Q_{filt} = \sum (U_{ac}/U_{acN})^2 Q_{filtN} \quad (6.10-2)$$

$$Q_{conv} = I_d U_{dio} 1/4 \times \{ [2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu)] / [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] \} \quad (6.10-3)$$

式中:  $Q_{exc}$  为交直流系统之间的无功交换容量;  $Q_{filt}$  为交流

滤波器和其他无功单元提供的无功容量;  $Q_{conv}$  为换流器消耗的无功功率;  $Q_{filtN}$  为额定电压下交流滤波器和其他无功单元提供的无功容量;  $U_{dio}$  为 6 脉动换流器的理想空载直流电压;  $U_{ac}$  为交流母线电压;  $U_{acN}$  为额定交流母线电压;  $I_d$  为直流电流;  $\alpha$  为触发角;  $\mu$  为换相角。

(6) U-control, 交流电压判据的无功控制。U-control 是无功控制的两种可以选择的控制模式之一。运行人员可以选择本控制模式或 Q-control 无功判据的无功控制模式, 但两种不能同时有效。U-control 控制以交流系统电压为判据, 对交流滤波器组和其他无功单元发出投切命令, 控制换流站交流母线电压变化处于设定参考值的  $\pm \Delta U$  范围之内, 从而间接对交直流系统的无功交换进行控制。

#### 4.2.2.3 辅助无功控制功能

为了获得更好的控制效果, 无功控制中往往还要包含一些辅助的无功控制功能。如 QPC 功能(触发角控制功能)和 Gamma kick 功能(熄弧角预先增大功能)等。这些功能在极控系统中实现。

#### 4.2.2.4 无功控制功能的优先级

以上各项在站控系统中实现的无功单元投切控制子功能依次具有以下 5 个优先级, 其中优先级 1 为最高优先级, 优先级 5 为最低优先级。由于在任何时刻 Q-control 和 U-control 只有一个有效, 所以它们具有相同的优先级。



- (1) 优先级 1: Abs Min Filter。
- (2) 优先级 2: U-max。
- (3) 优先级 3: Q-max。
- (4) 优先级 4: Min Filter。
- (5) 优先级 5: Q-control/U-control。

无功控制根据各子功能的优先级, 协调各子功能发出的投切滤波器组的指令。某项子功能发出的投切指令仅在与更高优先级的限制条件不产生冲突时才有效。

#### 4.2.2.5 无功控制的控制模式

整个无功控制功能在总体上具备以下控制模式, 包括 ON 模式、OFF 模式、手动模式和自动模式等。控制模式的确定通过运行人员进行选择。

1) ON 模式。当运行人员控制选择 ON 模式时, 无功控制功能投入运行并首先自动进入手动模式。此时, 运行人员可选择自动模式。

2) 手动模式。当选择手动无功控制模式后, 高优先级的 Abs Min Filter、U-max、Q-max 等无功控制子功能仍将处于自动状态, 以确保系统自动满足绝对最小滤波器组要求以及最大无功交换和最大电压限幅值等限制条件。仅 Min Filter 和 U-control/Q-control 两项子功能所具备的滤波器组投切操作由运行人员根据系统运行状态手动完成。当需要投入滤波器组以满足 Min Filter 时, 或需要切除滤波器满足 U-control/Q-control 时, 无功控制通过发送请求信号至运行人员控制系统, 并通过人机接口指示出具体的滤波器组, 通知运行人员进行相应的投切操作。为了便于维护, 还可指定某些交流滤波器组、并联电容器组不受自动无功控制的控制, 仅由手动对其进行投切操作。

3) 自动模式。当选择自动无功控制模式时, 所有滤波器组和无功单元的投切都由无功控制自动完成。运行人员仅需设定相关的参考值和滞回特性的上下窗口值。

4) OFF 模式。当无功控制选择 OFF 模式时, 无功控制功能退出, 无功控制将不再进行任何投/切滤波器的操作, 也不会对运行人员给出任何提示。但在 OFF 模式下运行人员仍可对无功单元进行手动投切。

#### 4.2.2.6 无功控制需要考虑的其他问题

(1) 滤波器组的选择。无功控制能够根据当前运行工况以及滤波器组的状态确定哪一类型的滤波器以及该类型中哪一组滤波器可以被投入或切除。同一类型的滤波器组应循环投入。无功控制具备完善的逻辑, 保证对所有可用的无功设备的投切尽可能均衡。

(2) 滤波器组的投入顺序。在直流功率上升和下降的过程中, 以及在正送和倒送两种不同的功率输送方向之下, 滤波器组的投入和切除均应遵循一定的类型顺序, 该顺序通过系统研究确定。

(3) 滤波器组的替换。滤波器组替换的原则为: 当一组滤波器由保护跳闸后, 根据 Abs Min Filter 或 Min Filter 的要求, 该滤波器将由另一组滤波器来替代, 并且新替换的滤波器组的类型应尽量与原来的滤波器组的类型一致。

(4) 滤波器组的状态。为了对无功单元的投切进行优化控制, 无功控制需要获得无功单元的状态信息, 如已经投入的滤波器组、被切除的滤波器组、可投入(可用)的滤波器组等。某个滤波器小组作为可用滤波器组的条件是, 其隔离开关和接地开关必须在适当的位置, 并且其保护动作的信号继电器未被置 1。滤波器小组被保护跳闸后必须对其信号继电器手动清零, 才被判定为可用滤波器组被再次投入。

滤波器组被切除后, 必须在规定的放电时间后才作为可

用滤波器组被再次投入。

如果在一定的时间内, 滤波器组未能对指令作出响应, 那么认为该滤波器组不可用。

当一组滤波器从不可用转为可用时, 在谐波滤波特性的 Min Filter 功能未提出要求前提下, 无功控制不改变已经投入的滤波器组, 在接下来的投切过程中该滤波器将参与投切滤波器的选择。

(5) 防振荡措施。为了防止弱交流系统条件下滤波器组的反复投切, 无功控制需要配置防振荡功能, 对预定时间内的滤波器的投切次数进行计数。如果投切次数超过了一定值, 无功控制将自动转入手动控制模式, 防止出现更多的滤波器的投切动作。

#### 4.2.2.7 无功控制的报警和事件

所有由无功控制产生的投切滤波器组的命令以及报警信号都触发事件顺序记录, 并送至运行人员控制系统。这些事件和报警信号主要有:

- (1) 自动或手动发出的所有投/切滤波器组的命令。
- (2) 手动/自动 (Manual/Auto) 控制模式的选择和切换。
- (3) U-control/Q-control 模式选择和转换。
- (4) 运行人员对 Q-control 功能中参考值和正负滞回值的修改。
- (5) 运行人员对 U-control 功能中参考值和正负滞回值的修改。
- (6) Abs Min Filter 条件不能满足而降功率。
- (7) Abs Min Filter 条件不能满足而闭锁换流阀。
- (8) Min Filter 条件不满足。
- (9) U-max 控制因为稳态电压越限切除滤波器组/并联电容器组。
- (10) Q-control 的参考值不满足。
- (11) Gamma kick 功能的投/退。
- (12) QPC 功能的投/退。
- (13) 滤波器组反复投切, 产生振荡等。

#### 4.2.3 换流站总功率控制

在常规的直流输电工程中, 换流站总功率控制一般由极控系统承担。如端对端直流工程的全站总功率控制在极控系统的双极功率控制功能中完成, 常规的直流背靠背工程的全站总功率控制在换流单元控制的功率控制功能中完成。而对于由多个换流单元构成的背靠背换流站, 其全站总功率控制和换流单元间的功率协调控制功能一般需由直流站控实现, 以提高每个背靠背换流单元运行的独立性。对于每极由多个 12 脉动换流器构成的特高压直流工程换流站, 其双极功率控制和双极功率的协调控制功能一般也由直流站控实现, 以提高每极和每个 12 脉动换流器运行的独立性。

在站控中实现的换流站总功率控制与常规工程中极控系统的原理基本相同。

#### 4.2.4 顺序控制和联锁

换流站设计顺序控制和联锁功能的目的是, 实现直流输电系统各种基本状态之间的平稳转换及每种状态下安全的手动或自动控制。顺序控制和联锁功能主要在站控系统中实现, 部分与换流器的解锁闭锁直接相关的顺序控制则由极控系统完成。顺序控制的执行由运行人员启动, 当运行人员发出相关的控制命令时, 站控和极控系统将会按照预定的逻辑和时序完成相应的顺序控制操作。

顺序控制和联锁的目标是: 平稳地启动和停运直流输电系统的运行, 安全可靠地操作断路器、隔离开关和接地开



关,安全可靠地进行控制模式或运行方式的转换等。

#### 4.2.4.1 顺序控制的标准状态

换流站顺序控制的五种基本状态为:检修状态、冷备用状态、热备用状态、解锁运行及空载加压试验,描述如下:

(1) 检修状态。所有阀厅的接地开关均在合状态,阀厅门可打开。

(2) 冷备用状态。所有阀厅的接地开关均在分状态,阀厅门关上;阀冷系统无异常并且已经处于运行状态。

(3) 热备用状态。所有阀厅的接地开关均在分状态,阀厅门关上;阀冷控制系统处于正常运行状态;绝对最小滤波器组可用;换流变压器已带电。

(4) 运行状态。换流器解锁,直流系统处于功率传输状态。

(5) 空载加压试验。空载加压试验是一个试验状态。在空载加压试验状态下,直流线路开路,换流器解锁。直流电压按照预先设定的速度从零上升至额定值,稳定一段时间后再从额定值下降至零。在空载加压试验期间如果出现直流系统的主设备或主回路的绝缘问题,运行人员可中止直流电压的继续上升,或取消空载加压试验。

直流系统启动/停运顺序流程参见图 6.10-5。

#### 4.2.4.2 顺序控制和联锁的启动和执行

顺序控制和联锁主要是对换流站交直流场电动开关、刀闸的开合操作以及换流阀的解锁、闭锁提供时序控制和执行逻辑的功能。对于阀的闭锁/解锁、控制模式或运行方式转换等顺序控制的执行,还需要整流和逆变两个换流站控制系统的协调配合。

联锁功能主要负责保证在顺序控制执行过程中,相互有关联的若干设备之间的互斥关系是否满足要求。如果满足规定的逻辑条件,顺序控制按步骤正常执行;如果不满足规定的逻辑条件,顺序控制则停止执行,从而确保每一步顺序控制执行的安全性。一般在运行人员控制系统、站控系统主机和分布式测控单元等设备中均配置有联锁控制功能。运行人员控制系统中的联锁逻辑用于手动执行的顺序控制操作,保证每一步操作命令的发出均符合联锁条件。站控系统主机和分布式测控单元中的联锁逻辑主要用于自动顺序控制,保证顺序控制每一步执行的安全。

顺序控制可以由运行人员通过在远方调度中心、运行人员工作站、站控系统就地控制界面以及设备就地等控制位置的操作发出命令,由站控和极控系统相关的控制逻辑执行。但各个控制位置的控制范围和权限不同。

顺序控制具有自动执行和按步执行两种功能。按步执行时,每执行一步,应按照运行人员的选择,决定是继续下一步的操作还是停止顺序控制的执行。

在顺序控制执行过程中,如果由于某一设备原因造成顺序控制无法执行下去,顺序控制应停止在该设备处,待运行人员手动操作该设备后,决定该顺序操作是按自动执行或按步执行的方式继续执行剩余的操作还是退回到该顺序操作的起始点。

在顺序控制执行过程中,运行人员能够暂停顺序控制的执行。在暂停状态下由运行人员决定该顺序操作是按自动执行或按步执行的方式来继续执行还是退回到该顺序操作的起始点。

#### 4.2.4.3 基本的顺序控制和联锁

换流站的顺序控制和联锁包括直流系统启动和停运过程中的顺序控制和联锁,以及直流系统运行状态下的顺序控制两个部分,并且各自由一些基本的顺序控制和联锁逻辑组成。开关联锁的范围包括所有交直流开关场(包括阀厅),

站用电源系统的断路器、隔离开关、接地开关,阀厅钥匙联锁等。

直流系统启动和停运过程包括以下基本的顺序控制和联锁:①阀厅接地开关打开与闭合;②换流变压器充电和放电;③最小滤波器组的投入和切除;④换流阀的解锁和闭锁等。

直流系统运行状态下的顺序控制包括:①控制模式的转换;②自动功率反转等。

#### 4.2.4.4 换流阀的解锁和闭锁

(1) 解锁。所谓解锁就是开放送往换流阀上的触发脉冲,使换流阀由闭锁转为导通的操作。解锁操作由极控系统完成。在换流器解锁前,必须满足如下条件:换流器必须充电,空载电压应该高于预先的设定值;阀冷却系统正常运行;没有保护闭锁命令;交流滤波器可用或已经连接。

当所有以上条件同时满足时,解锁顺序控制开始启动,如果最小滤波器组没有连接则首先连接最小滤波器组,最小滤波器组连接后换流器即刻解锁。阀解锁顺序控制的配合应为逆变阀首先以 $150^\circ$ 解锁。当整流阀接到逆变阀解锁状态指示后,整流阀同样以 $150^\circ$ 解锁。

当解锁顺序控制正在进行过程中出现保护闭锁命令时,解锁顺序控制将复位,转而执行闭锁顺序控制。

(2) 闭锁。闭锁就是封锁送往换流阀上触发脉冲,使换流阀由导通转为闭锁的操作。闭锁顺序控制可由保护启动,也可由运行人员在运行人员工作站上手动启动,还可以由运行人员启动紧急停运按钮来启动。由保护启动和紧急停运按钮启动的闭锁称为紧急闭锁,由运行人员在运行人员工作站上手动启动的闭锁称为正常闭锁。从其他正在执行的任一阶段的顺序控制均可转入闭锁顺序控制。

换流站阀闭锁顺序控制考虑有以下几种方式:

1) 直接闭锁。立即封锁换流阀的触发脉冲,当电流降到零时阀停止导通。

2) 带旁通对闭锁(BPP)。使接到同一相交流电压的同一6脉动阀组的上下桥臂同时导通,造成直流侧短路,直流侧能量释放后封锁换流阀的触发脉冲。当阀发生永久性接地故障或阀过热时都会采取带旁通对闭锁的措施。

3) 移相闭锁。整流侧点火角一般在 $15^\circ$ 电角度左右,通常对整流侧发移相命令,会使点火角增大到点火角限制值,成为逆变运行状态。移相会改变整流侧直流电压的极性并且使直流电流断流。在逆变侧进行同样的操作会更有效地使直流电流断流。

正常停运顺序控制的目的是为了使直流停运过程中交流系统和相关设备受到的暂态冲击最小。在正常停运顺序控制中,应该先闭锁整流阀,再闭锁逆变阀。正常停运时整流侧换流阀采用移相闭锁,逆变阀在检测到直流电流过零时投旁通对闭锁。

紧急停运包括由保护动作启动的紧急停运和运行人员启动的紧急停运。针对直流系统故障严重程度,由保护启动的紧急停运可分为两种:①整流侧换流器立即闭锁,逆变侧带旁通对闭锁,用于发生阀短路等严重故障时的情况;②整流侧换流器移相闭锁,逆变侧带旁通对闭锁,用于交流侧故障及除阀短路之外的其他直流侧的故障。

运行人员启动的紧急停运通过在换流站主控室设置的手动紧急停运按钮启动。在运行人员按下紧急停运按钮后,整流侧换流器移相闭锁,逆变侧带旁通对闭锁。

#### 4.2.4.5 开关联锁

开关联锁功能主要用于处理直流系统启动和停运过程中



及直流系统处于运行期间的开关场开关和断路器的联锁控制，以保证直流输电能够平稳启动和停运。联锁控制具备自动顺序控制和手动控制两种控制模式。开关联锁主要遵循以下原则：在操作隔离开关时，使其开合不带负荷；接地开关合闸时，相关隔离开关处于开位；母线或设备带电时，不操作接地开关；人员不误入带电间隔。

#### 4.2.4.6 顺序控制和联锁功能在站控和极控中的功能配置关系

大部分的顺序控制和联锁功能在站控系统中实现，在极控系统中实现的仅限于与控制模式或运行方式转换和换流器解锁、闭锁有关的操作。站控和极控系统之间通过密切的配合，共同完成运行要求的顺序控制和联锁功能。图 6.10-4 给出了顺序控制和联锁系统在站控和极控中的基本功能配置和配合关系。

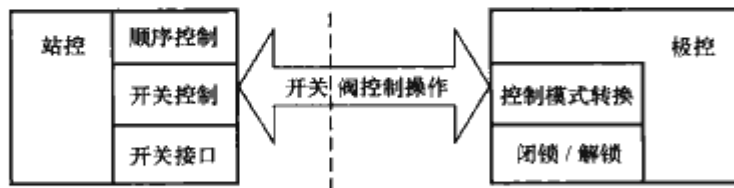


图 6.10-4 顺序控制和联锁系统在站控和极控中的基本功能配置和配合关系

#### 4.2.4.7 直流系统的启动和停运顺序控制

启动和停运顺序控制引导直流系统的启动和停运过程按照预定的步骤和时序平稳地进行，保证不发生大的暂态过程和功率跳跃。图 6.10-5 以背靠背工程的启动/停运顺序为例示出了直流输电工程启动和停运的简化顺序流程。远距离直流输电工程的启动和停运顺序控制，除两个换流站的流程需通过站间通信进行配合外，与背靠背工程的顺序控制基本相同。

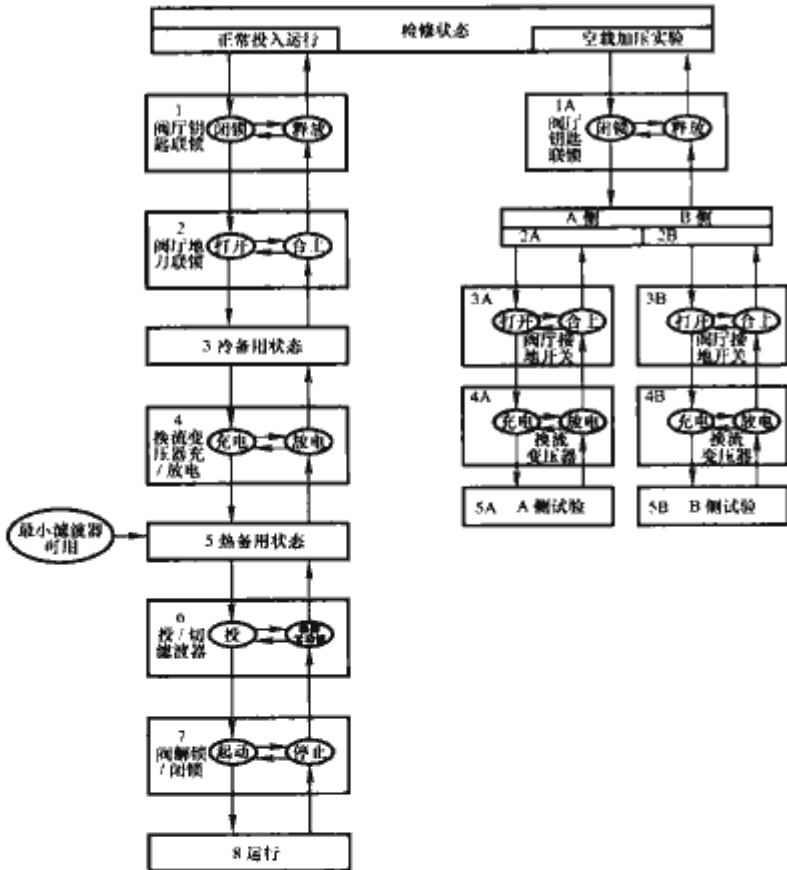


图 6.10-5 直流系统启动/停运顺序流程

(1) 直流系统的启动顺序控制。启动顺序控制流程的执行顺序为：

- 1) 阀厅门关闭且阀厅门钥匙锁定在闭锁状态。
- 2) 打开阀厅接地开关。
- 3) 直流系统处于冷备用状态。

- 4) 对换流变压器进行充电。
- 5) 直流系统处于热备用状态。
- 6) 投入绝对最小滤波器组。
- 7) 换流阀解锁，按照参考值和设定速率升直流功率。
- 8) 直流系统处于运行状态。

(2) 直流系统的停运顺序控制。停运顺序流程的执行顺序与启动顺序方向相反如下：按照设定速率降低直流功率→阀闭锁→按无功控制要求切除滤波器→热备用状态→换流变压器放电→冷备用状态→合上阀厅地刀→释放阀厅钥匙，允许打开阀厅门。此时，直流系统停运。换流站回到检修状态，可进入阀厅进行检修。

(3) 启动和停运顺序的可逆性。直流系统的启动和停运顺序控制可以自动执行也可以手动执行。在手动执行中，顺序控制的每一步都通过运行人员的操作完成，并且每一步都应是可逆的。但在一般情况下，应执行自动顺序控制。

#### 4.2.4.8 直流系统处于运行期间的顺序控制

直流输电系统的控制模式包括功率控制模式和电流控制模式两种，运行过程中两种控制模式可以进行在线转换。自动功率反转指对直流功率输送方向的改变，从原来的甲换流站送到乙换流站变为从乙换流站到甲换流站。在直流系统运行的过程中，控制模式转换和自动功率反转控制由运行人员在运行人员工作站上手动启动，并由站控系统的顺序控制执行。控制模式和自动功率反转的流程如图 6.10-6 所示。

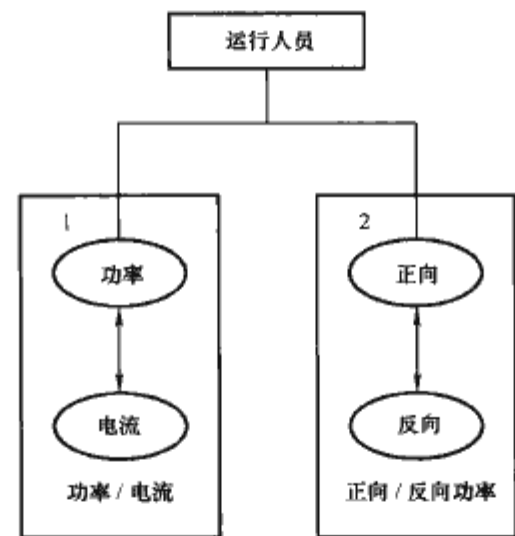


图 6.10-6 控制模式和自动功率反转的流程

(1) 控制模式的转换。控制模式转换包括电流模式向功率模式的转换和功率向电流模式的转换。电流模式转功率模式的条件为：系统当前运行于电流控制模式且没有电流升降指令在执行。在接到模式转换指令后，系统立即由电流控制模式变为功率控制模式。功率模式转电流控制模式与电流转功率的过程类似。

(2) 自动功率反转。自动功率反转的系统条件是，直流处于运行状态同时没有改变运行功率的操作。系统运行过程中当需要进行自动功率反转时，由运行人员在给出新的功率方向新的功率参考值变化率后发出启动自动功率反转的命令，功率反转控制将自动降功率到最小值，翻转电压方向，将直流功率升到预定的值。

自动功率反转在执行过程中随时都可以被中止。如果在功率上升或下降过程中中止，功率将保持在当时的实际功率水平上。如果在电压反向时中止，顺序控制将在完成电压反向过程后将直流系统维持在最小功率水平上运行。

#### 4.2.5 空载加压试验

空载加压试验是一种试验状态，以整流方式运行。空载



加压试验有带线路和不带线路两种方式,并有手动和自动两种控制模式。

#### 4.2.6 同期和交流滤波器选相合闸功能

换流站应为断路器的控制配置同期功能,使所有线路及换流变压器进线实现同步联网。涉及同期的操作可通过运行人员控制系统进行,也可在开关场继电器室进行;但应具有闭锁措施,保证在任何时间只允许在一个地点进行同期操作。

对于交流滤波器的自动和手动投入,应在直流站控系统中配置“选相合闸”功能,实现在交流电压过零时投入交流滤波器,以减少对交流系统的冲击。

#### 4.2.7 事件的生成和上传

站控系统的顺序事件记录功能,对站控系统内部产生的事件和通过站控分布式测控单元采集到的其他系统和设备产生的事件,按照预先定义的名称和格式汇总为统一的顺序事件记录(SER或SOE)送至运行人员控制系统进行存储和在线刷新显示。

顺序事件记录中的每一个事件主要包括下述内容:

- (1) 时间。年/月/日/时/分/秒/毫秒格式的完整时间标记。
- (2) 对象。生成事件的设备及其所属的区域或子系统。
- (3) 描述。事件的具体描述。
- (4) 等级。如正常、一般故障、严重故障等。

#### 4.2.8 在线谐波监视

站控系统具有对换流站谐波的自动监视和分析功能。对于重要监测点,如交流进线、母线电压等处谐波信号的采集一般通过独立的硬件装置实现,非重要监测点谐波信号的采集通常集成到站控主机中。

直流工程一般要求对换流站内交流母线三相电压和交流进线以及换流母线三相电流进行1~50次谐波的实时测量和分析。其监测和分析结果可在运行人员工作站上显示并存入系统服务器中,显示的谐波次数可预选。

对所测谐波值,按照标准进行数理分析,得出各次谐波的统计值。监测和分析结果包括交流各次谐波电压含量和各次谐波电流含量,电压和电流的总谐波畸变率,电话干扰系数和直流侧的等效干扰电流等。

谐波应能在指定时间定时监测,监测延续的时间可以整定并能达到每日24h的连续监测。谐波监测的结果以带时标的形式存入系统数据库,并可随时对所选择的谐波分析值进行打印输出。

#### 4.2.9 交流站用电源系统控制及监视

换流站按站用电源的进线间隔独立配制双重化的控制柜,用于站用电系统及设备的控制和监视。对于站内直降的站用电回路,其控制一般配置在相应的交流站控系统或直流站控系统中。站用电系统要求配置双重化的备自投设备。

(1) 监视。换流站监控系统对站用电电源系统的监视范围包括:所有站用变压器高低压侧的电流、电压,变压器温度、分接头状态、高低压侧的开关状态;站用变压器高压侧的有功功率和有功电能;380V母线电压、380V母线开关及分段开关状态等。

(2) 控制。换流站监控系统对站用电电源系统的控制对象包括:所有站用变压器高低压侧开关;所有站用变压器分接头;380V母线开关及分段开关。

(3) 联锁要求。为确保直流输电系统运行的可靠性,不因站用电故障而造成直流停运,一般换流站采用多回站用电

源进线设计。

现以换流站采用三回站用电电源系统,两回工作一回备用,两段低压工作母线之间设分段开关的站用电电源设计为例,说明联锁控制的原则如下:

- 1) 任何一台工作站用变压器及其回路故障退出运行,应由另一台工作站用变压器对全站负荷供电。
- 2) 当两台工作站用变压器及其回路均因故障退出运行时,应由备用站用变压器对全站负荷供电。
- 3) 低压母线的分段开关不设自动投入功能。重要的负荷,由取自不同母线段的双回路供电。

## 5 直流极控系统

直流极控系统实现直流系统运行的高速闭环控制,其功能和性能直接决定直流系统的稳态和动态响应,是直流控制保护系统中最核心的设备。按照控制的层次划分,直流极控系统一般具有双极层、极层和阀组层三个层次的控制功能,分别完成两换流站之间和双极之间的协调控制、极功率/电流控制以及换流器的高速闭环控制等不同层次的控制功能。

### 5.1 基本控制策略

直流输电的极控系统除了包括实现各种运行方式的基本控制模式外,还包括各种基本的控制器和限制器,具备把诸如直流功率、直流电流、直流电压及换流器点火角等被控信号保持在直流一次回路设备的稳态极限之内所需的一切特性。极控系统还应该把暂态过电流及过电压限制在一次设备的极限范围内,并保证在交流或直流系统故障后,在规定的响应时间内平稳地恢复直流功率输送。

控制的基本原则是电流裕度控制。通过两侧换流站电流闭环控制器的协调配合,使得在正常运行工况下,整流侧控制电流,逆变侧确定电压。电流裕度控制功能将逆变侧电流参考值减去一个电流裕度,电流裕度值一般取额定电流值的10%。控制系统具备使整流站和逆变站的电流参考值保持同步的功能,使得不管电流参考值如何变化,电流裕度始终保持存在。

逆变器额定熄弧角选择的依据是:满足在直流系统的各种运行工况下,及投切交流滤波器或并联电容器分支时,换相电压下降或直流电流增大所引起的换相失败几率最小。在交流系统或直流系统受到扰动期间,熄弧角应自动增大,以减小换相失败的几率。

在逆变侧运行在定熄弧角控制时,其负阻特性不利于控制系统的稳定。为了改善稳定性,逆变侧的熄弧角控制需经过一定的修正,使之在暂态情况下具有正斜率或零斜率特性。

极控系统应具备电流裕度补偿的功能,以便在电流控制转移到逆变侧时,补偿与电流裕度相等的电流下降。

极控系统应配置换流变压器自动分接头控制,通过分接头控制与阀组点火角控制器的配合,把点火角、直流电压及阀侧绕组电压维持在预定的设备极限和性能限制范围之内。

在正常运行情况下,换流阀消耗的无功功率要尽可能地小。但是,如果对总的性能有利或者作为总的无功功率控制对策的一部分,也允许增大阀组的无功功率消耗量。

### 5.2 直流极控系统的基本配置

极控系统由极控主机和相关的分布式I/O设备构成,双重化冗余配置。极控系统和其他设备的通信与接口包括:与



站控系统、直流保护系统、故障录波系统、主时钟系统、安稳装置等设备的接口,通过 LAN 网实现与运行人员控制系统、远动通信系统的接口,以及经由分布式 I/O 设备和现场总线完成的极控系统所需要的各种模拟量和状态量的采集,与 VBE、阀冷却控制保护子系统和换流变压器就地控制等设备的接口。

对于每极有多个换流单元组成的特高压远距离直流工程,极控系统的双极层、极层和阀组层控制功能将分别由

独立的设备构成。原极控中的双极功率控制功能一般分配到直流站控中完成。

在背靠背工程中,对应于远距离直流输电的极控系统,整流和逆变两侧的控制功能由一套统一的控制系统完成,称为换流单元控制系统。由多个换流单元构成的背靠背直流工程,每个换流单元配置一套换流单元控制系统,全站的总功率控制由直流站控系统完成。图 6.10-7 以背靠背工程为例,给出了极控系统的硬件结构及其与其他控制保护设备的接口关系。

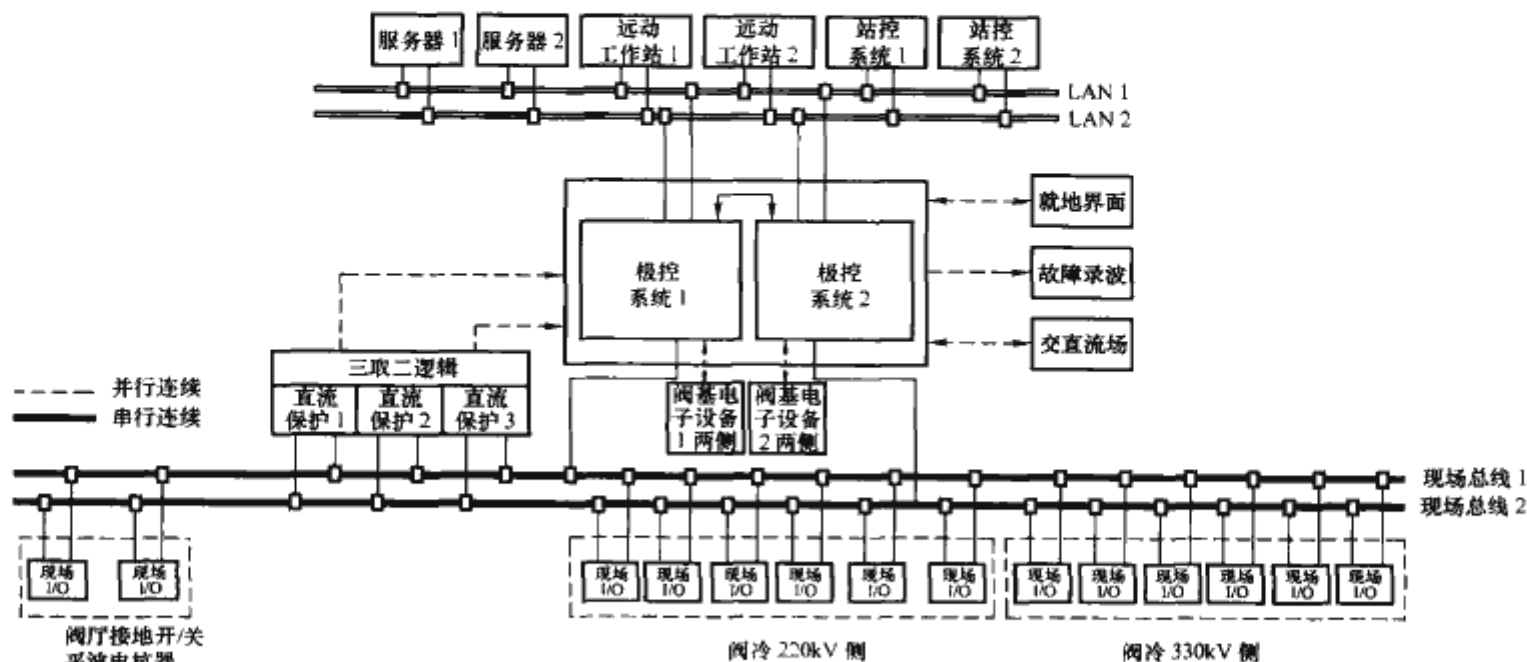


图 6.10-7 背靠背工程极控系统硬件结构及接口

### 5.3 直流极控系统的功能和性能

### 5.3.1 基本控制调节器和直流输电系统的运行特性

#### 5.3.1.1 基本控制调节器和限制器

在直流输电系统的运行过程中,为了实现对换流器的高速闭环控制,在直流极控系统中配置了直流电流调节器、直流电压调节器和熄弧角调节器,以及最小触发角限制、最小熄弧角限制等基本调节器和限制器。实际工程中这些调节器和限制器一般为 PI 结构,在极控系统的阀组控制层实现。运行中通过极控系统的双极和极层控制的引导,不同的调节器和限制器根据系统的运行工况,通过各调节器的自动动态切换,实现要求的控制特性。

(1) 直流电流调节器。直流电流调节器根据电流参考值与实测电流之间的偏差, 控制直流系统的运行电流为恒定值。在功率控制模式下, 电流参考值由运行人员整定的功率参考值除以实测直流电压得出的电流值, 加上稳定控制和其他辅助控制功能产生的调制量形成。而在电流控制模式下, 电流参考值由运行人员直接给出的参考值, 加上稳定控制和其他辅助控制功能产生的调制量形成。

整流和逆变两侧的极控系统均配置直流电流调节器。在换流器以整流方式运行时,电流调节器作为主调节器控制整个直流系统的运行电流。逆变侧的电流调节器作为电压调节器或熄弧角调节器的辅助调节器使用,当由于整流侧的交流系统电压降低等原因造成直流电流降低,使得整流侧无法对直流电流进行控制而进入最小触发角限制,以保持系统电压的基本稳定。这时逆变侧的电流调节器将会自动投入,对直流系统的运行电流进行控制,保持直流系统的继续运行。

(2) 直流电压调节器。直流电压调节器的作用有两个：①根据电压参考值和实测的直流系统电压之间的偏差，控制直流系统的运行电压恒定；②作为电压限制器对系统的直流

电压进行限制,防止过高的直流电压对一次设备的绝缘造成危害。整流和逆变两侧的极控系统均配置直流电压调节器。

整流侧的直流电压调节器一般仅作为电压限制器运行，当出现交流系统过电压、直流线路开路或者逆变器意外闭锁等情况时，通过直流电压调节器的快速响应防止直流过电压。

逆变侧的直流电压调节器的用途有：①作为逆变侧的主调节器，与整流侧的电流调节器相配合，控制直流系统的功率输送；②在采用定熄弧角控制为主要控制方式的直流工程中，作为熄弧角调节器的辅助控制器，保证在正常条件下逆变侧的熄弧角和直流电压均在正常范围之内；③在当逆变侧的电流调节器被选中运行时作为电压限制器使用。

(3) 电流误差控制功能 (CEC)。电流误差控制功能可以看做是逆变侧直流电压控制器的一部分, 它提供了这样一种功能, 即在整流侧定电流调节、逆变侧定电压调节的运行工况下, 逆变侧的定电压调节器根据电流误差动态的改变电压参考值, 为电压调节器提供一个正斜率特性。如当直流电流向小于参考值的方向变化时, 直流电压参考值根据电流误差的大小, 按比例减小, 通过降低逆变侧电压使电流增大。反之, 当直流电流增大时, 电压调节器升高逆变侧的直流电压使电流减小, 使系统对电流或功率的波动具有较大的正阻尼, 从而提高系统运行的稳定性。电流误差控制的参数根据具体工程交流系统的强度进行优化。

(4) 电压平衡控制。特高压直流输电工程采用单极双阀组串联的运行方式，串联的两个阀组处于定电流运行状态时，为保持两个阀组的运行状态一致，极控系统增加了电压平衡控制功能。电压平衡功能采用 PI 控制器实现，如果高压侧阀组和低压侧阀组出口的直流电压的差值过大，则 PI 控制器的输出对两个阀组的电流参考值进行修正，保证串联的两个换流器具有相同的直流电压。



(5) 熄弧角调节器。熄弧角调节器仅在逆变侧起作用。在以定熄弧角控制为主要运行方式的工程中, 熄弧角调节器以经济和安全为原则, 控制逆变侧换流器的熄弧角恒定并等于参考值。逆变侧定熄弧角运行时具有轻微的负阻尼特性, 导致直流电压会在小范围波动。为减小直流电压的波动, 需要在熄弧角调节器中采取措施, 使其在运行过程中呈现正阻尼特性, 以保持电压的稳定。在以定电压调节为主要运行方式的直流工程中, 或当逆变侧转入定电流控制时, 熄弧角调节器作为辅助控制器, 对熄弧角进行限制, 保证系统运行的安全稳定。

熄弧角控制分实测型和预测型两种实现方法, 在工程中均广泛应用。

(6) 逆变侧最小换相裕度控制。逆变侧最小换相裕度控制实际上是一种动态的最小熄弧角限制功能。为了减小换相失败的可能, 该功能通过对逆变侧的换相电压从叠弧结束到电压过零点时间区域的积分, 计算得到最小换相裕度的参考值  $A_{\min ref}$ , 对熄弧角进行限制。当换相失败预测功能检测到交流系统故障时, 最小换相裕度的参考值  $A_{\min ref}$  会自动增大, 以防止换相失败的发生; 在已经发生换相失败的情况下,  $A_{\min ref}$  还会迅速增大, 以避免出现连续的换相失败。但是退出该项功能的时间常数应相对较大, 以避免再次发生换相失败。

### 5.3.1.2 直流输电系统的静态电压—电流特性曲线

静态电压—电流特性曲线反映了整流侧和逆变侧控制方式的配合, 图 6.10-8 所示为一个逆变侧采用定电压控制的超高压远距离直流输电工程静态电压—电流特性曲线实例。

从图 6.10-8 可以看出, 额定运行时, 整流侧定电流控制, 逆变侧定电压控制。定电压控制作为整流侧的备用控制方式, 定熄弧角控制、定电流控制作为逆变侧的备用控制方式。

如果整流侧交流电压下降, 整流侧进入最小触发角限制, 逆变侧转向定电流控制, 维持直流电流恒定。此时的直流电压由整流侧交流电压决定。

如果逆变侧交流电压下降, 为了保持直流电压恒定, 逆变侧减小熄弧角, 为了防止电压进一步下降引起逆变侧换相失败, 逆变侧转入定熄弧角控制。

图 6.10-9 所示为一个逆变侧采用定熄弧角控制的背靠背工程的电压—电流特性曲线实例。可以看出, 系统额定运行时, 整流侧定电流控制, 逆变侧定熄弧角控制。定电压控制作为整流侧的备用控制方式, 定电流控制、定电压控制作为逆变侧的备用控制方式。

### 5.3.2 极控系统的功能分层

极控系统是直流输电系统最核心的控制设备。总体上其基本功能包括: 整流和逆变两侧之间以及双极之间的协调控制、换流器的高速闭环控制、与换流器控制密切相关的顺序控制、换流变压器分接头控制、无功功率控制、顺序事件记录以及监视功能等。极控系统系统的控制功能具有分层结构, 一般包括双极控制层、极控制层和阀组控制层等。

其中双极层控制主要负责全站的总功率控制、两站和双极协调控制等, 主要功能包括: 双极功率控制功能、功率及电流定值计算、功率/电流模式选择、极间功率转移、双极电流平衡控制等。

极层控制在双极控制输出的引导下, 完成与本极运行相关的控制功能, 其控制输出用于对阀组层的控制功能进行引导。极层控制的主要功能包括: 极功率和电流控制、极电流协调和电流裕度补偿、低压限流控制 (VDCOL)、整流侧直

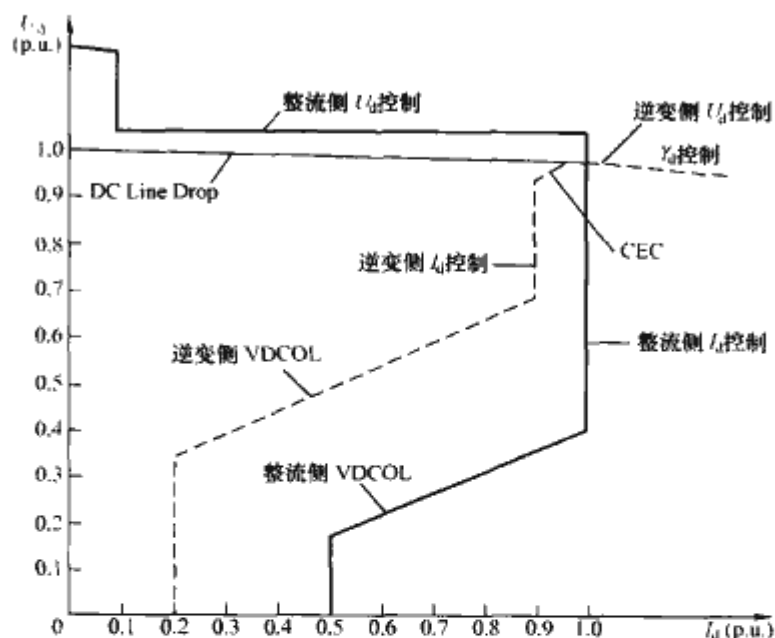


图 6.10-8 超高压远距离直流工程电压—电流特性曲线实例

VDCOL—低压限流控制; CEC—电流误差控制;  $U_d$ —直流电压;  $I_d$ —直流电流;  $Y_d$ —熄弧角

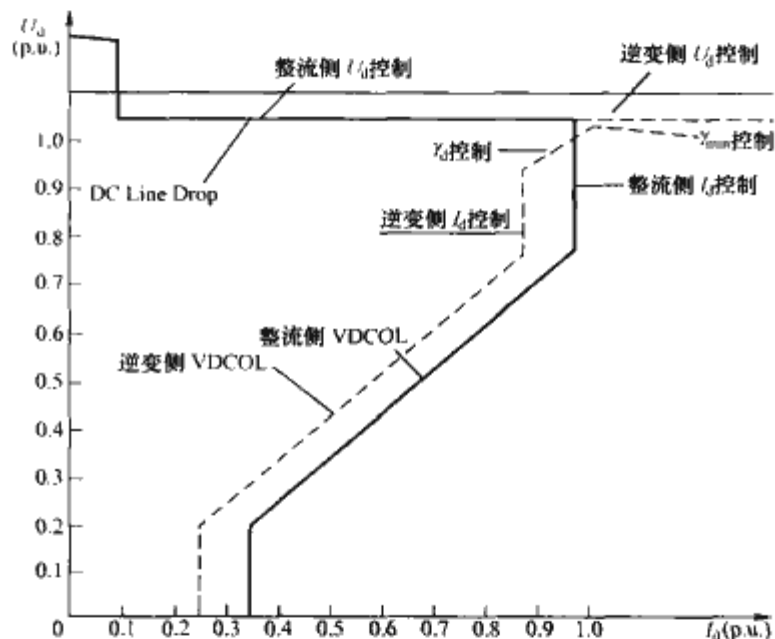


图 6.10-9 背靠背工程的电压—电流特性曲线实例

VDCOL—低压限流控制;  $U_d$ —直流电压;  $I_d$ —直流电流;  $Y_d$ —熄弧角

流电压参考值计算、电压平衡控制（用于特高压单极串联阀组运行）、空载加压试验、直流线路故障恢复顺序、直流滤波器连接/隔离顺序、直流中性母线高速开关联锁等。

阀组层控制的任务是在极层控制参考值的引导下, 对换流器进行高速闭环控制。主要控制功能包括: 直流电流、直流电压和熄弧角等系统参数的控制和限制, 调节器的切换和选择, 触发控制, 分接头控制, 阀组起动和停机及解锁、闭锁顺序控制, 阀厅联锁及开关控制等。

图 6.10-10 和图 6.10-11 以背靠背工程的换流单元控制为例, 分别示出了极控系统中极层和换流器层控制功能原理框图实例。

### 5.3.3 直流输电系统的控制模式和运行方式

#### 5.3.3.1 直流输电系统基本控制模式

直流输电系统的功率输送有两种基本控制模式: 定电流控制模式和定功率控制模式。在定电流控制模式下, 控制系



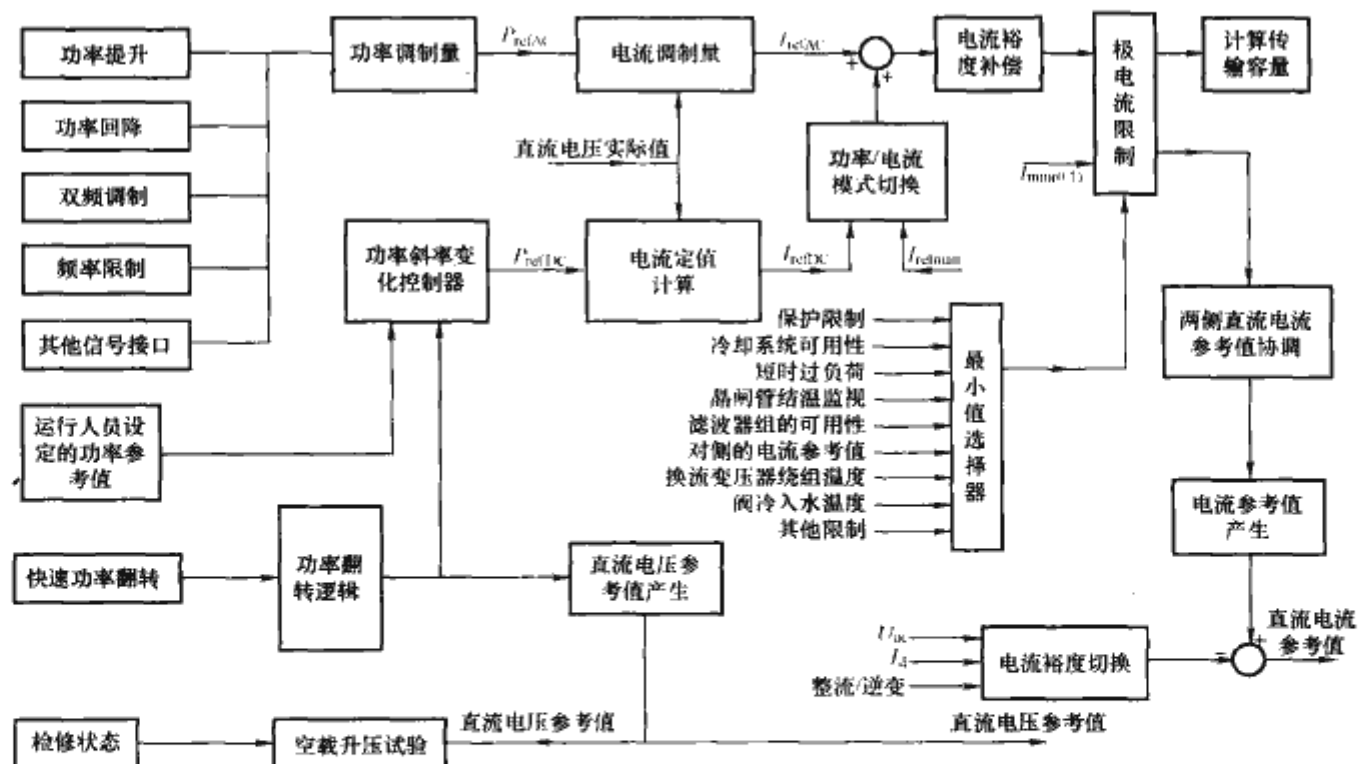


图 6.10-10 背靠背工程极控系统极层控制  
功能框图实例

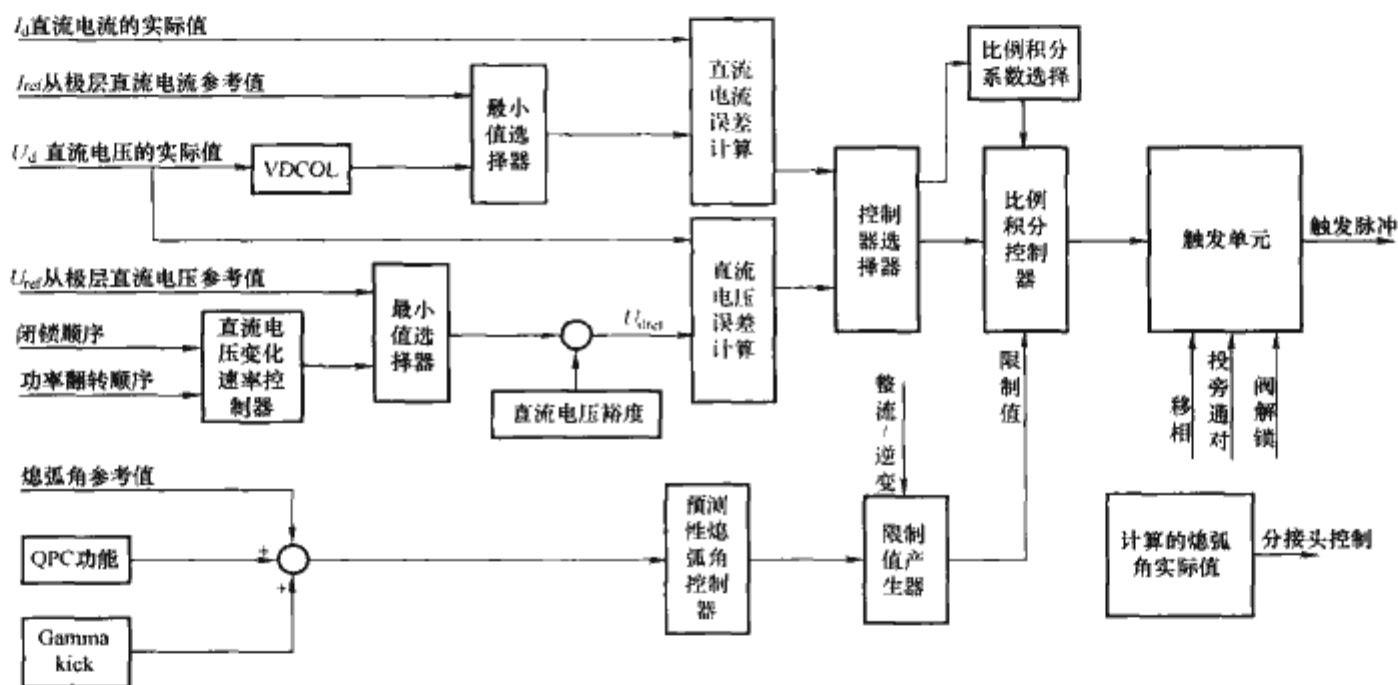


图 6.10-11 背靠背工程极控系统换流器层控制功能功能框图实例

统按照运行人员给出的电流参考值,保持直流系统的直流电流恒定。但由于系统电压的波动,定电流控制模式下的直流功率会随之在小范围内波动。与电流控制模式类似,定功率控制模式按照功率参考值保持直流系统的输送功率的恒定。同样,随着直流电压的波动,定功率控制模式下的直流电流会在小范围内波动。

### 5.3.3.2 直流输电系统的运行方式

根据具体工程的系统要求和工程在运行过程中的需要,直流输电系统可以选择上述定功率控制或定电流控制两种基本控制模式的组合构成其运行方式。大容量的远距离直流输电工程和由多个背靠背换流单元构成的背靠背换流站,一般选择双极功率控制模式或全站总功率控制模式的运行方式。在双极和全站总功率控制模式下,根据运行的需要,远距离直流输电工程的一个极或背靠背换流站的部分背靠背单元均可以单独设定为定电流控制模式或定功率控制模式,从而使极或背靠背单元进入独立运行状态。独立运行的极或背靠背单元不受双极或全站总功率的控制。在运行过程中,运行人

员可以随时将控制模式从功率模式切换到电流模式,或者从电流模式切换到功率模式,并保证切换过程的平滑。

(1) 双极功率控制运行。远距离直流输电工程在双极功率控制模式下, 控制系统将保证整个换流站总的输送功率为恒定值。如果双极中不存在独立运行的极, 其任意一极均可作为双极主导极, 负责双极功率的平衡和分配。在系统受到扰动时, 为减小扰动对总功率的影响, 电流参考值计算中用到的双极直流电压测量信号需要经过一个可变参数的低通滤波器进行滤波。正常情况下, 滤波时间常数较大 (如 10s), 以保证双极功率的平衡。而当扰动致使直流电压快速变化时, 滤波器的时间常数将自动变为一个较小的值 (如 20ms), 以便由电流调节器的快速响应保证双极功率的恒定。

如果双极中有一个极处于独立运行状态,系统将自动选择非独立运行的极作为双极主导极对双极输送功率进行控制。

如果在运行过程中,由于某种原因一个极进入了电流限制状态,如果该极是双极主导极,它将立即把主导权转移至



另一极使其成为新的主导极。新主导极将通过极间功率转移功能自动增加自己的输送功率,保证双极功率的稳定。

对于每极由两个 12 脉动换流器构成的特高压直流工程和由多个背靠背换流单元构成的背靠背换流站,其双极和全站的总功率控制一般由站控系统实现。

在双极功率控制或全站总功率控制模式下,运行人员还可以选择自动功率运行模式。进入自动功率运行模式后,系统将根据运行人员预先设定的,一段时间内的功率变化曲线自动运行。

(2) 极功率独立控制运行。由于可能出现的设备原因,当双极直流系统中的一个极的直流输送功率受到限制时,为减少功率损失,通常单独为该极整定较小的功率参考值以使其独立运行。进入独立运行的极将控制自己的运行功率等于整定参考值,不受双极功率控制的影响。此时如果直流系统处于双极功率控制模式运行,另一极将作为双极主导极对双极输送功率进行控制。

(3) 同步极电流控制运行。同步极电流控制即直流极以电流控制模式独立运行。在电流运行模式下,运行人员直接设定该极的电流参考值和电流变化速率,两站的极电流参考值通过站间通信进行同步,保证两站电流裕度不丢失。此时如果直流系统处于双极功率控制模式运行,另一极将作为双极主导极对双极输送功率进行控制。

(4) 电流裕度补偿。当出现由于整流侧交流电压降低,整流侧进入最小触发角限制状态,逆变侧转入定电流控制的情况下,由于逆变侧的电流参考值比整流侧的电流参考值小一个电流裕度值,系统传输的直流功率就会下降。此时,为了保证直流功率不受影响,要对逆变侧的电流参考值进行补偿。电流裕度补偿功能是在整流侧实现的,当在整流侧检测到电流参考值和实际直流电流之间的差值大于电流裕度时,电流裕度补偿功能便对电流参考值进行补偿,补偿的最大值为电流裕度值。

(5) 站间通信故障时的运行方式。当站间通信因故障而中断时,直流系统将自动转入应急极电流控制模式运行,在这种模式下仍由整流站对直流功率或直流电流进行控制,逆变站则通过功率或电流的跟踪功能维持系统运行。具体原理如下。

站间通信故障时,整流和逆变两侧的电流参考值协调功能无法工作。但由于逆变侧的极控系统存储有通信故障时刻从整流站送来的电流参考值,在站间通信故障信号确认之后,逆变站的功率或电流控制将暂时沿用此参考值并立刻对系统的实际运行电流进行跟踪,根据跟踪测量得到的实际电流值动态地调整本侧的参考值。此时,如果整流侧功率或电流参考值向减小方向改变,应限制其下降的速率以保证两站之间的电流裕度不丢失。

(6) 直流功率或电流升降过程中的运行控制。在直流系统起动过程中,从换流器解锁开始直流系统进入运行状态。当极控系统检测到直流电压大于额定值的 30% 之后,功率调节器起动,直流功率或电流从其最小值(一般为额定值的 10%)开始上升,直到达到整定的运行参考值。在直流系统停运过程中,直流功率或电流从运行参考值开始下降,直到极控系统检测到直流功率或电流达到其最小值后闭锁直流系统,运行状态结束。

在上述直流系统的起动和停运过程中,以及在运行人员对功率或电流参考值作了重新整定,系统从原来的运行值达到新的参考值的过程中,控制系统将按照运行人员设定的速率平稳地控制直流系统运行功率或电流的升降。在升降的过程中,运行人员可以随时停止升降过程。在运行人员发出命

令后,直流系统将停止正在进行的直流功率或电流的升降,并保持在当前的运行水平,直到运行人员重新启动直流电流的升降过程。

#### 5.3.4 控制主导站和双极主导极

(1) 控制主导站。在远距离直流输电工程的两端换流站中,需要确定其中的一个站作为控制主导站,由其控制系统产生系统运行的电流参考值,并对整流逆变两侧的运行进行协调。一般选择整流站作为控制主导站,逆变站作为非控制主导站。但是如果按照系统研究的结果,需要在逆变侧配置一些重要的稳定控制功能时,为便于实现这些稳定控制功能,也可以将逆变站设定为控制主导站。

在整流站作为控制主导站的情况下,整流站把其极控系统产生的电流参考值通过高速站间通信通道送到逆变站。逆变站的极控系统再把接收的电流参考值减去电流余额后作为自己的电流参考值。两站的极控系统通过站间通信进行配合,保证在直流系统运行的任何时刻整流侧的电流参考值均比逆变侧的大一个电流裕度。

(2) 主站和从站。主站和从站,或称为参考值主导站与非参考值主导站,是一个容易与控制主导站与非控制主导站混淆的概念。两者的主要区别是:控制主导与非控制主导表示两站控制系统之间的配合关系;而主站和从站则属于运行管理功能,决定由两个站中哪一个站的运行人员有权设定参考值并对系统运行进行控制操作。主站和从站在运行人员控制层进行选择,无论控制主导站还是非控制主导站均可设定为主站。

(3) 双极主导极。从控制的角度看,一般可任意选择直流系统两个极中的一个极作为双极主导极,对双极功率和电流进行协调控制。当直流系统选择双极功率控制模式时,由双极主导极决定全站总的输送功率,其极控系统的双极层控制负责两个极之间直流功率的分配和电流的平衡控制。对于全站的总功率控制由站控系统完成的直流工程,如每极由两个 12 脉动换流器构成的特高压直流工程,其两个极的输送功率由站控系统协调,不再需要指定一个极作为双极主导极。

#### 5.3.5 运行参考值的确定

在直流输电系统的运行中,需要确定的参考值主要包括直流电压参考值、直流电流参考值、直流功率参考值和熄弧角参考值等。其中直流电压、直流电流和熄弧角等三个参考值分别用于直流电压调节器、直流电流调节器和熄弧角调节器的控制调节;而功率参考值则需要极控系统首先根据实测的直流电压计算出对应的电流参考值,通过电流调节对直流功率进行控制。除参考值之外,需要确定的其他控制参数还包括在直流系统起停或功率改变等过程中,上述参考值的升降速率,以及为保证系统安全为它们设定的限幅值。

上述参考值等运行控制参数是一组常数,一般由运行人员设定。而运行过程中实际输入到调节器中的最终控制参数则是一组变量。控制参数由常量变为变量的过程在极控系统的双极控制和极控制层中完成。比如在直流系统的起动和停运、改变运行功率以及自动功率反转的过程中,双极和极层的控制功能将按照设定的升降速率把运行人员设定的直流功率、直流电压等固定参考值变为在其最小值到额定值之间连续改变的参考值,送给相应的调节器控制直流系统功率的升降过程。在双极和极层控制中,参考值还要根据直流系统的动态运行情况,叠加上稳定控制和其他辅助控制功能产生的调制量,形成最终的参考值送入阀组控制层的调节器,对系统运行进行控制。

##### 5.3.5.1 直流电压参考值的确定

(1) 直流输电系统的电压参考值及其升降速率和最高电



压限制值等运行参数,一般由系统设计确定,并在极控系统中设为固定参数。其中电压参考值包括有两个:额定电压和系统降压运行时的直流电压。降压运行电压根据系统情况一般可确定为70%或80%的额定直流电压。直流电压的升降速率大部分工程通常取比较高的值,如系统启动时一般要求在换流器解锁后一旦直流电流达到最小值(10%的额定电流),直流电压应在20ms左右的时间内快速从最小值上升到额定值。在换流器闭锁时,当检测到直流电流过零后,极控系统应以同样的速率将直流电压降到最小值,然后封锁触发脉冲。直流电压的最高限制值在整流侧一般设为1.05倍的额定电压,在逆变侧为1.10倍的额定电压。

对于直流系统的功率反送,由于可能存在的一次系统和设备限制条件,在一些工程中针对正送和反送的电压参考值可以设为不同的值。

(2) 空载加压试验直流电压参考值的确定。系统在进行空载加压试验时,电压参考值可以选择小于或等于额定电压的任意值。电压的升降速率也可以按需要选择。直流电压限制值一般固定为额定电压的1.05倍。试验可以分段执行也可以连续执行。在选择分段执行的情况下,当运行人员发出空载加压试验的启动命令后,直流电压调节器将在参考值的引导下按照设定的速率控制直流线路上的电压由最小值升至设定值,并在此电压水平下保持运行。如果此时运行人员输入一个新的电压设定值,在启动执行后电压调节器将会控制直流电压以设定的速率从原来的运行电压变化到新的设定值。当进行连续的空载加压试验时,直流电压将从最小值以设定的速率升至额定值,并按照预定的时间长度保持额定电压运行,之后再以设定的速率降至最小直流电压并闭锁换流阀。在空载加压试验过程中,运行人员可以随时终止试验,也可以暂停和重新启动试验。终止命令将使系统停止试验进程,直流电压按照设定的速率下降,达到最小值后闭锁换流阀。暂停命令将中断直流电压的升降过程,并保持在当前的直流电压下运行。重新启动命令使被暂停的试验从当前的直流电压水平开始重新执行,并以设定的速率控制直流电压达到其设定值。

(3) 整流侧直流电压的计算。在直流输电系统中,定电压控制是逆变侧的主要控制方式之一。但逆变侧的定电压控制的对象不是逆变侧自身的电压,而是整流侧电压,需要在逆变侧通过计算得到。计算由逆变侧极控系统的整流侧直流电压计算单元完成。计算的基本原理是,首先通过线路电阻和实测的直流电流算出线路压降,加上逆变侧的实测直流电压后,得出整流侧的直流电压。根据直流系统大地回线和金属回线两种不同的运行方式,电压计算单元自动选择不同的计算公式进行计算。

大地回线运行方式下整流侧的直流电压的计算公式为

$$U_{\text{directcalc}} = U_{\text{dINV}} + R_{\text{dc}} I_{\text{dl}} + R_{\text{electrode}} I_{\text{dee}} \quad (6.10-4)$$

金属回线运行方式下整流侧的直流电压的计算公式为

$$U_{\text{directcalc}} = U_{\text{dINV}} + 2R_{\text{dc}} I_{\text{dl}} \quad (6.10-5)$$

式中:  $U_{\text{directcalc}}$  为计算的整流侧直流电压值;  $U_{\text{dINV}}$  为逆变侧的实测直流电压值;  $R_{\text{dc}}$  为正常情况下一个极的线路阻抗;  $I_{\text{dl}}$  为直流线路电流;  $R_{\text{electrode}}$  为直流系统的接地极电阻;  $I_{\text{dee}}$  为接地极电流。

由于线路沿线不同区段环境温度和风速对线路电阻的影响,将引起直流电压的计算误差,并且可能超出允许的范围。为此,极控系统采用线路电阻模型对误差进行实时校正。首先通过站间通信得到整流侧的实测电压,然后根据计算电压与实测电压的差值对线路电阻的计算进行校正,从而

得出精确的整流侧直流电压。如果站间通信出现故障,最后计算的线路电阻值被保存下来,一直到站间通信恢复正常。

### 5.3.5.2 直流电流参考值的确定

由于直流输电系统对直流功率的控制需要通过直流电流控制实现,所以对于定功率控制和定电流控制两种模式,均需要确定直流电流的参考值。

在定电流控制模式下,电流参考值的确定首先由运行人员直接给出电流参考值、电流升降速率及电流限制值等电流参数。这些电流参数在极控系统的两极和极层控制中,根据系统起停等过程中电流的升降控制,以及动态及故障情况下稳定控制和各种附加控制电流调制的需要,形成最终确定的电流参考值,送给电流调节器对直流电流进行闭环控制。

在定功率控制模式下,电流参考值的确定是首先由运行人员给出功率参考值、功率升降速率和功率限制值等功率参数。在极控系统的两极和极层控制中,根据系统起停等过程中功率的升降控制,以及动态及故障情况下稳定控制和各种附加控制功率调制的需要,形成最终确定的功率参考值。最后再把功率参考值转化为电流值,送给电流调节器对直流功率进行闭环控制。

(1) 双极功率控制模式。在双极功率控制模式下,电流参考值的整定值由运行人员给出的双极的功率参考值除以测量得到两个极的直流电压之和得出。采用双极电压参与计算,可以使两个极得到相同的电流定值,以保证双极电流及功率的平衡。

(2) 极独立功率控制模式。极独立功率控制模式下,电流定值的计算类似于双极功率控制模式,不同之处仅在于其计算的结果由单极功率定值除以本极直流电压得到。

(3) 自动功率控制模式。对于系统的自动功率控制运行,运行人员需要按照月、周和日绘制出特定运行时间内的直流功率曲线,以及功率改变时的变化速率。在此时间内系统将沿设定的功率曲线自动运行。此期间极控系统对电流参考值的计算与双极功率控制时的情况相同。

### 5.3.5.3 熄弧角参考值的确定

熄弧角参考值一般在综合考虑直流系统运行的经济性和安全性后确定,并在极控系统中设为固定值。在运行过程中,极控系统的两极和极层控制,也需要对熄弧角参考值进行调制,以保证动态及故障情况下系统运行的安全稳定。

### 5.3.6 稳定控制功能

根据交直流系统稳定运行的需要,极控系统可以配置多种稳定控制功能,包括功率提升、功率回降、快速功率翻转、频率限制、异常交流电压控制等。在具体的工程中,一般按照系统研究的结果,决定选择其中的一种或几种构成该工程的稳定控制功能。每一种稳定控制功能都会产生一个调制信号,极控系统把所有的稳定控制功能产生的调制信号叠加在一起,形成总的调制信号叠加在功率或电流参考值之上,用于动态控制直流系统的功率传输,保证交直流系统的稳定。

#### 5.3.6.1 功率提升

功率提升是一种在系统需要时,按照预先设定的功率增加值和上升速率,快速提高直流输电系统输送功率的功能。主要用于当出现交流系统负荷或发电功率的突变时,通过直流系统增加输送功率对交流系统提供支持。功率提升功能的执行由交流系统的安全稳定控制装置启动,一般分5个级别,并按照功率提升5>功率提升4>功率提升3……进行优先级排序。每个级别的功率增加值和功率提升的速率按照



系统研究的结果单独设定,一旦设定运行人员不能改变。

对应不同的交流系统情况,各个级别的功率提升功能分别由安全稳定控制装置送过来的信号单独起动。如果有几个级别的功率提升同时起动,系统将选择执行其中最高优先级别的功率提升功能。

功率控制模式和电流控制模式下均能使用功率提升功能。运行人员可以单独允许或禁止某一个级别的功率提升功能。

在功率提升功能的执行过程中,如果运行人员发出以下任何一个命令,功率提升功能将被终止:

- (1) 所有的稳定控制退出命令。
- (2) 功率提升功能退出命令。
- (3) 运行人员输入新的功率参考值。
- (4) 功率提升功能完成。

#### 5.3.6.2 功率回降

功率回降是一种在系统需要时,按照预先设定的功率增加值和下降速率,快速减小直流输电系统输送功率的功能。主要用于当整流侧或逆变侧的交流系统出现损失发电功率、甩负荷等情况时,通过减小直流系统的输送功率对交流系统提供支持。功率回降功能的执行由交流系统的安全稳定控制装置起动,一般分5个级别,并按照功率回降5>功率回降4>功率回降3……进行优先级排序。每个级别减小的功率值和下降速率按照系统研究的结果单独设定,一旦设定运行人员不能改变。

对应不同的交流系统情况,各个级别的功率回降功能分别由安全稳定控制装置送过来的信号单独起动。如果有几个级别的功率回降同时起动,系统将选择其中优先级级别最高的功率回降功能。当某一级别的功率回降功能有效时,系统将按照该级别预先设定的功率降低量和下降速率减小直流功率的输送。

功率控制模式和电流控制模式下均能使用功率提升功能。运行人员可以单独允许或禁止某一个级别的功率回降功能。

在功率回降功能的执行过程中,如果运行人员发出以下任何一个命令,功率回降功能将被终止:

- (1) 所有的稳定控制退出命令。
- (2) 功率回降功能退出命令。
- (3) 运行人员输入新的功率参考值。
- (4) 功率回降功能完成。

#### 5.3.6.3 快速功率翻转

为了满足交流系统稳定的需要,极控系统应具备快速功率翻转功能。该功能由直流极控系统根据交流安稳装置发出的命令起动并自动执行。

该控制功能的特性与运行人员起动的功率翻转功能有以下不同点:

- (1) 直流功率/电流的上升和下降速率采用固定值,不能由运行人员调整。
- (2) 直流电压的反转应该以不引起绝缘结构局部放电的最大速率进行。
- (3) 运行人员不能终止已被起动的快速翻转顺序。
- (4) 快速功率翻转的功率等级和功率升降速率由系统研究决定。

#### 5.3.6.4 频率限制功能

频率限制功能多用于送端。在送端为弱交流系统的系统条件下,随着直流输送功率的变化,送端交流系统的频率将会出现较大的波动。当频率波动的范围超过规定的范围(如

$\pm 0.5\text{Hz}$ )时,频率限制功能将自动投入。

频率限制功能由两个闭环控制器实现,分别对应频率变化的最大值和最小值,当系统频率超过或低于上述限制值时,频率限制功能输出功率调制信号,动态地调节直流系统的输送功率,维持交流系统频率稳定。当系统频率回到限制值以内时,频率限制功能自动退出。

#### 5.3.7 阻尼次同步振荡

与直流输电的整流侧相连的交流系统中的大型汽轮机发电机组,在一些特定的系统结构和运行方式下,由于直流输电线路的功率/电流调制对汽轮机组的轴系转矩呈现轻微的负阻尼,存在由电气系统的扰动而引发机组次同步振荡的风险。极控系统的阻尼次同步振荡功能利用电气转矩与机组轴系机械转矩的关系,对直流输电整流侧的功率/电流参考值进行调制,使其对机组转速的变化呈现正阻尼,从而消除产生次同步振荡的风险。

除了极控的次同步振荡阻尼控制器之外,在发电机机端和直流保护中还应配置次同步振荡保护功能。其中直流保护中配置的次同步振荡保护功能,用于在万一阻尼次控制功能失效时停运直流系统。发电机机端配置的次同步振荡保护功能,用于由其他原因造成严重的次同步振荡危及机组安全时,切除发电机。

#### 5.3.8 过负荷限制

直流系统过负荷运行的持续时间分为秒过负荷、小时过负荷和连续过负荷等,针对不同的持续时间确定不同的功率或电流过负荷限幅值。过负荷限制包括晶闸管结温和其他主回路设备限制条件所引起的限制。过负荷限制的设计应使得一次回路在各种工况下的全部过负荷能力都被充分利用,但也不应因为设备过应力而对设备造成危害或发生不希望的停运。

极控系统在确定直流系统当前的过负荷能力时,要求考虑以下条件:不同环境温度下,选择不同的短时过负荷能力;在阀冷却与换流变压器冷却的冗余系统可用或不可用的情况下,分别选择不同的短时过负荷能力;根据当前已有的过负荷电流,确定过负荷运行的允许时间;根据当前已经过负荷运行的时间,确定进一步的短时过负荷能力;根据换流变压器绕组温度的高低,确定不同的短时过负荷能力;远方站的过负荷能力等。

直流系统过负荷运行时,极控系统把直流系统的功率或电流限制在其当前的过负荷能力水平。当已经到达短时过负荷能力极限时,过负荷限制功能对电流指令进行限幅,把直流系统的输送功率恢复到安全极限之内,并向运行人员报警。

过负荷限制同时实时计算晶闸管结温,在结温过高时限制电流。晶闸管结温的计算基于测量得到的直流电流和阀冷却系统的水温。当计算得到的温度超过温度参考值时,电流定值 $I_0$ 应下降5%。如果在一定时间内,温度没有降至参考值以下,电流定值继续下降5% $I_0$ ,直到晶闸管温度下降至参考温度以下,或电流定值达到最小值。

#### 5.3.9 低压限流功能(VDCOL)

VDCOL的主要功能是在交直流系统故障时,随着直流电压的降低,极控系统减小直流电流,故障恢复之后,随着直流电压的升高,极控系统逐渐恢复直流电流。VDCOL的主要作用有:

- (1) 防止造成在交流系统故障时的系统不稳定。
- (2) 在交流系统或直流系统故障消除后,快速控制整个系统恢复功率传输。
- (3) 减小由于持续换相失败对换流阀造成的过应力。



(4) 在故障恢复期间抑制持续的换相失败。

低压限流 (VDCOL) 功能输入的直流电压经过一个非线性的滤波器, 这个非线性滤波器的时间常数在直流电压升高和下降时是不一样的。为了保证在交直流故障时直流电流快速地降低, 直流电压下降时的时间常数要小。

低压限流对静态  $U_d/I_d$  特性的影响示如图 6.10-12 所示。

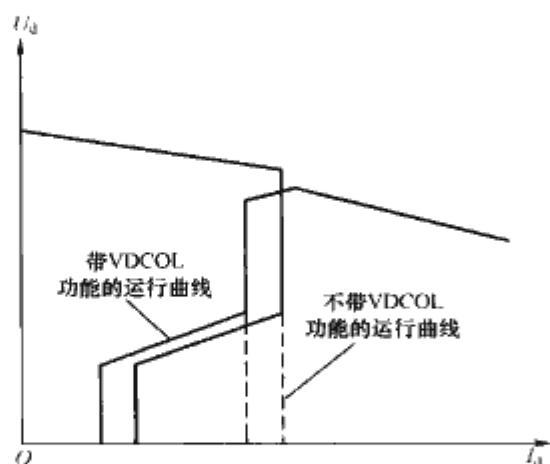


图 6.10-12 低压限流对静态  $U_d/I_d$  特性的影响

### 5.3.10 分接头控制

换流变压器分接头控制分为手动控制和自动控制两种模式。在自动控制模式下, 分接头控制又分为空载控制、角度控制、理想空载直流电压 ( $U_{dio}$ ) 控制等几种控制方式。其中角度控制、 $U_{dio}$  控制是分接头控制的两种可选的基本策略和判据, 两种判据达到的控制效果相同, 均可保证正常运行工况下换流阀的触发角度处于经济和安全的范围。

根据运行和调试的需要, 运行人员可以选择手动分接头控制模式。另外在自动控制模式失败时, 分接头控制自动转为手动控制模式。功率传输的过程中, 应避免对分接头进行手动控制。

如果选择了手动控制模式, 此时既可以对分接头分相调节, 也可以三相同步调节。如果选择了分相调节, 那么在手动控制模式切换回自动控制模式前, 必须对所有换流变压器的分接头进行手动同步。

图 6.10-13 所示为换流变压器分接头控制的功能框图。在换流变压器设备就地一般还具备分接头就地控制功能, 运行人员可以选择就地或远方控制。远方控制时分接头的升降命令由极控发出。选择就地控制时, 运行人员可以手动升降分接头的挡位。

(1) 起动位置控制。在换流变压器充电前分接头应处于起动位置。起动位置的确定要同时考虑换流变压器合闸时产生最小的过电压, 以及换流器解锁和闭锁之后分接头的移动次数最少等原则。换流变压器充电后的极闭锁状态, 分接头控制强制为  $U_{dio}$  控制。此时要选择一个正确的  $U_{dio}$  参考值, 使分接头位置适应极解锁之后最小负荷的要求。

(2) 角度控制。角度控制分为触发角控制和熄弧角控制, 在极解锁后才会有效。整流侧的分接头控制用来维持触发角在设定的范围内, 一般设为  $15^\circ \pm 2.5^\circ$ 。触发角控制对触发角的设定值与实际值进行比较, 如果其差值超出此范围, 分接头控制开始动作。逆变侧的分接头控制用来维持熄弧角在设定的范围内, 一般设为  $17^\circ \pm 2.5^\circ$  范围内。如果熄弧角设定值与实际值之间的差值超出此范围, 分接头控制开始动作。

(3)  $U_{dio}$  控制。 $U_{dio}$  控制维持换流变压器阀侧的理想空载直流电压  $U_{dio}$  恒定。在换流变压器充电但极还未解锁的情

况下, 分接头控制强制为  $U_{dio}$  控制。这样分接头控制按照实际的母线电压调节分接头的起始位置, 为换流器的解锁提供理想的电压。

极控系统软件中  $U_{dio}$  的计算公式为

$$U_{dio\text{clac}}(p.u.) = U_{ac\text{Mea}}(p.u.) + (n-10) \times 1.25\% \quad (6.10-6)$$

式中:  $U_{dio\text{clac}}(p.u.)$  为  $U_{dio}$  的计算值的标幺值;  $U_{ac\text{Mea}}(p.u.)$  为实测交流电压的标幺值;  $n$  为分接头的挡位; 1.25% 为分接头的步长; 10 为额定挡位值。

(4)  $U_{dio}$  限幅。 $U_{dio}$  限幅的主要目的是防止设备承受过高的稳态电压应力。与  $U_{dio}$  限幅相关的限幅值有两个:  $U_{dioG}$  和  $U_{dioL}$ 。其中,  $U_{dioG}$  为允许分接头控制发出增大  $U_{dio}$  指令的电压上限, 即当计算的换流变压器阀侧理想空载电压达到或超过  $U_{dioG}$  时, 禁止任何使电压继续上升的分接头操作。 $U_{dioL}$  是比  $U_{dioG}$  更高的限幅值, 当计算的  $U_{dio}$  达到  $U_{dioL}$  时,  $U_{dio}$  限幅功能直接发出降低分接头指令。无论在自动和手动控制模式下,  $U_{dio}$  限幅功能均有效。

(5) 自动重同步。当换流变压器的三相分接头位置不一致时, 将产生报警信号至运行人员控制层, 此时自动同步功能可以重新同步换流变压器分接头, 自动同步功能仅在自动控制模式下有效。如果自动重同步不成功, 将发出一个报警信号, 并禁止分接头的自动控制。

(6) 分接头监视功能。极控系统的分接头控制的软件接收分接头的回校信号, 如果回校值和实际值不一致, 极控系统产生分接头故障信息。分接头控制发出升降分接头挡位的命令的同时, 起动分接头运行时间监视功能。若在设定的监视时间内没有到达正确的位置, 则产生分接头故障信息。

### 5.3.11 无功功率控制

无功功率控制功能主要在站控系统中实现, 少部分需要极控系统配合的无功功率控制功能在极控系统中实现, 极控系统实现的无功功率控制功能有:

(1) QPC。QPC 功能作为站控 Q-control 的辅助功能, 只在逆变侧有效。当直流功率在较小范围内变化造成换流站与交流系统的无功交换量超过了限制值, 同时由于无功变化量太小使得 Q-control 无法发出投切滤波器的指令, 此时需要 QPC 功能改变熄弧角来改变换流站对无功的消耗。

(2) Gamma kick。在直流系统的很多运行工况下, 投切滤波器组等无功单元造成的动态过电压将对系统主设备造成危害。为消除这种过电压, 极控系统配置 Gamma kick 功能。该功能在投切滤波器的瞬间暂时增大熄弧角, 通过增大无功消耗限制动态交流电压的变化。

### 5.3.12 换流器顺序控制

换流站主要的顺序控制由站控系统完成。但在系统起停、功率翻转、功率改变、紧急停运以及故障恢复等过程中, 与直流系统电流电压的建立和换流器的解锁闭锁相关的顺序控制由极控系统完成。

(1) 正常起停过程极控系统的顺序控制。在直流系统的起动过程中, 逆变侧的换流阀一般先以  $160^\circ$  解锁。紧接着整流侧的换流阀也以逆变状态解锁, 并投入电流调节器快速增加直流电流。逆变侧检测到直流电流之后, 快速将直流电压从最小值升到设定值。直流电压建立之后, 根据选择的控制模式, 整流侧按照设定的功率或电流升降速率将功率或电流调节到设定值。

在直流系统的正常停机过程中, 整流侧首先按照运行人员设定的升降速率将直流功率或电流降到最小值。之后整流侧先将触发角移到  $120^\circ$ , 待直流电流过零, 再将触发角移到



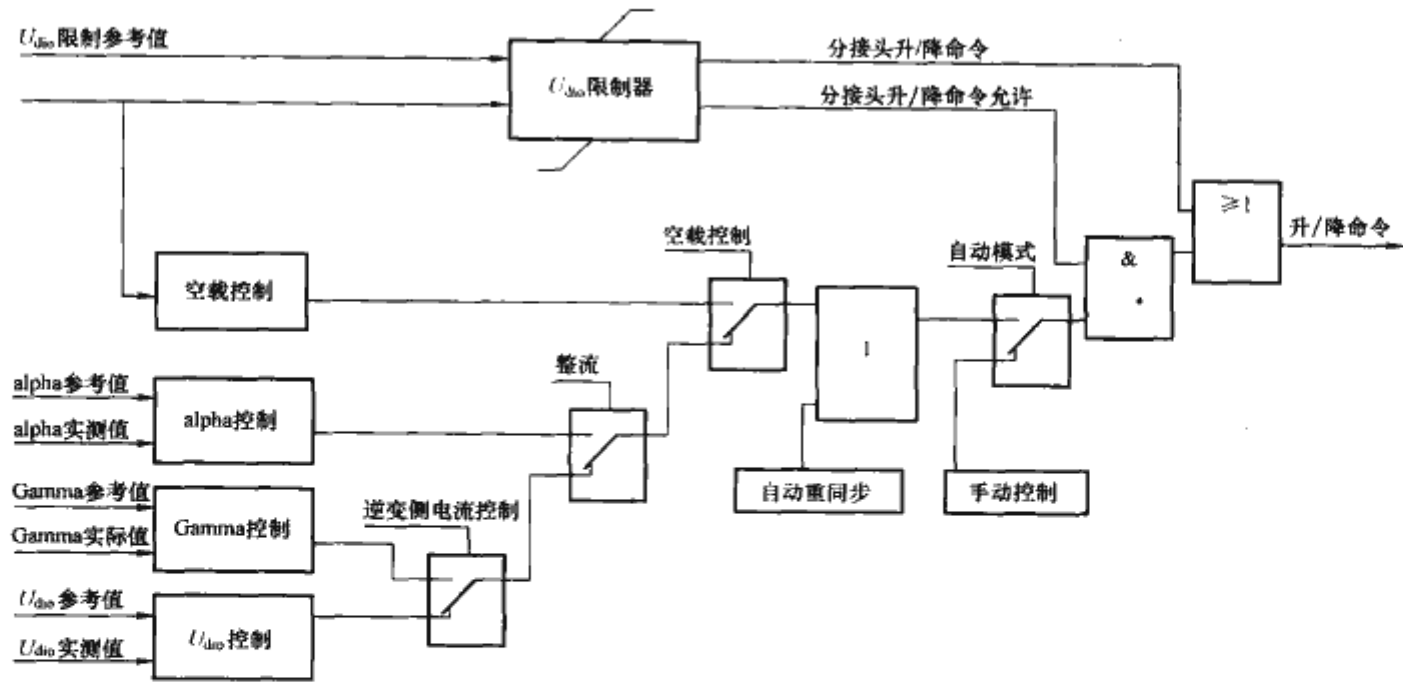


图 6.10-13 换流变压器分接头控制功能框图

160°延时 100ms 闭锁触发脉冲。逆变侧在检测到直流电流过零后，延时一定的时间后闭锁触发脉冲。

在起动过程中要保证逆变侧的换流器先解锁，然后整流侧再解锁。在正常停机过程中要保证整流侧先闭锁，逆变侧后闭锁。在站间通信正常的情况下，控制系统通过通信自动协调两站的解锁和闭锁过程。站间通信故障时，两站之间需通过电话进行协调，保证解锁和闭锁的顺序正确。

(2) 紧急停运过程的顺序控制。紧急停运 (ESOF) 由保护起动或运行人员通过紧急停运按钮起动。在站间通信正常的情况下，如果整流侧起动紧急停运，整流侧紧急移相至逆变状态，同时通过站间通信通知逆变侧。整流器经过移相在电流过零后闭锁触发脉冲。对于一些严重的换流器故障，整流侧则不移相而直接闭锁触发脉冲。逆变侧在接到整流侧的紧急停运命令后紧急投入旁通对，并在电流过零时闭锁脉冲。

在站间通信故障的情况下，如果整流侧起动紧急停运，整流侧立即执行紧急移相停机或直接封锁脉冲停机。整流侧封锁脉冲使得直流线路的电流为零，逆变侧依靠零电流保护动作起动投入旁通对，并随后闭锁触发脉冲。如果逆变侧起动紧急停运，逆变侧直接执行投旁通对和闭锁触发脉冲的紧急停机程序，整流侧由直流低电压保护动作起动紧急移相停机过程。

(3) 直流线路故障恢复过程的顺序控制。直流线路故障恢复顺序过程由直流线路保护起动。在直流线路故障点的去电离时间结束之后，控制系统自动重新启动，恢复的直流功率与输送。运行人员可以设定直流线路故障重新启动的次数，以及每次故障重新启动之后的直流电压水平。当最后一次重新启动失败后，控制系统发出停机命令，系统停运。

表 6.10-1 列出了某直流输电工程直流线路故障恢复的设定值。

表 6.10-1 某直流输电工程直流线路故障恢复的设定值				
重起动次数		5		
序号	最大直流电压 (p. u.)		重起动间隔时间 (ms)	
	系统设定值	系统默认值	系统设定值	系统默认值
1	1.0	1.0	100	150
2	1.0	1.0	120	200
3	1.0	0.8	150	250
4	0.8	0.8	200	300
5	0.7	0.7	250	350

直流线路故障的重起动过程的控制包括两部分，一部分在整流侧实现，一部分在逆变侧实现。直流线路故障恢复顺序控制一般在站间通信正常时比较容易进行。

- 1) 整流侧的重起动过程如下：
  - a) 极控系统接到直流线路故障信号之后，先将触发角移相到 120°，等直流电流为零后再移相至 160°，但不闭锁触发脉冲。
  - b) 极控系统自动把 VDCOL 的直流电流限制值修改为 50%，防止系统重起动过程中直流电流断续。
  - c) 达到设定的线路故障点恢复时间后，直流系统重新启动。
  - d) 如果重起动不成功，按照下一次重起动的电压参考值重复上述过程，直到重起成功。
  - e) 如果最后一次重起动仍不成功，则判定为永久性故障，直流系统停运。
- 2) 逆变侧的重起动过程如下：
  - a) 接收到直流线路故障信号之后，逆变侧的触发角移到最小限制值。
  - b) 控制系统按照运行人员设定的重起动的电压水平重新启动。
  - c) 如果重起动次数达到运行人员设定的重起动次数仍不成功，控制系统发出停运命令。
- (4) 特高压工程的阀组顺序控制。

1) 阀组带电投入过程。特高压一个极主回路的示意图如图 6.10-14 所示，图中阀组 V1 为高压侧阀组，阀组 V2 为低压侧阀组。若两站的 V1 阀组均处于带电闭锁状态，仅有两站的两个 V2 阀组构成 1/2 单极运行。现以两个 V1 阀组的投入为例说明阀组的带电投入过程。

以整流侧为例，在仅 V2 阀组运行的情况下，V1 阀组的隔离开关 QS3 处于闭合状态，QS1、QS2 和 V1 阀组的旁路断路器 QF 处于打开状态。V1 阀组被隔离，V2 阀组的运行电流经 QS3 送出。当需要投入 V1 阀组时，首先要在闭合 QS1、QS2 和 QF 后打开 QS3，把原来 QS3 的电流转移到 V1 阀组的旁路断路器 QF。然后 V1 阀组解锁并通过控制实现 QF 的电流向 V1 阀组转移。当 QF 通过电流为零时，打开旁路断路器 QF，V1 阀组完全投入，进入双阀组串联运行。逆变侧 V1 阀组的投入过程与整流侧相同。

2) 阀组带电退出过程。运行阀组的退出仍以整流侧 V1



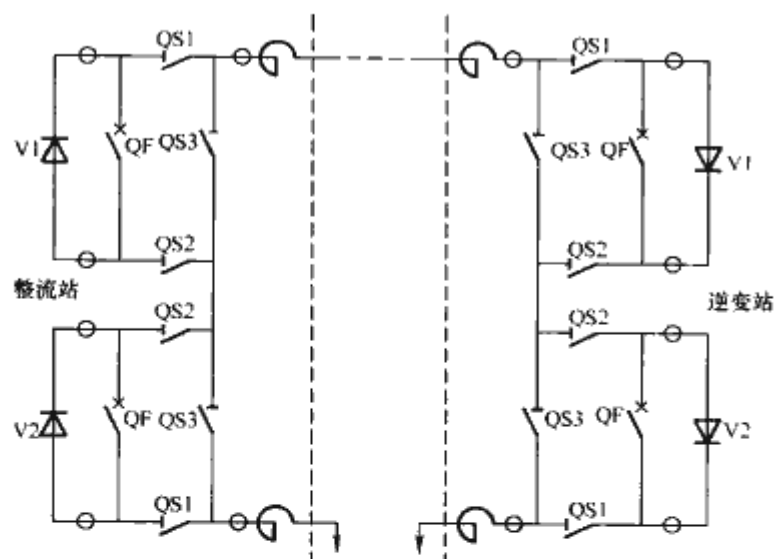


图 6.10-14 特高压直流工程单极主回路示意图

阀组为例进行说明。接到退出命令后，V1 阀组脉冲首先移相至  $90^\circ$  并投入旁通对，闭合旁路断路器 QF 并闭锁 V1 阀组。在闭合 QS3 后顺序打开 QF、QS1 和 QS2，电流完全转移至 QS3，V1 阀组退出并隔离。逆变侧 V1 阀组的退出过程与整流侧相同。

3) 阀组紧急退出过程。在阀组故障需要紧急退出运行时，执行以下的控制顺序：首先跳开故障阀组换流变压器的进线断路器，同时投入旁通对并闭合阀组旁路断路器，最后闭锁阀组触发脉冲。故障阀组单独退出，健全阀组继续运行。

### 5.3.13 极控系统中实现的保护功能

直流输电系统全面的保护功能在直流保护中实现。但一部分与换流器的控制密切相关的保护功能在极控系统中实现。下面所描述的保护功能，需要根据具体工程的实际情况在极控系统中进行配置。

(1) 换相失败的预测功能。换相失败预测功能仅在逆变侧有效。其作用是在交流电压不正常时及时增加逆变侧换流器的换相裕度，从而降低交流系统扰动引起换相失败的次数。该功能通过对换流变压器支路实测交流电压中零序分量  $U_{ax}$  和负序分量  $U_{an}$  的计算，判断交流系统的运行情况。如果计算值超过门槛值，则认为交流系统不正常，极控系统自动增大熄弧角。

(2) 换相失败监视功能。该功能用于采用实测型熄弧角控制的直流工程，通过检测换流阀的电流过零信号实现对换相失败的监视。如果极控系统没有检测到电流过零信号，则判断为发生了换相失败故障。

(3) 大角度监视功能。该功能主要是保护换流阀的阻尼回路，避免换流器在过大的触发角运行时在主回路设备上产生过大的应力。极控系统监视系统运行的触发角，如果触发角大于设定的门槛值，极控系统延时一定时间发出停机命令。

(4) 零电流保护功能。零电流保护在逆变侧起作用，用于在站间通信故障的情况下，因整流侧换流器闭锁使直流电流为零时逆变侧闭锁换流器。该保护配有一定延时。

(5) 直流低电压保护功能。该保护用于站间通信故障情况下，逆变侧保护动作投入旁通对直流系统电压迅速下降，使整流侧直流低电压保护动作，闭锁换流阀。该保护配有一定延时。

(6) 晶闸管结温监测功能。晶闸管结温监测功能是为了保护换流阀，避免其晶闸管元件遭受过热损坏。该功能可以根据直流电流和晶闸管的热阻抗模型计算阀片的温升，根据温升的大小极控系统采取不同的响应：

1) 温升值为  $\Delta_1$  时，极控系统降低直流功率，减小量为  $\Delta P_1$ 。如果经过一段时间  $t_1$  后，温升至仍大于  $\Delta_1$ ，继续降低直流功率，如此循环，直至直流停运。

2) 温升值为  $\Delta_2$ ，延时 100ms，极控系统启动冗余系统切换。

3) 温升值为  $\Delta_3$ ，延时 250ms，极控系统执行移相闭锁命令。

该功能也可以根据对水冷系统换流阀出水温度的监视，间接地对晶闸管元件进行保护。当出水温度过高并大于  $C_1$  时，极控系统降低直流功率  $\Delta P_1$ 。如果延时一段时间  $t_2$  之后，出水温度仍大于  $C_1$ ，继续降低传输的直流功率，减小量为  $\Delta P_2$ ，如此循环，直至直流停运。

其中定值  $\Delta_1$ 、 $\Delta_2$ 、 $\Delta_3$ 、 $\Delta P_1$ 、 $\Delta P_2$ 、 $C_1$ 、 $t_1$ 、 $t_2$  由系统研究决定。

(7) 主设备过应力监视功能。该监视功能用于在交流系统的频率下降或电压升高，且极控的分接头调节不起作用时，避免换流阀、换流变压器等主设备遭受过应力 and 过励磁的危害。极控系统测量换流变压器支路电压、频率和分接头位置，计算理想空载电压  $U_{dio}$ ，并且考虑了频率变化的补偿。当计算值超过门槛值，保护动作，发出移相停机命令。

(8) 空载加压试验监视功能。极控系统监视空载加压试验的整个过程，并且根据故障的情况，发出报警信号或停止空载加压试验的命令。

如果在空载加压试验开始后，测量到的直流电压值比较小，而此时直流电压控制器的输出已经达到限制值  $120^\circ$ ，则判断为直流电压测量故障，延时 5s 之后，极控系统发出立即闭锁命令，结束空载加压试验。

空载加压试验过程中，如果直流电流大于设定值，或者直流电压高于期望值（根据系统的工况计算的直流电压值），则判断发生直流侧接地故障或触发脉冲故障，极控系统发出立即闭锁命令。如果交流侧的等效电流大于直流电流某一设定值，则判断发生了交流系统故障，极控系统发出立即闭锁命令，结束空载加压试验。空载加压试验监视的电流判据一般设置多个门槛值，对于比较轻微的绝缘故障，极控系统发出报警信号。

### 5.3.14 极控系统的自诊断功能

极控系统需配置自诊断功能，对设备的运行进行全面监视。监视范围包括硬件、软件、电源系统、冷却风扇、输入输出通道以及网络总线等。自诊断一般分为对设备软硬件平台的诊断和应用层的诊断。软硬件平台的诊断由硬件模块中专门设计的监视电路和系统软件实现。而应用层的诊断由应用软件完成，负责对设备的输入输出通道、数据采集和控制输出等进行监视。如果自诊断功能监测到故障，将对故障信息进行存储以备以后分析，同时根据故障的严重程度和预先定义的等级给出相应的报警和显示，或启动双重化极控系统的切换。

(1) 基本硬件监视功能。对基本硬件的监视由硬件模块中集成的监视电路完成。监视内容一般包括电源监视、冷却风扇监视、输入输出模块监视、系统总线监视等。如果监测到硬件故障，将由相应的指示灯进行显示，严重故障时启动系统切换。

(2) 系统软件监视功能。极控系统的系统软件循环地对存储器、外设模块、通信通道等进行检测。如果检测出故障，一般将启动系统切换。

(3) 应用软件监视功能。

1) 触发角监视。系统运行时，极控系统监视两个冗余



系统触发角输出,如果差值过大(例如大于 $9^\circ$ ),极控系统发出报警信号。

2) 直流电流的监视。根据直流电流的实测值和等效直流电流的偏差值,对测量通道进行监视。如果实测值小于等效直流电流并超过一定时间,极控系统判断直流电流的测量出现故障,启动极控系统切换;如果等效直流电流小于实测电流并超过一定时间,极控系统认为等效直流电流的测量出现故障。由于等效直流电流仅用于备用控制,所以当极控系统判断其测量通道故障时只给出报警信号。

3) 有功功率的监视。通过监视测量的换流变压器进线的有功功率和输送的直流功率的差值,对测量通道进行监视。

4) 交流电压的相序监视。通过监视交流电压及其正序分量判断其相序是否正确。如果交流电压的测量值大于65%,同时电压的正序分量小于40%,则判断交流电压相序不正确。

5) 交流电压的监视。通过监视比较交流电压和其正序分量的差值,判断其测量通道是否存在故障。若该差值大于25%,延时2s后发出交流电压测量故障信号。

6) 交流电流的监视。通过比较交流电流和其正序分量之间的差值,判断其测量通道是否存在故障。如果差值大于25%,延时20s后发出交流电流测量故障信号。

7) 电流过零信号的监视。在检测到电压过零信号之后,若没有检测到电流过零信号,极控系统发出电流过零信号故障信号。

8) 电压过零信号的监视。在检测到电流过零信号后10ms内,如果没有检测到电压过零信号,极控系统发出电压过零信号故障信号。

9) 异常运行范围。该功能主要采用对数据的合理性进行判断的方法,检测控制系统的内部和外部故障。

直流系统解锁后,如果实际的直流电流值超过直流电流限制值并持续一定时间,或直流电压持续小于预定的门槛值,则判定极控系统本身或测量通道存在严重故障,立即启动系统切换。如果极控系统切换之后故障仍然存在,极控系统发出停运直流的命令。

10) 现场总线的监视。由极控系统主机及其I/O装置同时对连接它们的现场总线的光纤通道进行检测。发现通信故障时产生控制系统切换或选择备用通道,同时将故障信息上送到SER信息系统。

11) LAN网的监视。极控系统和运行人员控制层之间的通信采用冗余的LAN网进行通信,通常的做法是两个LAN网传输的信息按照负荷均衡的原则分配。如果其中一个LAN出现故障,极控系统和运行人员控制层设备之间的通信将自动集中到另一个LAN网。如果两个网络同时故障,极控系统将闭锁直流系统的运行。

## 6 直流极保护系统

### 6.1 直流极保护系统的构成

直流极保护系统由保护主机及其分布式I/O单元和现场总线构成,采用双重化或三重化配置。

保护主机负责接收测量装置的信号、其他设备的跳闸信号等,检测、计算并判别故障的发生和故障类型,产生相应的保护动作信号,从而快速清除区域内的故障或不正常工况,保证直流系统的安全运行。此外直流保护主机还配备顺序事件记录功能、自检功能、与保护故障录波信息管理子站和运行人员控制系统的通信功能等,以便将保护

动作信息和报警信号、自身的软硬件故障信号等送往上层控制系统。

直流保护具备完整的、完成保护功能所需的系统软件和应用软件,并具有良好的实时响应速度和可扩充性。保护软件采用模块化结构,当软件的某一部分出错时能够及时报出故障信息,并且不影响其他软件的正常运行。

### 6.2 冗余

直流极保护一般采用三重化或双重化冗余方案。三重化的直流保护按照三取二逻辑进行出口表决,即A、B和C三重保护中至少两重保护动作,三取二逻辑才能输出动作信号。在任何一个直流保护系统内部故障时,除自动闭锁发生故障保护的出口,三取二选择逻辑还将自动切换到双重化保护配置方式。三取二逻辑电路双重化配置,把三重化的保护信号转换成双重化以便与双重化的控制系统接口。三重化与双重化的信号交换如图6.10-15所示。

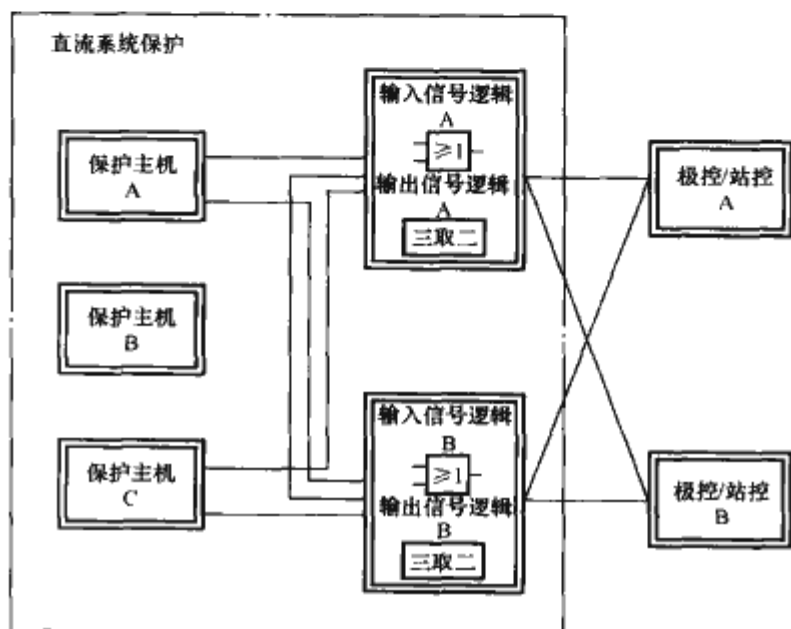


图 6.10-15 三重化系统与双重化极控/站控系统的信号交换

### 6.3 保护的自检功能

每重直流极保护都具有完善的自检功能。自检范围从测量二次绕组开始,包括完整的测量回路、信号输入输出回路、通信回路和保护主机。自检功能对于不严重的、不影响自身和其他系统正确执行功能的故障给出报警;对严重故障或紧急故障,则除给出报警外,还要闭锁本重保护的输出。所有的自检报警信号应通过网络总线上传保护及故障录波信息管理子站和运行人员控制系统。

### 6.4 保护出口及连接片配置

按照国内运行规程要求,直流极保护的跳交流断路器出口采用硬连接片,使得运行和检修人员能明确识别保护及屏柜的投退情况,便于检修和试验。同时对于每种保护功能,均应在软件中设置软连接片,用于单独投退指定的保护。对于要求锁定交流断路器的保护,其跳闸信号及其显示和标识都要求手动复归。

### 6.5 直流极保护系统的功能

#### 6.5.1 换流器保护

##### 6.5.1.1 阀短路保护

阀短路保护可保护整个换流阀,用于检测阀短路故障、



阀接地故障、换流变压器阀侧相间短路故障,避免发生短路时换流阀遭受过应力。

当发生阀短路故障时,与故障阀处于同一半桥的健全阀在换相导通后会流过很高的短路电流。应在同一半桥的第2个健全阀导通之前迅速检出故障,闭锁换流阀,同时尽快跳开换流变压器网侧交流断路器。

保护功能检测换流变压器阀侧Y绕组和D绕组的电流、换流器高压侧直流电流,以及换流器中性线侧直流电流。在正常运行时,这些电流是平衡的,差动电流很小。如果交流侧电流明显高于直流电流,则表明发生了故障,保护立即动作。

保护判据为

$$I_{acY} - \min(I_{dH}, I_{dN}) > \Delta \text{ (Y桥)}$$

或  $I_{acD} - \min(I_{dH}, I_{dN}) > \Delta \text{ (D桥)}$

其中  $I_{acY}$  和  $I_{acD}$  分别是换流变压器阀侧Y绕组和D绕组三相电流的整流值;  $I_{dH}$  是换流器高压侧直流电流;  $I_{dN}$  是换流器中性线侧直流电流;  $\Delta$  为保护判据的动作整定值,保护检测动作量达到这一整定值时动作输出;  $\min$  表示取最小值。

整流侧检测到故障时,闭锁VBE点火脉冲,同时发ESOF命令到极控系统,断开高速中性母线开关,跳交流断路器。

逆变侧检测到故障时,发ESOF命令到极控系统,同时断开高速中性母线开关,跳交流断路器。

#### 6.5.1.2 交流过电流保护

交流过电流保护可保护整个换流阀,用于检测换流设备的过电流和过负荷。

保护测量换流变压器阀侧Y绕组和D绕组的电流,取其中的最大值与参考值进行比较。该保护通常有多段定值及相应的延时,不同的动作值及出口时间适应于不同的故障和阀的负荷能力。

保护判据为

$$\max(I_{acY}, I_{acD}) > \Delta$$

其中  $I_{acY}$  和  $I_{acD}$  分别是换流变压器阀侧Y绕组和D绕组三相电流的整流值;  $\max$  表示取最大值。

检测到故障时,发ESOF命令到极控系统,同时跳交流断路器。

#### 6.5.1.3 桥差保护

桥差保护的保护区为6脉动桥,它用于检测单个6脉动桥内阀的换相故障或点火故障以及换流器直流侧故障。

保护测量换流变压器阀侧电流  $I_{acY}$ 、 $I_{acD}$ , 与  $I_{ac} = \max(I_{acY}, I_{acD})$  进行比较。该保护通常有两段定值及相应的延时。

保护判据为

$$I_{ac} - I_{acY} > \Delta \text{ (Y桥)}$$

或  $I_{ac} - I_{acD} > \Delta \text{ (D桥)}$

桥差保护1段动作后,发降电流命令到极控系统,将电流降到典型值  $0.3 \times I_{dNOM}$ 。

其中  $I_{dNOM}$  为正常直流电流值。

桥差保护2段动作后,发ESOF命令到极控系统,同时跳交流断路器。

#### 6.5.1.4 阀组差动保护

阀组差动保护适用于逆变侧保护整个12脉动换流阀,包括两个6脉动桥的同时的换相故障以及整个逆变器的短接故障。

保护测量换流器高压侧直流电流  $I_{dH}$ , 换流器中性线侧

直流电流  $I_{dN}$ , 以及换流变压器阀侧电流  $I_{acY}$ 、 $I_{acD}$ 。该保护通常有两段定值及相应的延时。

保护判据为

$$\max(I_{dH}, I_{dN}) - \max(I_{acY}, I_{acD}) > \Delta$$

阀组差动保护动作后,发ESOF命令到极控系统,同时跳交流断路器。

#### 6.5.1.5 直流差动保护

直流差动保护可保护整个换流阀,用于检测换流器内的接地故障。

保护测量换流器高压侧直流电流  $I_{dH}$ , 换流器中性线侧直流电流  $I_{dN}$ 。该保护有1段定值及相应的延时。

保护判据为

$$|I_{dH} - I_{dN}| > \Delta$$

整流侧检测到故障时,闭锁VBE点火脉冲,同时发ESOF命令到极控系统,断开高速中性母线开关,跳交流断路器。

逆变侧检测到故障时,发ESOF命令到极控系统,同时断开高速中性母线开关,跳交流断路器。

#### 6.5.1.6 换流器开路保护/直流过电压保护

该保护的保护区是整个极,包括换流器和直流线路。它检测由直流开路、逆变器闭锁或控制系统故障引起的直流过电压情况。

保护判据为

$$U_{dL} > \Delta$$

或  $U_{dL} > \Delta$  和  $I_d < \Delta$

其中  $U_{dL}$  为直流线路侧的电压,  $I_d$  为直流电流。

换流器开路保护/直流过电压保护动作后,执行ESOF停机顺序,并跳交流断路器。

#### 6.5.1.7 直流低电压保护

检测换流器高压侧对地或对中性线的短路故障。

在站间通信故障且逆变站因某种原因投旁通对,或在检测到换流器高压侧对地或对中性线故障时,整流侧直流低电压保护动作,闭锁整流器。

保护判据为

$$U_{dL} < \Delta$$

直流低电压保护动作后,换流器闭锁。

#### 6.5.1.8 50Hz和100Hz保护

该保护用于检测阀干扰、交流系统干扰或控制系统故障引起直流电流中的异常谐波。

对直流线路电流  $I_{dL}$  中的工频和二次谐波进行滤波,如果50Hz分量或100Hz分量超过预定参考值,保护动作。谐波分量水平较低时,保护只给出报警,谐波分量水平较高时,阀闭锁。

#### 6.5.1.9 换流变压器阀侧绕组接地故障监视

在换流阀闭锁状态下,保护用于检测换流变压器阀侧交流连线的接地故障。

测量换流变压器阀侧电压的相量和,阀闭锁时,正常状态下三相电压的相量和为零,如果发生单相接地故障,三相电压零序分量不为零,超过预定参考值,保护动作。阀解锁状态下,此保护功能无效。

保护动作后,发换流器禁止解锁命令到极控系统。

#### 6.5.2 直流母线保护

##### 6.5.2.1 高压直流母线差动保护

保护覆盖高压直流穿墙套管和线路端直流电流互感器之间的区域,检测保护范围内的接地故障和对中性线短接的故障。



检测换流器高压侧直流电流  $I_{dH}$  和直流线路电流  $I_{dl}$ 。正常情况下,这两个电流是平衡的,当两个电流互感器之间的区域发生接地故障或对中性线短接的故障时,短路电流流过故障点,这两个电流存在很大的差值。

保护判据为

$$|I_{dl} - I_{dH}| > \Delta$$

整流侧检测到故障时,发 ESOF 命令到极控系统,同时跳交流断路器,断开高速中性母线开关。

逆变侧检测到故障时,发 ESOF 命令到极控系统,同时禁止投旁通对,跳交流断路器、断开高速中性母线开关。

#### 6.5.2.2 中性直流母线差动保护

保护覆盖换流器中性线侧直流电流互感器和中性母线地极引线侧直流电流互感器之间的区域,检测直流中性母线上的接地故障。

检测换流器中性线侧直流电流  $I_{dN}$  和中性母线地极引线侧直流电流  $I_{dE}$ 。正常情况下,这两个电流是平衡的,当两个电流互感器之间的区域发生接地故障时,短路电流流过故障点,这两个电流存在一定的差值。

保护判据为

$$|I_{dN} - I_{dE}| > \Delta$$

检测到故障时,发紧急停机命令到极控系统,同时跳交流断路器,断开高速中性母线开关。

#### 6.5.2.3 直流差动后备保护

保护覆盖线路端直流电流互感器和中性母线地极引线侧直流电流互感器之间的区域,检测保护区内的接地故障。

检测直流线路电流  $I_{dl}$  和中性母线地极引线侧直流电流  $I_{dE}$ 。正常情况下,这两个电流是平衡的,当两个电流互感器之间的区域发生接地故障时,短路电流流过故障点,这两个电流存在一定的差值。

保护判据为

$$|I_{dl} - I_{dE}| > \Delta$$

检测到故障时,发 ESOF 命令到极控系统,同时跳交流断路器,断开高速中性母线开关。

#### 6.5.3 地极引线保护

##### 6.5.3.1 接地极母线差动保护

该保护用于检测直流场地极引线上的接地故障。

检测中性母线地极引线侧直流电流  $I_{dE1}$ 、另一极的中性母线地极引线侧直流电流  $I_{dE2}$ 、地极引线 1 电流  $I_{dee1}$ 、地极引线 2 电流  $I_{dee2}$ 、高速接地开关电流  $I_{dec3}$ 、另一极的直流线路电流  $I_{dl2}$ ,在不同的运行方式下,计算差动电流。在正常理想情况下,差动电流为零,当保护区域内发生接地故障时,短路电流流过故障点,差值超过预定的参考值,保护动作。

保护判据为:单极大地回线运行方式下,  $|I_{dE1} - (I_{dee1} + I_{dee2}) - I_{dec3}| > \Delta$ ;单极金属回线运行方式下,  $|I_{dE1} - I_{dl2} - I_{dec3}| > \Delta$ ;双极运行方式下,  $|(I_{dE1} - I_{dE2}) - (I_{dee1} + I_{dee2}) - I_{dec3}| > \Delta$ 。

双极运行方式下,检测到故障时,发告警信息到运行人员控制系统。在单极运行方式下,检测到故障时,发换流器闭锁命令到极控系统。

##### 6.5.3.2 接地极电流不平衡保护

该保护用于检测地极引线上的接地故障。

在单极大地回线运行方式下,正常运行情况下,两个地极引线电流是相等的 ( $I_{dee1} = I_{dee2}$ ),如果任何一个接地极引线上有接地故障,电流将失去平衡,保护动作。在单极大地回线运行方式下,保护动作以后,发换流器闭锁命令到极

控系统。

在双极运行方式的正常运行情况下,两个极的电流是平衡的,没有电流流过接地极,检测不到单个接地极的故障。运行人员可以通过手动设置电流参考值,使两个极的电流不相等,使地极引线流过一定的电流,这时如果任何一个接地极上有接地故障,两个接地极的电流将失去平衡,保护检测到故障后,发告警信息到运行人员控制系统,说明接地极需要检修。

保护判据为

$$|I_{dee1} - I_{dee2}| > \Delta$$

##### 6.5.3.3 接地极过电流保护

该保护用于检测地极引线过电流。

在双极或单极大地返回运行方式下,保护区内发生接地故障时,地极引线上将会流过很大的故障电流。接地极保护检测地极引线电流  $I_{dee1}$  和  $I_{dee2}$ ,如果其中任何一个电流大于参考值,保护动作,发换流器闭锁命令到极控系统。

保护判据为

$$I_{dee1} > \Delta \text{ 或 } I_{dee2} > \Delta$$

保护的定值设置,应不大于允许的地极引线短时过负荷水平。

##### 6.5.3.4 接地极过电压保护

该保护用于检测地极引线开路故障,以及单极金属回线运行方式下金属回线开路故障。

保护测量中性直流电压  $U_{dN}$ 。在地极引线开路的情况下,中性直流电压  $U_{dN}$  迅速增加,若超过预定的参考值,保护动作。

保护判据为

$$|U_{dN}| > \Delta$$

保护的定值设置,应与低压侧避雷器的特性相配合。

在双极运行方式下,检测到故障时,发合上高速接地开关命令到站控系统,同时发禁止投旁通对命令到极控系统,合上高速接地开关命令使中性线连接到站内接地体。这时,可以通过手动打开金属返回转换开关或接地极隔离开关,使双极继续运行。在高速接地开关由于某种原因(一个极被闭锁或双极严重不平衡)流过一定电流(保护判据为:  $|I_{dec4}| > 0.1p.u.$ ,延时 100ms)的情况下,发换流器闭锁命令到极控系统。在这种情况下,两个极都会被闭锁,使双极停运,使站内接地体的电流降到零。这时,可以手动设置为金属回线方式,单极起动。

在单极大地回线运行方式、单极金属回线运行方式、单极平行线运行方式下,检测到故障时,发合上高速接地开关命令到站控系统,同时发禁止投旁通对、换流器闭锁命令到极控系统。

##### 6.5.3.5 金属返回接地故障保护

该保护用于检测金属回线上的接地故障。

在金属返回方式下,只在一站接地,没有直流电流流入大地。当金属回线上发生接地故障时,将会有直流电流流过高速接地开关。保护测量高速接地开关  $I_{dec4}$  的电流。

保护判据为

$$I_{dec4} > \Delta$$

金属返回接地故障保护动作后,发换流器闭锁命令到极控系统。

#### 6.5.4 直流线路保护

##### 6.5.4.1 行波保护

该保护用于检测直流线路接地故障。

保护检测直流线路电压  $U_{dl}$  和直流线路电流  $I_{dl}$ 。在直



流线路接地故障时,放电波从故障点向两站传播。行波保护通过计算直流线路电压和电流的变化率来检测这种故障情况。如果电压的变化率和固定时间内电压变化的幅值超过设定值,保护系统开始计算电流变化量。如果电流变化量也超过限定值,保护动作,起动极控内的直流线路故障重起动顺序。如果超过预设的重起次数,则起动极闭锁。

保护判据为

$$du/dt > \Delta \text{ 且 } \Delta U_{dl} > \Delta \text{ 且 } \Delta I_{dl} > \Delta$$

#### 6.5.4.2 低电压保护

该保护作为行波保护的后备保护,用于检测直流线路故障。

保护检测直流线路电压  $U_{dl}$ 。如果低电压开始时,检测到电压的变化率超过定值,经过一定的延时后保护动作,起动极控内的直流线路故障重起动顺序。如果超过预设的重起次数,则起动极闭锁。

保护判据为

$$du/dt > \Delta \text{ 且 } U_{dl} < \Delta$$

#### 6.5.4.3 直流线路纵差保护

直流线路差动保护作为行波保护和低电压保护的后备保护,主要用于检测直流线路的高阻接地故障。

保护检测直流线路电流  $I_{dl}$  和对站的直流线路电流  $I_{dl\_os}$ 。如果两个电流的差值超过设定定值,经过一定的延时后保护动作,起动极控内的直流线路故障恢复顺序。如果超过预设的重起次数,则起动极闭锁。

保护判据为

$$|I_{dl} - I_{dl\_os}| > \Delta$$

#### 6.5.4.4 直流线路横差保护

检测金属回线故障。

保护测量极1直流线路电流  $I_{dl1}$  和极2直流线路电流  $I_{dl2}$ 。

保护判据为

$$|I_{dl1} - I_{dl2}| > \Delta$$

直流线路横差保护动作后,发换流器闭锁命令到极控系统。

#### 6.5.4.5 交直流导体碰线保护

通过检测直流线路电流和直流电压中的50Hz分量,检测交直流导体的碰线故障。

保护判据为

$$U_{dl}(50\text{Hz}) > \Delta \text{ 且 } I_{dl}(50\text{Hz}) > \Delta$$

交直流导体碰线保护动作后,发启动直流线路故障的恢复时序命令到极控系统。

### 6.5.5 高速开关保护

#### 6.5.5.1 中性母线开关保护

该保护用于检测高速中性母线开关的断路器失灵。

如果  $I_{dl}$  电流测量和  $I_{dN}$  电流测量之间的保护区域内发生接地故障,保护动作断开高速接地开关时,由于高速接地开关的故障,不能在安全的时间内断开开关。为了避免损坏高速中性母线开关,高速中性母线开关保护动作,重新使开关闭合。开关重合后,如果运行极检测到接地故障,运行极的接地极母线差动保护动作,使换流器闭锁。

保护判据为:断开中性母线开关以后,  $I_{dE} > \Delta$ 。

#### 6.5.5.2 中性母线接地开关保护

该保护用于检测高速接地开关的断路器失灵。

双极运行方式下,如果地极引线过电压保护动作,高速接地开关将会闭合。故障清除以后,地极引线重新投入运行时,需要断开高速接地开关。由于高速接地开关的故障,不

能在安全的时间内断开开关时,为了避免损坏高速接地开关,高速接地开关保护动作,重新使开关闭合。在双极运行期间,这种状态不会对人和设备造成危害,能够继续运行,但它是一种不正常的直流场配置,告警信息送到运行人员控制系统。

保护判据为:断开中性母线接地开关以后,  $|I_{dec3}| > \Delta$ 。

#### 6.5.5.3 金属回线转换开关保护

从单极大地回线运行方式向单极金属回线运行方式转换过程中,保护用于检测金属返回转换开关 MRTB 的断路器失灵,以及没有电流流过金属返回开关 MRS 时,禁止打开金属返回转换开关 MRTB。

在直流场的配置改变,从单极大地回线运行方式向单极金属回线运行方式转换过程中,有2个功能监视金属返回转换开关。

(1) 金属返回开关 MRS 闭合后,第1个功能监视通过金属返回开关 MRS 的电流  $I_{dl\_op}$ 。如果有电流流过金属返回开关 MRS,那么打开金属返回转换开关 MRTB 是安全的。若由于某种原因,没有电流流过金属返回开关 MRS,为了避免断开直流电流时损坏金属返回转换开关 MRTB,这时发令禁止断开金属返回转换开关 MRTB。

(2) 第2个功能监视通过金属返回转换开关的直流电流。收到来自直流站控的金属返回转换开关 MRTB 断开信号后,如果金属返回转换开关 MRTB 不能够转换电流,为了避免损坏开关,金属返回转换开关保护动作,重新合上金属返回转换开关 MRTB。

保护判据为:

1) 单极大地回线运行方式向单极金属回线运行方式转换过程中,如果  $|I_{dl\_op}| < \Delta$  且  $I_{dE} > \Delta$ ,金属返回开关 MRS 闭合一段时间后,禁止断开金属返回转换开关 MRTB。

2) 金属返回转换开关 MRTB 断开后,若  $|I_{dec4}| > \Delta$ ,延时时间  $t$  后,合上金属返回转换开关 MRTB。

#### 6.5.5.4 大地回线转换开关保护

从单极金属返回运行方式向单极大地返回运行方式转换过程中,保护用于检测金属返回开关 MRS 的断路器失灵,以及没有电流流过金属返回转换开关 MRTB 时,禁止打开金属返回开关 MRS。

如果直流场配置改变,从单极金属回线运行方式向单极大地回线运行方式转换过程中,有2个功能监视金属返回开关。

(1) 金属返回转换开关 MRTB 闭合后,第1个功能监视通过金属返回转换开关 MRTB 的电流  $I_{dec4}$ 。如果有电流流过金属返回转换开关 MRTB,那么打开金属返回开关 MRS 是安全的。若由于某种原因,没有电流流过金属返回转换开关 MRTB,为了避免断开直流电流时损坏金属返回开关 MRS,这时发令禁止断开金属返回开关 MRS。

(2) 第2个功能监视通过金属返回开关的直流电流  $I_{dl\_op}$ 。收到来自直流站控的金属返回开关 MRS 断开信号后,如果金属返回开关 MRS 不能够转换电流,为了避免损坏开关、金属返回开关保护动作,重新合上金属返回开关 MRS。

保护判据为:

1) 单极金属回线运行方式向单极大地回线运行方式转换过程中,如果  $|I_{dec4}| < \Delta$  且  $I_{dE} > \Delta$ ,金属返回转换开关 MRTB 闭合一段时间后,禁止断开金属返回开关 MRS。

2) 金属返回开关断开后,若  $|I_{dl\_op}| > \Delta$ ,延时时间  $t$



后, 闭合金属返回开关 MRS。

#### 6.5.6 直流滤波器保护

##### 6.5.6.1 差动保护

该保护的保护区为整个滤波器, 检测直流滤波器内部对地短路故障或对直流中性线的短路故障。

保护判据为

$$|ITS_{600\text{Hz}} - ITS_{600\text{Hz}}| > \Delta$$

保护定值必须躲过系统的暂态扰动情况, 大于测量误差。出口时间必须小于直流保护中中性母线差动保护的延时, 并且能躲过瞬时差动现象。保护动作后相应极紧急停运, 断开高速中性母线开关, 断开直流滤波器。

##### 6.5.6.2 反时限过电流保护

保护区为高压电抗器, 防止过量的谐波电流造成电抗器过热。

保护判据为

$$ITS(\text{rms}) > \Delta (\text{反时限过流特性})$$

其中  $ITS$  表示直流滤波器  $C_1$  电容器不平衡保护中用到的两个电流互感器电流的和,  $\text{rms}$  表示有效值。

定值的大小取决于谐波电流造成电抗器  $L_1$  产生集肤效应 ( $I_{\text{eff}}R$ ) 时过负荷情况, 跳闸时间由滤波器总电流与反时限特性曲线配合来决定。

保护动作后相应极紧急停运, 断开直流滤波器。

##### 6.5.6.3 电容器 $C_1$ 不平衡保护

保护区为高压电容器, 检测电容器元件的短路故障。保护电容器  $C_1$  免受由于故障电容器单元对完好电容器组造成的过应力而使电容器单元雪崩损坏。

保护判据为

其中  $\Delta$  表示增量。

$$|\Delta (ITD/ITS)| > \Delta$$

保护定值应考虑制造误差和电容元器件老化带来的初始不平衡电流。

保护动作后, 如果  $ITS < \Delta$ , 打开直流滤波器高压侧隔离开关。如果  $ITS > \Delta$ , 在相应极紧急停运后, 断开直流滤波器高压侧隔离开关。

##### 6.5.6.4 电容器 $C_1$ 过负荷保护

保护区为高压电容器, 通过电容器的电流积分效应与电压—时间特性配合来反映电容器的过负荷能力。

保护判据为

$$U_{\text{dl}} > \Delta$$

保护采用峰值电压与电压—时间特性 (NEMA) 配合确定保护动作时间。保护分为告警特性和跳闸特性。出口时间  $t$  由  $U_{\text{dl}}$  的大小和积分时间常数来决定, 电压越大, 时间越短。

保护动作后, 相应极紧急停运, 断开直流滤波器高压侧隔离开关。

##### 6.5.6.5 电容器 $C_1$ 差动过电流保护

保护区为高压电容器, 检测电容器  $C_1$  内的对地或对中性线的短路故障。

保护判据为

$$ITD > \Delta$$

保护动作后, 相应极紧急停运, 断开直流滤波器高压侧隔离开关。

#### 6.5.7 背靠背工程专用直流保护功能

##### 6.5.7.1 极保护区接地保护

仅背靠背直流工程需要配置该保护。检测换流阀和直流场设备保护区内的接地故障。

当直流极母线上发生接地短路时, 中性接地线上的电流互感器上会流过很大的故障电流。检测到故障电流后, 保护动作。

##### 6.5.7.2 背靠背差动保护

仅背靠背直流工程需要配置该保护。保护范围为阀厅两侧换流变压器二次侧电流互感器之间的区域, 保护目的是检测保护范围内的有关故障。

测量阀厅两侧换流变压器二次侧的电流, 当发生接地或短路故障时, 有很大的差动电流。检测到故障电流后, 保护动作。

该保护应与其保护范围内的其他保护功能相配合, 且交流系统故障时保护不能误动, 换流阀闭锁时保护不能误动。

### 7 换流变压器保护

#### 7.1 换流变压器保护的基本配置

##### 7.1.1 系统配置结构

换流变压器保护由保护主机及其分布式 I/O 单元和现场总线构成, 双重化配置。

保护主机负责接收测量装置的信号、其他设备的跳闸信号等, 检测、计算并判别故障的发生和故障类型, 产生相应的保护动作信号, 从而快速清除区域内的故障或不正常工况, 保证直流系统的安全运行。此外换流变压器保护主机还配备顺序事件记录功能、自检功能、与保护故障录波信息管理子站和运行人员控制系统的通信功能等, 以便将保护动作信息和报警信号、自身的软硬件故障信号等送至上层控制系统。

换流变压器保护应具备完整的、完成工程功能规范所需的系统软件、应用软件等, 程序应采用模块化结构, 具有良好的实时响应速度和出错检测能力。当某个应用软件出错时, 除有错误信息提示外, 不允许影响其他软件的正常运行。应用程序在结构上应互相独立。数据通信应采用标准的规约。

##### 7.1.2 冗余

换流变压器保护一般为双重化配置。任意一重保护因故障、检修或其他原因而完全退出时, 不应影响另一重保护, 并对整个系统的正常运行没有影响。

每一重保护应具有其独立的、完整的硬件配置和软件配置, 与另一重保护之间在物理上和电气上完全独立。即有各自独立的电源回路, 测量互感器的二次绕组, 信号输入、输出回路, 通信回路, 主机, 以及二次绕组与主机之间的所有相关通道、装置和接口。

换流变压器保护内部信号交换应在对应的冗余系统之间进行, 即子系统 1 的 A 连接子系统 2 的 A, 子系统 1 的 B 连接子系统 2 的 B, 中间不进行交叉传送, 如图 6.10-16 (a) 所示。

换流变压器保护与外部系统之间的信号交换应在冗余系统之间交叉传递, 即系统 1 的连接系统 2 的 A, 系统 1 的 A 连接系统 2 的 B; 系统 1 的 B 连接系统 2 的 A, 系统 1 的 B 连接系统 2 的 B, 如图 6.10-16 (b) 所示。

换流变压器保护应既防误动又防拒动。双重化换流变压器保护中每一重应配置完整的主备保护, 应有防误动的措施。

##### 7.1.3 系统自监测

每重换流变压器保护都应具有自监测功能, 负责监视自己的主机、专用 I/O 系统 (包括总线) 等, 以及通向其他系



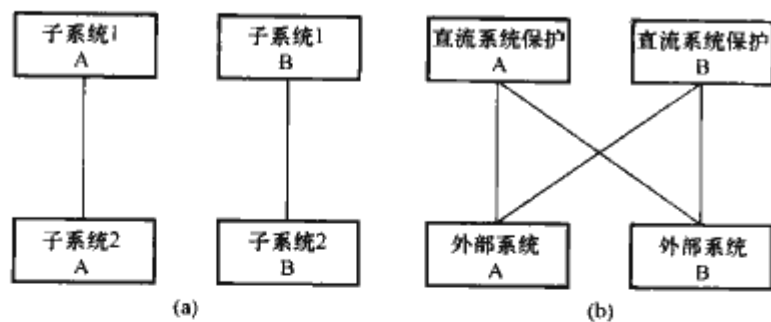


图 6.10-16 冗余系统之间以及与外部系统的连接方式

- (a) 与对应的冗余系统进行信号交换；  
(b) 与外部系统进行交叉式的信号交换

统主机或 I/O 节点的、与其功能相关的通信通道。

自检覆盖率要求为 100%，即自检应能覆盖从测量二次绕组开始包括完整的测量回路、信号输入/输出回路、通信回路、主机和所有相关的设备，不应有监测不到的保护系统的自身故障或不正常状态。自监测功能应区分不同的故障程度和发展趋势，对于不严重的、不影响自身和其他系统正确执行功能的故障应给出报警，对严重故障或紧急故障应闭锁该系统的输出，系统发出报警并自动转为试验状态。如果该系统为当前唯一工作系统，则应移相闭锁换流阀，并立即跳闸。

所有自监测的警告、报警、切除等信号应分别通过保护子网传送给保护及故障录波信息管理子站和运行人员控制，并应指明发出信号的模块（最小可更换元件）及其确切位置或编号。

对于系统内部的严重故障（需闭锁系统输出），自检周期应不大于 1ms。

换流变压器保护自监测信号至少包括但不限于以下方面：

- (1) 主机的自监测信号。
  - 1) CPU 程序的执行状态。
  - 2) 各处理器的执行状态。
  - 3) 主机内存的工作状态。
  - 4) 主机与其他电路板的通信状态。
  - 5) 辅助电源状态。
  - 6) 风扇状态。
  - 7) 温度。
- (2) I/O 板的自监测信号。
  - 1) CPU 程序的执行状态。
  - 2) 各处理器的执行状态。
  - 3) 主机内存的工作状态。
- (3) 与其他系统的接口的自监测信号。
  - 1) 处理器的工作状态。
  - 2) 信号校验。
- (4) 总线的自监测信号。
  - 1) 总线工作状态。
  - 2) 总线节点状态。
  - 3) 信号校验。

(5) 测量信号的自监测。可以通过比较三相测量值、冗余系统测量值或同一个被测对象不同测量设备的输出等方法实现，还可以比较测量信号和计算值来监测测量信号。

#### 7.1.4 保护出口配置及连接片配置

保护动作后应闭锁换流阀，跳交流断路器。发跳闸命令的同时发出起动断路器失灵保护和断路器锁定命令。

起动断路器失灵保护时，如果断路器没有断开，断开上一级断路器。

交流断路器锁定用于防止断路器在运行人员检查故障之前闭合，继电器锁定需要运行人员手动复归。

每重保护柜设置的保护出口分别为：

- (1) 换流阀移相闭锁（去直流极控系统）。
- (2) 跳交流断路器（去交流断路器操作箱）。
- (3) 锁定交流断路器（去站控）。
- (4) 起动断路器失灵保护（去交流保护）。

保护应提供足够的接口，以完成与冗余系统的交叉连接。

换流变压器保护的跳闸出口应采用硬连接片，使得运行人员和检修人员能明确保护屏柜的投退情况，便于检修和试验。每个保护应设置软连接片，用于保护功能的投退。对于要求有断路器锁定的保护，其跳闸信号及其显示和标识都应要求手动复归。

## 7.2 换流变压器保护的功能和性能

直流系统保护的目標是要快速切除系统中的短路故障或不正常运行设备，防止其造成损害或干扰系统其他部分的正常运行。直流系统保护应从配置和功能上考虑防止拒动和误动的措施。任何单一元件的故障都不能引起保护的误动和拒动。

换流变压器保护是直流系统保护的组成部分，应完全独立于其他控制保护设备单独配置。换流变压器保护（包括硬件、软件）应采用先进的、标准的微处理器和数字信号处理器。开发软件和程序应可视化程度高、界面友好，便于用户进行管理和维护。

换流变压器保护应双重化配置。保护的冗余配置必须保证在任何运行工况下换流变压器区域都能得到正确保护。

换流变压器保护应具有完整的自监测功能，保证 100% 的自检覆盖率。

换流变压器保护应配置故障录波功能，录波的范围包括输入模拟量、开关量和保护计算数字量。

换流变压器保护应配置顺序事件记录功能，保护主机或相应装置能将直流系统保护产生的所有报警、跳闸信号通过保护子网上传至保护故障录波信息管理子站。通过子站与站 LAN 网的连接，实现与运行人员控制系统的通信；通过子站与远动 LAN 网的连接，实现与远方调度中心的通信。

换流变压器本体产生的跳闸信号直接送换流变压器保护。保护跳闸的同时负责产生每个跳闸的报警信号。

所有换流变压器保护的跳闸出口应采用硬连接片，使得运行人员和检修人员能明确保护屏柜的投退情况，便于检修和试验。每个保护应设置软连接片，用于保护功能的投退。对于要求有断路器锁定的保护，其跳闸信号及其显示和标识都应要求手动复归。

换流变压器保护的设计必须综合考虑交、直流系统运行及设备应力的所有方面，并结合直流极控进行最优设计，使系统在成本与系统故障暂态性能上达到最佳平衡。在所有运行条件和工况下，保护应与直流极控、交流保护之间正确地协调配合。保护方案应对系统扰动最小或对设备产生应力最小，保护定值的设定必须与设备设计中所承受的应力相匹配。

应采用成熟的保护判据，所有保护应根据保护功能配置预留保护动作、装置报警、起动失灵等硬接点信号并接至端子排，用于和换流站监控系统的接口。

换流变压器保护的结构应便于维护和检修。软、硬件配置应有一定裕度，以满足未来扩展之需。装置应有独立的内



部时钟,其误差每 24h 不应超过 $\pm 5\text{s}$ ,并应提供外部时钟同步接口。

换流变压器保护的功能配置包括:

- (1) 换流变压器引线差动保护。
- (2) 换流变压器引线和换流变压器过电流保护。
- (3) 换流变压器引线和换流变压器差动保护。
- (4) 换流变压器差动保护。
- (5) 换流变压器过电流保护。
- (6) 换流变压器引线过电压保护。
- (7) 热过负荷保护。
- (8) 绕组差动保护。
- (9) 零序电流保护。
- (10) 换流变压器过励磁保护。
- (11) 零差保护。
- (12) 饱和保护。
- (13) 换流变压器本体保护。

## 8 交流滤波器保护

### 8.1 交流滤波器保护基本配置

#### 8.1.1 系统配置结构

交流滤波器/并联电容器保护包括保护主机及其配套设备、现场总线和 I/O,以及满足本规范功能和性能要求的所有相关设备和装置。

主机负责接收测量装置的信号、外部跳闸信号等,检测并判别故障的发生和故障类型,发送相应的保护动作信号,从而快速清除区域内的故障和不正常工况,保证直流系统的安全运行。交流滤波器/并联电容器保护主机应配置相应的、完成功能所需要的所有接口、通道以及辅助设备。保护主机应接入保护信息子网。保护主机应当配备顺序事件记录功能,并能通过保护信息子网向保护故障录波信息管理子站和运行人员控制发送报警、跳闸和系统自监测信号。

分布式 I/O 和现场总线作为被保护设备和保护主机之间的接口,负责将测量信号上传至交流滤波器/并联电容器保护主机。

交流滤波器/并联电容器保护应具备完整的、完成本规范功能所需的系统软件、应用软件等,程序应采用模块化结构,具有良好的实时响应速度和可扩充性,具有出错检测能力。当某个应用软件出错时,除有错误信息提示外,不允许影响其他软件的正常运行。应用程序和数据在结构上应互相独立。数据通信应采用标准的规约。

#### 8.1.2 冗余

冗余要求与换流变压器保护相同,可参见换流变压器保护的相应内容。

#### 8.1.3 系统自监测

系统自检要求与换流变压器保护相同,可参见换流变压器保护的相应内容。

#### 8.1.4 组屏原则

保护装置按大组保护及分组保护分别配置,相对独立。保护组屏按滤波器分组组屏,每个滤波器分组的两套保护可以组一块屏,但电源及回路必须分开,滤波器分组断路器操作箱也可与保护共同组屏。

#### 8.1.5 保护出口配置及连接片配置

保护动作后应切除故障的交流滤波器/并联电容器组,发跳闸命令的同时发出起动断路器失灵保护和断路器锁定命令。

起动断路器失灵保护时,如果断路器没有跳开,跳下一个断路器。

锁定断路器用于防止运行人员在检查故障之前闭合断路器,继电器锁定需要运行人员手动复归。

保护柜设置的保护出口分别为:

- (1) 跳交流断路器(去交流断路器操作箱)。
- (2) 锁定交流断路器(去站控)。
- (3) 大组滤波器保护起动断路器失灵保护(去交流保护)。

由于连接系统的冗余配置,保护应提供足够的接口,以完成与冗余系统的交叉连接,应采用可靠的接口方式。

直流系统保护的跳闸出口应采用硬连接片,使得运行人员和检修人员能明确保护屏柜的投退情况,便于检修和试验。每个保护应设置软连接片,用于保护功能的投退。对于要求有断路器锁定的保护,其跳闸信号及其显示和标识都应要求手动复归。

### 8.2 交流滤波器保护功能和性能

交流滤波器保护是指对换流站的一个滤波器分组提供完整保护功能的装置,其中包括滤波器大组保护和大组内每个分组滤波器的保护。对于换流站的每个交流滤波器分组,均要配置一套交流滤波器保护。而每套交流滤波器保护的硬件和保护配置,应与被保护滤波器组的结构及对保护的要求相适应。

交流滤波器保护作为直流系统保护的一部分,要求能够快速切除系统中的短路故障或不正常运行设备,防止其造成损害或干扰系统其他部分的正常运行。直流系统保护应从配置和功能上考虑防止拒动和误动的措施。任何单一元件的故障都不能引起保护的误动和拒动。保护配置应既能用于功率正送,也能用于功率反送。

保护应为独立装置,其硬件应采用先进的、标准的微处理器和数字信号处理器。开发软件和程序应可视化程度高、界面友好,便于用户进行管理和维护。

交流滤波器保护采用双重化配置。保护的冗余配置必须保证在任何运行工况下其所保护的每一设备或区域都能得到正确保护。

交流滤波器保护应具有完整的自监测功能,保证 100% 的自检覆盖率。

交流滤波器保护应配置故障录波功能,录波的范围包括输入模拟量、开关量和保护计算数字量。

交流滤波器保护应配置顺序事件记录功能,保护主机或相应装置应能将直流系统保护产生的所有报警、跳闸信号通过保护子网上传至保护故障录波信息管理子站。通过子站与站 LAN 网的连接,实现与运行人员控制系统的通信;通过子站与远动 LAN 网的连接,实现与远方调度中心的通信。

所有交流滤波器保护的跳闸出口应采用硬连接片,使得运行人员和检修人员能明确保护屏柜的投退情况,便于检修和试验。每个保护应设置软连接片,用于保护功能的投退。对于要求有断路器锁定的保护,其跳闸信号及其显示和标识都应要求手动复归。

交流滤波器保护应采用成熟的保护判据,其设计必须综合考虑交、直流系统运行及其设备应力的所有方面,并结合直流极控进行最优设计,使在所有运行条件和工况下,交流滤波器保护应与直流极控、交流保护之间正确地协调配合。

所有保护应根据保护功能配置预留保护动作、装置报警、起动失灵等硬接点信号并接至端子排用于和换流站监控



系统的硬接点接口。

交流滤波器保护的结构应便于维护和检修。软、硬件配置应有一定裕度，以满足未来扩展之需。装置应有独立的内部时钟，其误差每 24h 不应超过 $\pm 5\text{s}$ ，并提供外部时钟同步接口。

交流滤波器/并联电容器保护的功能配置如下。

(1) 滤波器大组保护包括：

- 1) 滤波器母线差动保护。
- 2) 滤波器母线过电压保护。
- 3) 滤波器母线过电流保护。
- 4) 路器失灵保护。

(2) 滤波器/电容器分组保护包括：

- 1) 滤波器差动保护。

- 2) 过流电保护。
- 3) 零序电流保护。
- 4) 滤波器失谐监视。
- 5) 电容器不平衡保护。
- 6) 电阻/电抗谐波过负荷保护。
- 7) 高通滤波器低压电容器保护。
- 8) 高通滤波器低压电容器不平衡保护。

## 9 交流保护设备

直流输电换流站内的交流保护设备包括交流母线保护和交流线路保护，其要求与常规的交流保护基本相同，详见有关交流保护的篇章。

# 第 11 章 换流站直流测量装置

## 1 直流测量装置的应用

为了保证高压直流系统有可靠的控制、保护、联锁和监视功能，首先必须有可供利用的、可靠的系统数据，所以应在换流站设置完整的测量系统。换流站用于调节、控制和保护功能的测量数据必须建立在冗余的基础上。为了取得有关的测量数据，在换流站的交流侧与直流侧装设了相应的交流

和直流电压、电流测量装置，以我国某 500kV 高压直流输电工程换流站为例，图 6.11-1 给出了其直流测量装置的布置图。交流侧的测量装置，一般是交流电力系统中长期使用的常规设备，但在选用时应注意在换流站中的特殊要求。本章主要对直流侧的测量装置进行介绍，另外，考虑到换流站无功控制、交直流滤波器保护与直流控制保护的密切关系，本章对换流站交、直流滤波器设备配置的测量装置也有所介绍。

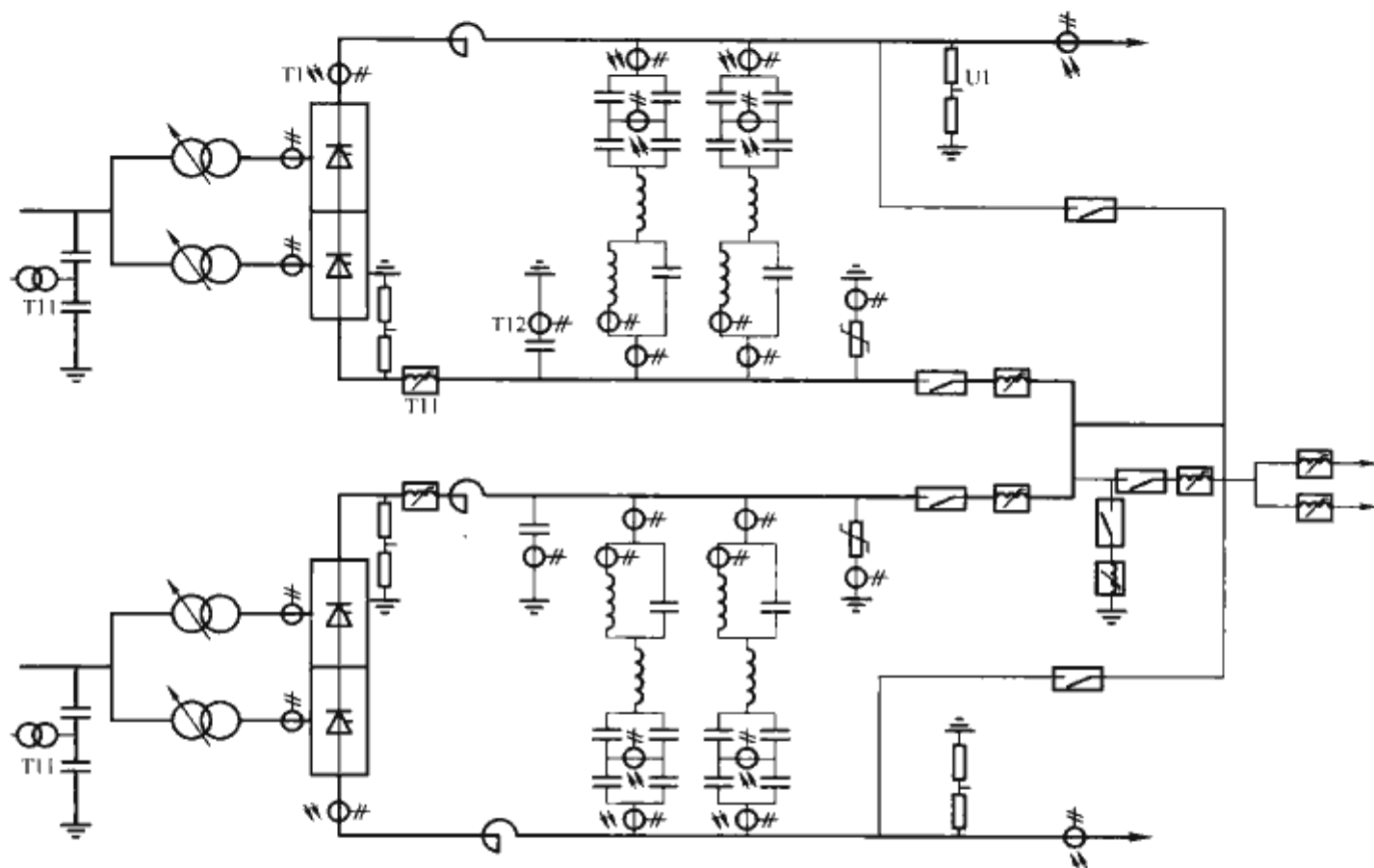


图 6.11-1 某直流换流站直流测量装置的布置示意图

注：中性母线避雷器电流互感器是否配置视各工程系统设计需要而定。

## 2 直流电流测量装置

直流电流测量装置通常安装于换流站的高压直流线路端、换流站内中性母线和接地极引线等处，如图 6.11-1 中的 T1、T11、T12 所示。直流电流测量装置的输出信号用于直流系统的控制和保护，是高压直流控制保护系统最为重要的测量数据之一，因此对该装置总的要求是：输出电路与被测主回路之间要有足够的绝缘强度、抗电磁干扰性能强、测量精度高、响应时间快等。

高压直流测量装置通常采用电磁式和电子式两种。过去，通常采用零磁通式或克拉姆式（Kramer 式，一种具有  $di/dt$  绕组的直流电流互感器）直流电流测量装置，它们的主要测量原理都是基于电磁作用。电子式电流互感器则是微电子技术、微机技术、光子技术与传统测量技术相结合的产物，近年来正越来越多地应用到高压直流电流测量领域。

### 2.1 电磁式直流电流测量装置

#### 2.1.1 基本原理及分类

电磁式直流电流测量装置分为串联和并联两种形式，原理接线如图 6.11-2 所示，其主要组成部分为饱和电抗器、辅助交流电源、整流回路和负荷电阻等，工作原理与磁放大器相似。由于电抗器磁心材料的矩形系数很高，矫磁力较小，当主回路直流电流变化时，将在负荷电阻上得到与一次电流成比例的二次直流信号。

我国三峡至广东直流输电工程换流站中，电磁式电流互感器主要布置在直流电压低压侧，如中性母线、地极引线以及交直流滤波器支路的低压侧，如图 6.11-1 中的 T11、T12 所示，根据各测点电流的特点，分别采用了零磁通式和 200kV 以下的常规电流互感器两种形式，对流过中性母线、地极引线等处的直流电流采用的零磁通式电流互感器测量，根据布置位置可分为户内和户外两种；而流过换流站交、直流滤波器低压侧支路，中性母线电容器等测点的电流主要为



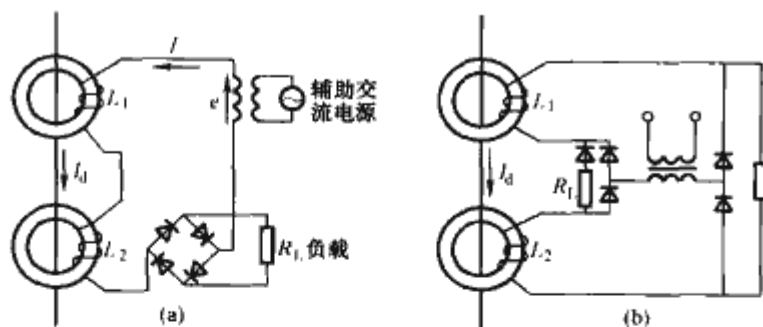


图 6.11-2 电磁式直流电流测量装置原理图  
(a) 串联型；(b) 并联型

换流站特有的谐波电流（如 2、3、12 次等），直流成分仅为毫安级电流，可采用针对谐波电流设计的传统电流互感器，实现对这些设备的保护和监测。本章将用于谐波电流测量的互感器称为直流滤波器电流互感器，下面将从基本结构、设计和使用条件、技术参数及试验等方面分别对零磁通式和直流滤波器电流互感器作进一步进行介绍。

## 2.1.2 基本结构

### 2.1.2.1 零磁通式电流互感器

零磁通式电流互感器（也称为传感器）一次回路由磁心和绕组组成，二次电子模块则位于控制室中，零磁通式电流互感器的特点是具有比较宽的频率响应范围，能够对交、直流电流进行准确测量。在 50~1500Hz 频率范围内频率响应可达 3%，50Hz 频率下最大相角差  $\pm 10'$ 。零磁通式电流互感器原理如 6.11-3 图所示。

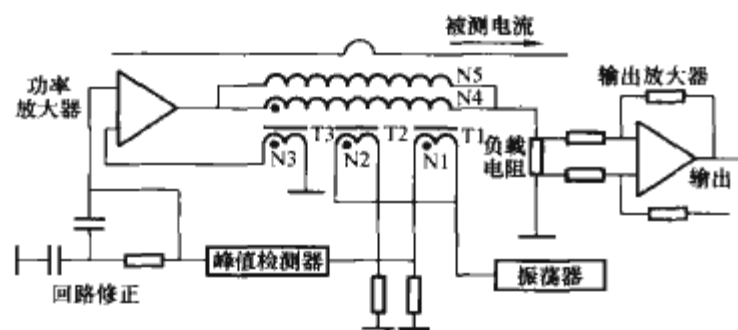


图 6.11-3 零磁通式电流互感器原理图

磁心和绕组的匝数比和电子模块影响着整个测量装置的精度，一旦匝数比确定，电子模块就成为唯一影响精度的因素。在磁心和绕组精确的安匝平衡基础上，测量装置的测量精度由位于电子模块中的负载电阻和输出放大器决定。

如图 6.11-3 所示，一次回路磁心绕组由 T1、T2、T3 三个磁心以及三个相应的辅助绕组 N1、N2、N3 组成，在三个磁心外还有两个并联连接的补偿绕组 N4、N5。在对装置进行校准时，绕组 N5 可以打开，作为校准的输入来使用。

若一次电流的过冲超出了功率放大器的输出能力，会导致功率放大器输出饱和。如果是由于暂态效应产生的过冲（如只有一个脉冲），则 N4、N5 就会起到一个常规电流互感器的作用向负载电阻提供电流。任何导致磁心中出现净直流磁通的过冲都会被饱和检测器检测到并向换流站控制系统发出直流电流测量装置承受过电流的指示。

直流电流测量装置在出现磁心饱和之前，应能够连续正确地进行测量，其动态性能应达到在其发生饱和前留给换流站保护系统一定的时间（如 20ms 或更长）作出响应。

### 2.1.2.2 直流滤波器电流互感器

换流站通常采用符合 GB 1208—2006《电流互感器》标

准的电磁式电流互感器，对安装在换流站中性母线侧设备的谐波电流进行检测，如图 6.11-1 所示，互感器绝缘形式可选用充油式或干式。不同位置布置的互感器所测电流的谐波次数及幅值都有所不同，可以根据换流站系统研究结果及相关设备参数制定相应的设备技术规范。

## 2.1.3 使用条件与设计要

### 2.1.3.1 电流互感器使用条件

电流互感器使用条件包括以下方面：环境温度、海拔、平均最大风速、环境湿度、太阳辐射强度、耐受地震能力、大气污秽、覆冰。

另外，根据直流输电工程系统参数，测量装置额定值应根据额定一次运行电流、额定连续热电流、短时电流额定值、额定电压等技术参数确定，对于谐波互感器，流过互感器的谐波频率和幅值也是必需的工程参数。

### 2.1.3.2 零磁通式电流互感器设计要求

零磁通式电流互感器设计要求主要包括以下方面：

(1) 电气设计要求。即装置变比、参考极性、精度、饱和特性和频率响应；电子模块输出放大器限制值、输出电压、输出漂移、输出电流、供电电压范围、温漂、联锁装置等。

(2) 机械设计要求。

1) 一次磁心绕组结构。根据测量装置安装位置，选择不同的一次磁心绕组结构，并提出相应的安装和端子标识要求：阀厅内可采用套管型零磁通式电流互感器，环氧树脂浇注的磁心线圈安装于中性母线穿墙套管上；户外直流场则可采用自立型零磁通式电流互感器，若采用充油式结构，则应提出油位指示要求。

2) 电子模块部分。电子模块安装在换流站控制室内，为便于安装、调试和维护，应提出电子模块对控制柜中的安装要求。

(3) 绝缘配合。根据测量装置的使用条件和系统绝缘配合设计要求，确定空心绝缘子爬电距离。

设计互感器一次回路的内绝缘和外绝缘及其相互配合，即使外部电压分布不均匀，也应保证内部绝缘耐压水平高于外部（空气）绝缘水平。

(4) 电磁兼容设计。二次系统设计应满足工程规范提出的电磁兼容要求。

(5) 无线电干扰设计。在最大连续直流电压下不应发生外部电晕。

(6) 连接电缆要求。提出各绕组与电子模块之间的连接电缆的结构和长度要求，包括电缆的阻容特性参数。

(7) 温升。互感器在最大连续运行电流和运行环境温度下的设计，应保证温升不超过电流互感器标准 GB 1208—2006 第 4.6 节要求的温升限制值。互感器安装端子也应考虑过负荷运行时的温升。

(8) 抗震性要求。根据设备在工程中的使用条件确定。

(9) 表面处理及焊接。应满足工程规范提出的要求。

### 2.1.3.3 直流滤波器电流互感器设计要求

直流滤波器电流互感器设计要求主要包括以下方面：

(1) 确定电流互感器的形式。确定其形式为充油式或干式，若选择充油式，则应要求其顶端装设储油容器，并配备油面高度显示装置。

(2) 无线电干扰设计。在最大连续直流电压下不应发生外部电晕。

(3) 磁心和绕组。每个磁心应配有独立的与其他绕组相绝缘的二次绕组。直流电流通量不允许超过总饱和通量的



10%；在所有运行条件下，不应发生饱和现象。

(4) 接地。应满足工程规范提出的要求。

(5) 端子。互感器的端子标识应符合 GB 1208—2006 第 10 章的有关规定；根据工程规范要求确定二次侧端子箱的防护等级、出线端子等。

(6) 绝缘子。直流绝缘子的伞形可以是大小伞，也可以选择其他形状，根据绝缘配合研究提出的最小爬电距离，确定互感器户内式或户外式装置绝缘子的爬距。

(7) 暂态电流能力。互感器需要根据系统研究的结果设计承受暂态电流的能力。如要限制一次侧端子间电压，保护二次电路，可以采用电压限幅元件，如放电间隙和过电压限制元件，但不允许使用熔丝。

(8) 抗震性要求。根据设备在工程中的使用条件确定。

(9) 电磁兼容设计。二次系统设计应满足工程规范提出的电磁兼容要求。

(10) 表面处理及焊接。应满足工程规范提出的要求。

(11) 设备故障率要求。应满足工程规范提出的要求。

## 2.1.4 性能参数

### 2.1.4.1 直流电流测量装置的主要性能参数

(1) 额定直流电流 ( $I_{dN}$ )。作为电流互感器性能基准的一次电流值，是直流系统在额定电流下运行时，测量装置所在位置所对应的电流。

(2) 最大持续运行电流。根据工程系统持续过负荷能力提出。

(3) 最大短时运行电流。根据工程系统短时过负荷能力提出。

(4) 额定电压。直流系统在额定电压下运行时，测量装置所在位置所承受的电压。

(5) 短时电流额定值。对于带有一个固定的一次绕组或导体的电流互感器，规定为：

1) 额定短时热稳电流。额定短时热电流 ( $I_{th}$ )，在二次绕组短路的情况下，电流互感器在 1s 内能承受住且无损伤的最大的一次电流均方根值。

2) 额定动稳定电流。额定动稳定电流 ( $I_{dyn}$ )，通常为额定短时热稳电流的 2.5 倍。

(6) 绝缘水平。满足工程绝缘配合研究提出的要求。

(7) 测量精度。一般为 0.5~1.5 级，但由于直流电流测量装置的输出信号需要足够的幅值，以确保当一次电流在额定电流的 1%~300% 之间变化时，所测得的信号是可用的，暂态时输出信号瞬时值可能达到额定电流的 600%。因此可通过精度检验试验验证对于下列各范围的一次电流  $I_d$ ，其测量误差是否小于如下要求：

1) (0~110%)  $I_d$ ，0.1%。

2) (110%~300%)  $I_d$ ，1.5%。

3) (300%~600%)  $I_d$ ，10%。

(8) 响应时间：50~100μs。

(9) 频率响应。

1) 在 50~1500Hz 频率范围内为 3%；

2) 在 50Hz 电流下的最大相角差 ±10°。

(10) 阶跃响应。

1) 响应到达电流过冲  $I < 1.1 I_{dN}$  处的时间：<400μs。

2) 响应降至  $I_{dN}$  的 1.5% 处的时间：<5ms。

(11) 一次电流小于 10% 的额定值时不正确响应：0.5%~3%。

### 2.1.4.2 谐波电流互感器的主要性能参数

(1) 额定一次电流。作为电流互感器性能基准的一次电

流值。

(2) 额定连续热电流。通常额定连续热电流是将所有谐波分量有效值包括在内的额定一次电流。

(3) 暂态电流最大值。由工程系统研究决定。

(4) 一次直流电流最大值。由工程系统研究决定。

(5) 额定电压。由工程系统研究决定。

(6) 绝缘水平。满足工程绝缘配合研究提出的要求。

## 2.1.5 电磁式电流互感器试验

GB 1208—2006 规定了电磁式电流互感器试验，主要分为型式试验、例行试验、试验项目及验收标准。另外，在工程现场，通常还需进行现场交接试验。

(1) 型式试验程序中包含但不局限于下述项目：

- 1) 短时电流试验。
- 2) 介质损耗因数和电容测量。
- 3) 温升试验。
- 4) 误差测定。
- 5) 雷电冲击电压试验。
- 6) 阶跃响应。
- 7) 操作冲击电压试验。
- 8) 频率响应。
- 9) 极性反转试验。
- 10) 干热试验。
- 11) 大电流试验。
- 12) 暂态抗干扰特性。
- 13) 人工污秽试验。
- 14) 电磁兼容试验。

(2) 例行试验程序中应包含但不局限于下述项目：

- 1) 端子标识检验。
- 2) 功率因数试验。
- 3) 变比的测量。
- 4) 铁心和绕组验证。
- 5) 辅助二次绕组平衡试验。
- 6) 阶跃响应。
- 7) 绕组段间和二次绕组的工频耐压试验。
- 8) 频率响应。
- 9) 一次绕组的工频电压耐受试验和局部放电测量。
- 10) 匝间绝缘试验。
- 11) 误差测定。
- 12) 油泄漏试验。
- 13) 干式直流耐受试验和局部放电测量。

(3) 现场交接试验。电流互感器安装完好并完成所有的连接后应进行现场试验，试验的目的是检查电流互感器没有因为运输和储存而损坏，并验证组装好的电流互感器的整体性能。

现场试验将包括但不限于以下方面：外观检查；测量绝缘电阻；介质损耗和电容测量；励磁特性试验；极性检查；变比检查；绝缘油试验。

## 2.1.6 电磁式电流互感器选用及维护

### 2.1.6.1 零磁通式电流互感器

由传感器、连接电缆、电子模块三部分组成，直流工程通常采用套管型结构和自立型结构两种，外形尺寸如图 6.11-4 所示。不同额定电流的互感器配置在直流中性母线、地极引线侧或中性母线接地开关处。

由于采用了免维护设计，因此该互感器在运行中无需进行维护，但如果电子模块故障，需要进行更换时，应注意切断一次电流，切断电子模块供电电压。



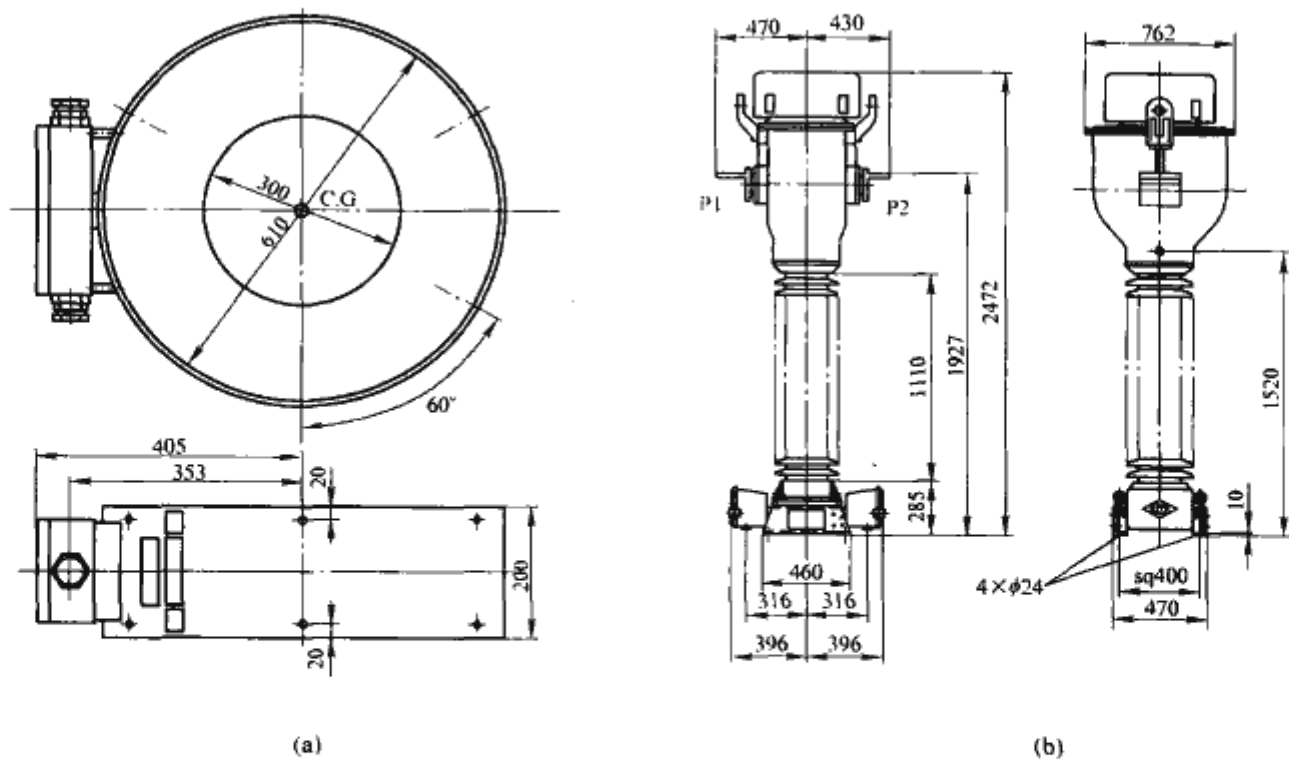


图 6.11-4 零磁通式电流互感器传感器外形图

- (a) 套管型零磁通式电流互感器;  
(b) 自立型零磁通式电流互感器

### 2.1.6.2 直流滤波器电流互感器

用于直流换流站中性母线侧各处谐波电流测量的互感器,根据设备规范采购常规电流互感器即可满足要求,但应注意最大暂态电流能力和暂态响应时间是否满足设计要求。

三广直流工程换流站用于中性线电容器和中性母线避雷器支路的户外干式电流互感器外形(如图 6.11-5 所示),质量约 42kg,最小爬距 700mm,保护绕组容量 10VA,变比 4000:1,最高运行电压 12kV。用于直流滤波器支路中性侧的户外充油式电流互感器,最小爬距 2931mm,容量 10VA,保护绕组变比 4000:1,绕组变比 100:1,最高运行电压 123kV。

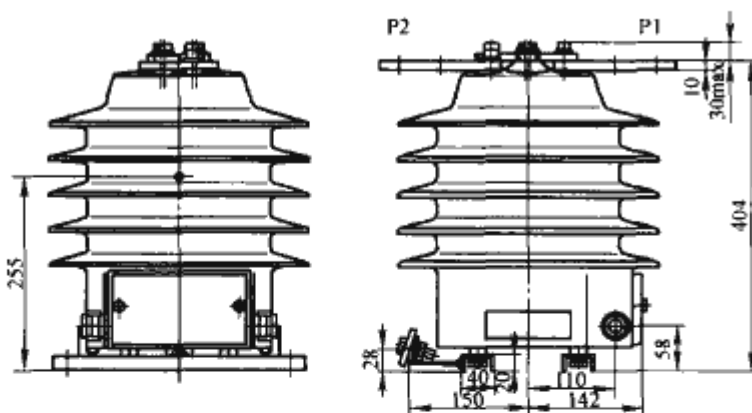


图 6.11-5 户外干式电流互感器外形图

干式电流互感器免维护。对于充油式电流互感器应注意在运行中观察油位检测装置,及时发现油泄漏或严重温升等故障情况。

由于这些电流互感器都安装于户外,因此应定期进行必要的预防性维护:

- (1) 每年检查表面污染情况,若有必要还要进行清理。
- (2) 检查环氧树脂表面是否有裂痕或损坏。
- (3) 检查二次端子箱。
- (4) 检查电气连接。
- (5) 如果使用了盖板或密封法兰,也应进行检查。

特别是在沿海和重污染地区,厂家建议在设备安装时进行特殊的表面处理,在设备安装两年后以及每隔四年,对环

氧树脂互感器表面进行清理并涂刷硅树脂保护层。

## 2.2 电子式直流电流测量装置

### 2.2.1 基本原理及分类

#### 2.2.1.1 技术背景

直流输电系统的稳定运行很大一部分取决于换流站所配置的直流控制保护系统,而直流控制保护系统则依赖于换流站测量系统在系统稳态和暂态条件下的准确度和可靠性。其中,直流电流测量值就是用于快速的触发角控制环节及直流保护功能的重要测量值之一,因此直流电流的测量装置必须能够非常准确地再现实际值,满足直流控制保护系统要求的高精度、宽频响带宽的要求。然而,随着电力系统传输容量的不断增加、电压等级的不断提高,传统的电磁式电流互感器越来越暴露出自身难以克服的缺点,主要体现在动态范围小,出现的谐波暂态信号容易使保护产生误动作;线性度不好,电磁式电流互感器会出现铁心饱和现象,影响二次保护设备正确识别故障;特别是以下方面:

- (1) 随着电压等级的逐步升高,绝缘结构越来越复杂,造价也越来越高。
- (2) 充油式互感器体积大而笨重,易燃易爆。
- (3) 电磁式电流互感器二次侧开路有过电压的危险。
- (4) 电磁干扰严重。

随着微电子技术、微机技术、光子技术的迅猛发展,从 20 世纪 60 年代起,国外就开始寻求可以替代传统电流互感器的新型电流互感器,其中电子式互感器成为研究的热点。美、德、日、法等国家的许多大电气公司开发出了一系列电子式电流互感器产品,并在世界各地挂网试运行。国际两家知名的电力系统公司 ABB 和 SIEMENS 已经生产出一系列电子式互感器产品在世界各地的直流输电工程中运行。我国的多条直流输电工程,天广线、三常线、三广线、三沪线等 ±500kV 换流站等也引入了国外数百台产品,如图 6.11-6 所示。

国内对电子式互感器的研究始于 20 世纪 80 年代,清华大学、中国电力科学研究院、华中科技大学、河南电力试验

研究院、西安高压电器研究所等单位都在从事电子式互感器的研制工作。其中西安高压电器研究所与华中科技大学共同研制成功的 120kV 直流光电式电流互感器已经在我国第一个国产化直流工程——灵宝背靠背直流工程中成功挂网运行，如图 6.11-7 所示。



图 6.11-6 500kV 交流滤波器用交流光电式电流互感器外形（三广线惠州博罗换流站）



图 6.11-7 120kV 户内直流光电式电流互感器外形（灵宝背靠背直流工程）

与传统电流互感器相比，电子式电流互感器具有绝缘性能优良、动态测量范围大、频率响应宽、抗电磁干扰强、安全性能好、体积小质量轻、易与微机化控制保护设备接口等优点。用电子式电流互感器替代传统的电流互感器是电力系统电流测量的发展趋势。

根据标准 GB/T 20848.8—2007《互感器 第8部分：电子式电流互感器》的定义，电子式电流互感器可以分为无源电子式电流互感器和有源电子式电流互感器两大类。

无源电子式电流互感器也可称为光学电流互感器（OTA），普遍采用法拉第磁光效应原理，即线性偏振光在透明物质中传播时，光的偏振面在外磁场作用下发生旋转，旋转的角度与磁场强度的大小和在透明物质中光与磁场发生作用的长度及材料的性质有关。光学电流互感器的特点是整个系统线性度好、灵敏度较高、绝缘性能好，但由于制造工艺和材料的制约，而且灵敏度和系统稳定性容易受到温度和振动等外界条件变化的影响，尽管经过了 30 多年的研究开发，光学电流互感器的稳态精度至今难以达到电力系统计量的要求，尚未进入实用化阶段。

有源电子式电流互感器也称为光电混合型电流互感器或光电式电流互感器（OCT），是一种基于传统互感器传感原理，利用有源器件调制技术，以光纤为信号传输媒介的新型电流互感器。这种电流互感器的特点是既发挥了光纤系统绝缘性能好、抗干扰能力强的优点，又利用了传统互感器原理技术成熟的优势，避开了纯光学互感器光路复杂、稳定性差等技术难点，具有良好的动态响应特性、抗电磁干扰能力强、质量轻、绝缘结构简单、易满足直流控制保护系统对测点冗余的要求且易于接口，已广泛应用于高压直流输电工程换流站中，本章将着重对光电式电流互感器技术及应用等进行介绍。

### 2.2.1.2 光电式电流互感器（OCT）基本原理

光电式电流互感器通过一次采样传感器将电流信号传递给发光元件而变成光信号，再由光纤传递到低电位侧，转换成电信号输出。高压侧电子器件的供电方式有光供电、母线供电和太阳能供电等。如图 6.11-8 所示，光电式电流互感器通常由三部分组成，即：

- （1）传感器部分，通常包括位于高压侧的一次回路和光电模块。
- （2）位于控制室测量机柜的光电接口模块。
- （3）光纤，即传感器与光电接口模块之间的光学连接通道，通常采用光纤绝缘子保护或支撑光纤。

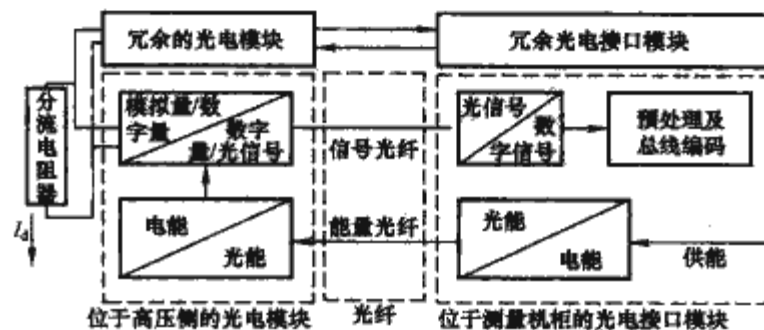


图 6.11-8 光学电流互感器结构示意图

通常，根据系统冗余的要求，位于高压侧的光电模块和测量机柜中的光电接口模块应至少分别配置两套。另外，由于各测点电流类型不同，传感器的高压侧一次回路也有所不同，通常有以下四种形式：

- （1）分流电阻器。
- （2）电流互感器和分流电阻器。
- （3）分流电阻器和罗戈夫斯基线圈。
- （4）罗戈夫斯基线圈。

图 6.11-8 所示的高压侧传感器即采用了分流电阻器的形式，可用于直流电流的测量，但由于直流电流通常含有谐波成分，因此，实际工程中通常采用分流电阻器和罗戈夫斯基线圈形式。图中，分流器串接在高压直流母线上，分流器上产生的电压降与流过的直流电流成正比，该测量电压送入高压侧光电模块，经模/数转换和电光转换形成光信号并经过信号光纤传输到位于低电位的侧的光电接口模块，经过光电转换和预处理等环节以数字量形式送入直流控制保护系统。高压侧电子器件则通过一条独立的光纤获取能量。

### 2.2.2 光电式电流互感器在直流系统中的应用

目前，高压直流输电工程通常在高压直流极线和高压交流母线侧布置光电式电流互感器，测量的交、直流电流量主要用于直流极控制保护和交、直流滤波器保护，随着光电式互感器测量精度的不断提高，换流站直流中性母线和地极引



线侧也越来越多地采用了光电式电流互感器。

以三广直流工程为例，换流站共配置了以下五种光电式电流互感器：

- (1) 位于直流极线侧的直流 OCT（测量直流电流）。
- (2) 位于直流极线侧的交流 OCT（测量流过直流滤波器的电流）。
- (3) 位于直流极线侧的交流 OCT（测量直流滤波器电容不平衡电流）。
- (4) 位于交流母线侧的交流 OCT（测量流过交流滤波器组或并联电容器组的电流）。
- (5) 位于交流母线电压侧的交流 OCT（测量流过交流滤波器电容或并联电容器的不平衡电流）。

根据传感器一次侧结构形式，又可以分为光电式直流电流互感器、高压电容器组不平衡电流测量 OCT 和交、直流滤波器电流测量 OCT 三种，下面从传感器一次侧结构的角度出发，对上述三类 OCT 分别进行介绍。

#### 2.2.2.1 光电式直流电流互感器 (DOCT)

由于直流电流含有谐波成分，位于直流极线电压侧的光电式直流电流互感器 (DOCT) 通常采用分流电阻器和罗戈夫斯基线圈形式，其中罗戈夫斯基线圈用于谐波电流的测量，且高压侧应配置单独的光电模块与之连接。根据安装位置的不同，DOCT 的一次回路通常有两种结构形式，一种位于户外直流场串接在直流母线上，从增加绝缘强度方面考虑，通常将光纤在高压侧通过复合硅橡胶空心绝缘子或自立式瓷空心绝缘子引至地电位，如图 6.11-9 所示；另一种安装于阀厅内阀高压端与穿墙套管之间的管母上，光纤可沿管母与晶闸管触发用光纤一起敷设，图 6.11-10 所示为安装在三广直流工程博罗换流站阀厅内的 DOCT。



图 6.11-9 户外 DOCT 示意图

#### 2.2.2.2 高压电容器组不平衡电流测量用光电式电流互感器

通常，换流站每个交流滤波器支路（或并联电容器支路）的高压电容器组和直流滤波器的高压电容器组都是由多台电容器单元组成的，为检测电容器单元故障，这些电容器单元以 H 桥形布置，并在桥中点安装了光电式电流互感器，用于测量不平衡电流，如图 6.11-11 所示，光纤通道安装在电容器塔架专门设计的支架之间。由于电容器单元存在制造公差，在滤波器支路第一次带电或更换电容器之后，都应进行平衡电流测量值的调整，这样，电容器组投入运行后 H 形桥臂上特定数量电容器单元故障，都会引起不平衡电流的明显增加，启动交、直流滤波电容器保护。传感器一次回路

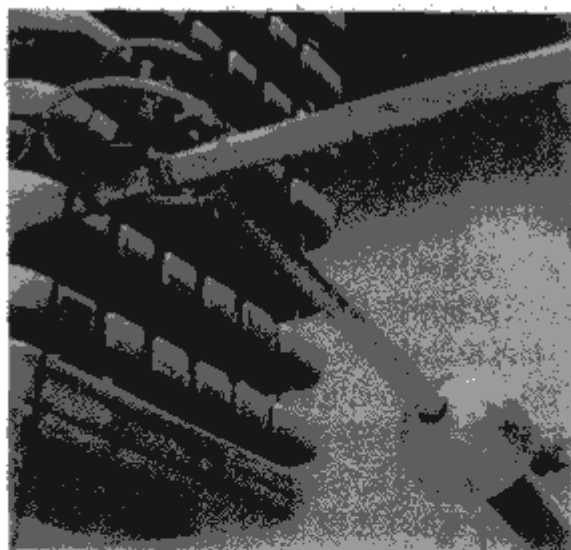


图 6.11-10 三广直流工程户内 DOCT  
可采用分流电阻器的形式，对流过桥臂的基波（交流滤波器）或谐波（直流滤波器）不平衡电流进行测量。

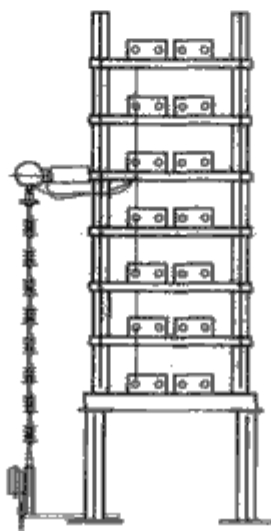


图 6.11-11 高压电容器不平衡电流 OCT 安装示意图

#### 2.2.2.3 交、直流滤波器电流测量用光电式电流互感器

如图 6.11-6 所示，交流 OCT 安装在交流滤波器支路电容器塔的顶端，交流光电式电流互感器传感器一次回路可采用电流互感器和分流电阻器的形式，对过滤波器支路（或并联电容器支路）的基波电流进行测量，用于对滤波器支路（或并联电容器支路）发生短路、过电流和支路断滤波器故障等的保护。

直流滤波器电流测量的光电式电流互感器安装在高压电容器塔的顶端，光纤绝缘子的安装与图 6.11-11 所示类似。直流滤波器支路电流主要成分为谐波电流，传感器一次回路可采用电流互感器和分流电阻器的形式。

#### 2.2.3 使用条件与设计的要求

(1) 光电式电流互感器使用条件。光电式电流互感器的设计应首先考虑如下使用条件：

- 1) 环境温度。
- 2) 海拔。
- 3) 平均最大风速。
- 4) 环境湿度。
- 5) 太阳辐射强度。
- 6) 耐受地震能力。
- 7) 大气污秽。
- 8) 覆冰。

(2) 光电式电流互感器设计要求。配合换流站交、直流场布置及阀厅设计，互感器机械设计应具备足够的抗震、抗



风能力。无论是安装在户内还是户外的光电式电流互感器,都应在相应最严酷的环境温度、湿度条件下可靠运行。特别是户外光电式电流互感器,光纤绝缘子材料及伞形应根据换流站污秽、覆冰等条件选择和设计。

光电式电流互感器设计要求包括以下方面:

1) 确定高压侧传感器一次回路的形式。如前文所述,光电式电流互感器高压侧一次回路的选择主要取决于所处测点电流特点及控制保护系统对测量信号的要求。

2) 控制保护设备的接口。根据控制保护系统对测量信号用途配置相应数量的光电接口模块。

3) 冗余要求。根据换流站控制保护系统冗余要求,每个 OCT 至少应配置两套完全独立的光电模块,并分别与控制室中的光电接口模块连接。

4) 精度要求。确定允许温度范围内,对应于 OCT 额定最大一次电流的百分比的最大允许误差。

5) 测量范围。根据系统研究的结果,确定 OCT 需要准确测量的范围。

6) 输出漂移。设计应达到在设备使用期间不需要进行输出校正的要求。

7) 无线电干扰要求。在系统研究确定的试验电压下,设备不应发生外部电晕。

8) 电磁电容设计。二次侧电子回路电磁兼容设计应符合 GB/T 11022—1999《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》第 6.9 至 6.9.7 的规定;传感器和光电子接口板应符合 EN50 081-2 和 EN50 082-2 的规定,且光电子接口板与控制保护主机一起测试。

9) 暂态电流承受能力。根据系统研究提出的额定动态电流和短时电流设计光电互感器的暂态电流承受能力。

10) 抗震性要求。根据工程使用条件确定传感器水平、垂直加速度要求。

11) 光路要求。光纤应安装在复合绝缘子或自立式瓷质绝缘子中。

光电互感器的光路包括端子箱和端子箱至光电接口模块之间的光纤(含光纤绝缘子)。

由绝缘配合研究结果给出瓷式光纤最小爬距和最小外击穿距离,若采用光纤复合绝缘子,则爬距不小于前者的 75%。

12) 光纤及接口。光纤及光纤接口取决于二次光电转换接口板的设计。

备用光纤数量至少应达到使用数量的 50%,或不少于 3 根。

13) 端子。根据换流站不同位置布置的光电式电流互感器,提出相应的互感器接线端子的要求。

14) 机械设计。对于电容器不平衡电流测量 OCT,传感器应安装在电容器塔架上,光纤绝缘子长度应配合电容器塔架尺寸设计;直流场上的 DOCT 可采用光纤自立式瓷质绝缘子安装传感器部分;阀厅内的 DOCT 则可直接将传感器安装在阀连接管母上。

15) 表面处理及焊接。应满足工程技术规范要求。

16) 罗戈夫斯基线圈测量的饱和要求。根据系统研究结果,罗戈夫斯基线圈在测量点最大谐波电流范围内不应发生饱和。

#### 2.2.4 光电式电流互感器性能参数

根据测量装置所在位置的技术参数,可以分为光电式直流电流互感器(包括户内、户外)、直流滤波器支路电流 OCT 和交流滤波器支路(或并联电容器支路)电流 OCT。

(1) 额定电流  $I_N$ 。作为电流互感器性能基准的一次电流值,是直流系统在额定电流下运行时,测量装置所在位置所对应的电流。

(2) 最大持续运行电流。根据工程系统持续过负荷能力提出。

(3) 最大短时运行电流。根据工程系统短时过负荷能力提出。

(4) 额定电压。直流系统在额定电压下运行时,测量装置所在位置所承受的电压。

(5) 额定频率。测量装置所在位置的额定频率,如对于 DOCT 为直流,对于交流滤波器支路测量装置为 50Hz。

(6) 短时电流额定值。对于带有一个固定的一次绕组或导体的电流互感器有如下规定:

1) 额定短时热电流。额定短时热电流  $I_{th}$  为在二次绕组短路的情况下,电流互感器在 1s 内能承受不损坏的最大的二次电流均方根值。

2) 额定动稳定电流。额定动稳定电流  $I_{dyn}$  通常为额定短时热电流的 2.5 倍,如与此值不同,应在铭牌上标注。

(7) 绝缘水平。工程系统研究提出。

(8) 测量精度。对于直流电流测量装置(DOCT)的输出信号需要足够的幅值,以确保当一次电流在(1%~300%) $I_N$ 之间变化时,所测得的信号是可用的,暂态时输出信号瞬时值可能达到额定电流  $I_N$  的 600%。因此应通过精度检验试验验证对于下列各范围的一次电流  $I_{IN}$ ,其测量误差是否小于如下要求:

1) (0~134%) $I_{IN}$ , 0.5%。

2) (134%~300%) $I_{IN}$ , 1.5%。

3) (300%~600%) $I_{IN}$ , 10%。

对于直流滤波器支路和交流滤波器支路电流 OCT,测量范围可能达到所在位置额定电流  $I_N$  的 3200%。因此应通过精度检验试验验证对于各范围的一次电流  $I_{IN}$ ,其测量误差是否小于规范要求。

(9) 最小截止频率(-3dB)。

1) 对 DOCT 至少应达到 7kHz。

2) 对交流滤波器支路电流测量装置至少应达到 0.6kHz。

3) 对直流滤波器支路电流测量装置至少应达到 1.2kHz。

(10) 频率响应。

1) 对于 DOCT,有如下参数要求:

a) 对于有效值为 300A、频率 300Hz 以下,有效值为 100A、频率 300~1200Hz 的输入交流信号,最大允许幅值误差( $I_N$  的百分比)为 3%。

b) 对于有效值为 300A、频率 300Hz 以下,有效值为 100A、频率 300~1200Hz 的输入交流信号,最大允许相位移为 500 $\mu$ s。

2) 对于交、直流滤波器支路电流 OCT,有如下参数要求:

a) 对于额定电流和频率的输入交流信号,最大允许幅值误差( $I_N$  的百分比):3%。

b) 对于额定电流和频率的输入交流信号,最大允许相位移为 1ms。

(11) 阶跃响应(仅对 DOCT)。

1) 过冲(阶跃量的百分比):<20%。

2) 上升时间(阶跃量的 90%):<400 $\mu$ s。

3) 响应降至  $I_{dN}$  的 1.5% 处的时间:<5ms。



(12) 谐波电流测量 (仅对 DOCT)。

1) 额定谐波电流。由系统研究结果提出。

2) 最大谐波电流。由系统研究结果提出。

3) 额定频率范围 ( $-3\text{dB}$ ):  $100\sim 5000\text{Hz}$ 。

4) 谐波测量精度。测量装置对于额定谐波电流的测量精度。

(13) 采样率 (kHz)。取决于二次光电接口板的采样率。

(14) 转换率 (A/bit)。取决于二次光电接口板的转换速率。

(15) 光纤传输的最大衰减。

1) 总衰减:  $6\text{dB}$ 。

2) 传感器与连接柜之间的衰减:  $2\text{dB}$ 。

### 2.2.5 光电式电流互感器试验

光电式电流互感器试验, 主要分为型式试验、例行试验, 试验项目及验收标准, 应根据 GB 1208—2006 及 GB/T 20840.8—2007 标准及设备采购规范相关条款执行。在工程现场, 通常还需进行现场交接试验。

(1) 光电式电流互感器型式试验程序中包含但不局限于下述项目: 短时电流试验; 温升试验 (不包括高压电容器不平衡电流测量 OCT); 雷电冲击电压试验; 操作冲击电压试验; 极性反转试验; 误差测定; 阶跃响应 (仅对 DOCT); 频率响应; 干热试验; 湿热试验; 电磁兼容试验。

对于额定电压高于  $200\text{kV}$  的光电式电流互感器, 还要进行下述项目: 人工污秽试验; 电晕和无线电干扰试验; 光纤的传输损耗测量。

对于额定电压高于  $200\text{kV}$  的光电式直流电流互感器和直流滤波器支路电流 OCT, 还有下述项目: 干直流耐压试验和局放测量; 户外测量装置上的湿直流电压试验。

(2) 光电式电流互感器例行试验包括但不限于下述项目: 端子标识检验; 低压侧二次回路的功能试验; 光纤及其终端的光学检查; 工频耐压试验 (仅对传感器为电流互感器型式的 OCT); 局部放电测量; 阶跃响应 (仅对 DOCT); 频率响应 (仅对 DOCT); 匝间绝缘试验 (仅对传感器为电流互感器型式的 OCT); 误差测定 (误差测定在其他例行试验都完成后进行, 对 DOCT 则应测定其对于直流电流、谐波电流的测量误差)。

对于额定电压高于  $200\text{kV}$  的光电式电流互感器的试验还包括: 雷电冲击试验; 操作冲击试验。

(3) 现场试验。包括如下项目: 光纤衰减试验; 测量绝缘电阻; 极性检查; 一次侧注流试验。

### 2.2.6 光电式电流互感器选用及维护

光电式电流互感器是一种成套性极强的测量装置, 特别是高压侧的光电模块和二次侧光电接口板, 一方面其性能和精度将直接影响到整个测量装置的性能和精度, 另一方面其与直流控制保护系统的兼容性也是技术关键。

光电式电流互感器定期维护的工作比较少, 但使用中应注意以下方面:

(1) 维护时间。每次发生短路故障后, 或正常情况下每年, 应检查高压侧传感器机械连接部分是否牢固可靠。在灰尘比较大的地区, 对于户外安装的光纤绝缘子应定期进行表面清理。

(2) 传感器和光路。检查传感器和光路所有能看见的部分是否有损坏、灰尘或颗粒物。若有必要可对光纤绝缘子表面进行清理, 若污染比较严重, 可以用  $40\sim 50^\circ\text{C}$  的热水进行清洁, 有利于延长其使用寿命。检查传感器一次侧接线端

子及具有支撑作用的光纤绝缘子的接地螺栓是否牢固。一旦投运, 无需对传感器进行重新校验。

(3) 光纤系统。检查光纤系统所有能看见的部分是否有损坏、灰尘或颗粒物。检查传感器和光路内部的光纤连接是否完好。光纤及连接器是非常敏感的元件, 最好遵照光纤处理手册进行光纤和连接器的清理。

(4) 放电间隙。对于配置了放电间隙的设备, 应定期检查间隙距离及是否有灰尘。

## 3 直流电压测量装置

### 3.1 基本原理及分类

直流电压测量装置, 也称直流电压互感器, 按其原理可分为直流电流互感器原理的电压互感器和电阻分压器加直流放大器原理的电压互感器两大类。

#### 3.1.1 直流电流互感器原理的电压互感器

图 6.11-12 所示为直流电流互感器原理的电压互感器的电路原理图。使用直流电流互感器原理的直流电压互感器, 是在直流电流互感器的一次绕组串联一个高压电阻  $R_1$ , 其对地直流电压为  $U_d$ , 假定电流互感器一次绕组电流为  $I_1$ , 一次绕组和二次绕组的匝数分别为  $N_1$  和  $N_2$ , 二次绕组电流为  $I_2$ , 二次负载电阻为  $R_2$ , 二次负载电压为  $U_2$ , 二次电压  $U_2$  与  $U_d$  成正比。

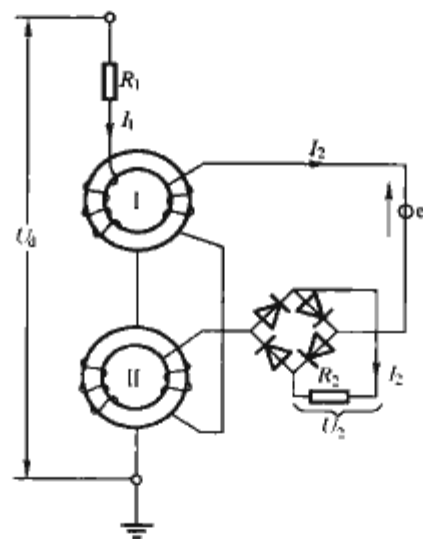


图 6.11-12 用直流电流互感器原理的直流电压互感器的电路原理图

#### 3.1.2 电阻分压器加直流放大器原理的电压互感器

这种电压互感器的原理图如 6.11-13 (a) 所示, 从图 6.11-13 (a) 可见, 用  $R_1$  和  $R_2$  构成直流分压回路, 以  $R_2$  的电压作为直流放大器的输入电压信号, 经放大后取得与直流电压  $U_d$  成比例的电压  $U_2$  输出。若要求时间响应更快时, 可改用图 6.11-13 (b) 所示的阻容式分压器。由于直流电压互感器的高压电阻  $R_1$  阻值较大, 承受着高电压, 因此一般采用充油或充气结构。

阻容式分压器又包括并联阻容式分压器和串联阻容式分压器。

#### 3.1.3 阻容式分压器

阻容式分压器的基本结构如图 6.11-13 (b) 所示, 分压器由位于直流场的一次侧、位于控制室的二次侧以及连接电缆三部分组成。分压器一次侧由高压臂和低压臂组成, 用于高压极线侧的分压器, 高压臂通常装于充油 (或充  $\text{SF}_6$  气体) 的复合空心绝缘子内, 低压臂则装在绝缘子下部的连接盒内。分压器二次侧包括低通滤波器和带隔离的模/数转换

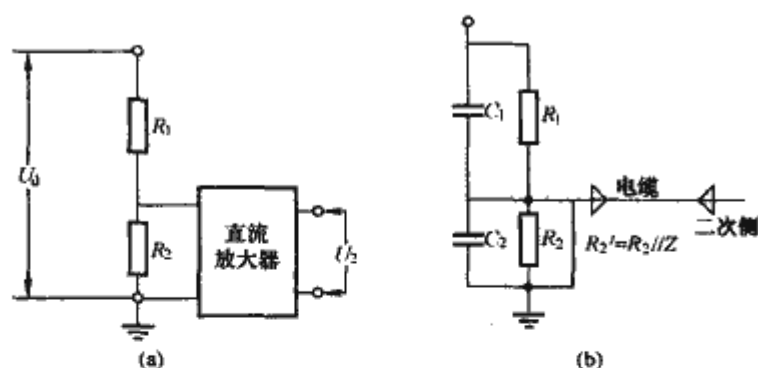


图 6.11-13 用电阻分压器加直流放大器组合的直流电压互感器电路原理图

(a) 电阻分压的直流电压分压器；

(b) 阻容分压的直流电压分压器

系统。图 6.11-14 所示是我国三广直流工程博罗换流站的 500kV 直流分压器一次侧部分。



图 6.11-14 三广直流工程博罗换流站运行的 500kV 直流分压器的一次侧部分

### 3.2 直流电压测量装置的设计要求

直流分压器设计主要从以下方面考虑：

(1) 分压器一次侧设计。分压器高压臂空心绝缘子高度与高压臂元件有效高度应尽量接近，以减小径向电压应力。对采用充油结构的分压器应配置便于观察的油检测装置。为防止绝缘子沿面泄漏电流进入二次测量系统，空心绝缘子应采用整段结构，中间不设置法兰盘连接，另外，分压器内部设计也应确保内部漏电流不会影响二次测量系统。

合理选择高压臂电阻  $R_{13}$  的阻值和类型（在不考虑低压臂电阻  $R_{24}$  压降时，其取决于额定直流电压下要求流过电阻支路的电流值，以三广直流工程为例该电流为 2mA）；低压臂电阻值则应满足连接电缆开路情况下的降压要求，并采用与高压臂同类型的电阻。低压臂电容  $C_{22}$  应采用可调式电容，以便在现场根据连接电缆的实际长度（电缆电容  $C_c$ ）和低通滤波器电容  $C_F$  的实际值进行调整，使分压器暂态分压比与稳态分压比保持一致。一次侧低压臂还装有过电压限制装置 F1（可采用放电间隙或避雷器），用于限制低压抽头与地之间的电压。

(2) 分压器二次侧设计。为满足直流控制保护系统冗余的要求，分压器二次侧为双冗余配置，二次侧由两个支路并联组成，每个支路实际上由低通滤波器、高稳定性的电阻二次分压和带隔离的模数转换系统组成。在设计分压器稳态和

暂态变比时，应考虑由这两个支路构成的二次侧输入电容、电阻值。

(3) 无线电干扰要求。在最大直流电压下，分压器应不发生外部电晕和内部放电。

(4) 端子和绝缘子要求。直流分压器应有一定直径的接地螺栓或其他供接地用的零件，如面积足够且有连接孔的接地板，接地处应有平坦的金属表面，并在其旁标有明显的接地符号。

装有低压臂元件的连接盒采用金属外壳。出线端子应用铜或铜合金制成，防潮性能良好并有防转动措施。

对于复合空心绝缘子的要求应符合 GB/T 21429—2008《户外和户内电气设备用空心复合绝缘子 定义、试验方法、接收准则和设计推荐》，通常采用长—短型伞形。

(5) 抗震要求。根据工程使用条件设计。

(6) 表面处理和焊接。所有端子及紧固件应有良好的防锈镀层、足够的机械强度和保护良好的导电接触面。

(7) 电磁兼容设计。根据工程使用条件设计。

### 3.3 直流电压测量装置性能参数

- (1) 电压测量范围。
- (2) 电阻标称值及稳定性。
- (3) 电阻的温度特性：应达到  $\pm 0.25\%$ 。
- (4) 测量系统阶跃响应， $10\% \sim 90\%$ ； $250\mu s$ 。
- (5) 本体截止频率（-3dB）；100kHz。
- (6) 传输系统精度：0.2%。
- (7) 传输系统的截止频率。
- (8) 对应 A/D 系统输出 1.0p.u. 时的母线电压。
- (9) 对应 A/D 系统输出 1.0p.u. 时的二次系统输入电压。
- (10) 响应时间： $< 250\mu s$ 。
- (11) 使用环境：户内/户外（如果分压器允许使用在海拔高于 1000m 的地区，还应标出其允许使用的海拔）。
- (12) 额定直流电压：由工程系统研究决定。
- (13) 绝缘水平：由工程系统研究决定。

### 3.4 直流电压测量装置试验

(1) 直流分压器型式试验。

1) 绝缘试验（应对装配完整的分压器进行绝缘试验），包括：

- a) 雷电冲击电压试验。
  - b) 操作冲击电压试验。
  - c) 直流湿耐压试验。
  - d) 直流干耐压试验及局部放电测量。
  - e) 极性反转及局部放电测量。
- 2) 无线电干扰试验。
  - 3) 人工污秽试验。
  - 4) 密封试验。
  - 5) 抗震试验。
  - 6) 机械强度试验。
  - 7) 电容量和介质损耗角正切值的测量。
  - 8) 高压电阻的测量。
  - 9) 直流电压分压比试验。
  - 10) 暂态响应试验。
  - 11) 频率响应试验。

(2) 直流分压器例行试验。

1) 分压器的例行试验，包括：



- a) 雷电冲击电压试验。
- b) 操作冲击电压试验。
- c) 低压支路的工频耐压试验。
- d) 直流干耐压及局部放电测量。
- e) 直流电压分压比试验。
- f) 低压支路限幅元件检查。
- g) 密封试验。
- h) 电容及介质损耗角正切值测量。
- i) 高压支路电阻测量。
- 2) 电压测量装置的整体例行试验, 包括:
  - a) 频率响应试验。
  - b) 暂态响应试验。
  - c) 低压支路电阻测量。
  - d) 低压支路电容测量。
- (3) 直流分压器现场试验, 包括:
  - a) 外观检查。
  - b) 测量绝缘电阻。
  - c) 电容值和介质损耗角正切值测量。
  - d) 绝缘油试验。
  - e) 极性检查。
  - f) 变比检查。
  - g) 分压器电阻测量。
  - h) 低压支路电容测量。
  - i) 回路连接检查。

### 3.5 直流电压测量装置的维护

由于分压器下部支撑结构在运行时也会有高电压, 因此分压器不能在运行过程中进行维护。需要大修或设备调整时需事先征得厂家同意, 以下工作应在系统停运期间进行:

(1) 每次发生短路故障后, 或正常情况下每年, 应检查分压器机械连接部分是否牢固可靠。

(2) 在灰尘比较大的地区, 应对户外安装的绝缘子定期进行表面清理。

(3) 定期(如每年)检查。

(4) 金属部件油漆或镀锌表面是否有损坏, 如果有应处理。

(5) 高压端子、测量电缆和所有的接地连接是否牢固。

(6) 每次发生短路故障后, 或正常情况下每两年, 应检查电压限制装置功能是否正常。

(7) 每年都应检查分压器高压臂空心绝缘子所充绝缘介质(如 SF<sub>6</sub> 或油) 是否发生泄漏, 绝缘子是否有损坏。

(8) 在现场可以进行一些没有危险性的工作, 如绝缘子、端子箱的清洁等。

另外, 对于充油式分压器, 运行过程中, 应随时检查油位检测装置, 根据检测装置指示情况, 作出尽快补充介质或立即将分压器退出运行的判断。充气式分压器通常配有气压检测自动报警和退出功能, 当空心绝缘子内部气体压力降低到一定程度, 会发出报警或退出分压器的信号。

第 12 章 直流输电线路

1 直流输电架空线路

1.1 高压直流架空线路的额定电压与分裂导线

1.1.1 额定电压

直流架空线路的额定电压，在决定输电线路本身的建设费用的同时，还直接影响到换流站的投资。输送功率一定时，不同的线路额定电压会影响线路每极导线的总截面积；而当导线的总截面积一定时，不同的导线分裂数和相应的导线直径，又将会导致不同的导线表面电场强度分布，从而引起不同的电晕损耗以及无线电干扰水平。故在选择线路额定电压时，既要考虑线路本身及两端换流站的全部费用，又要使所选择的导线截面和分裂数满足导线表面允许电场强度的要求；同时，还必须考虑线路的输送容量和电压应与阀桥的额定电压及电流相配合，以使线路和阀桥都得到充分的利用。

交流输电电压当前在世界各国已有标准的电压等级系列，但对于直流输电的标准电压等级各国都没有统一的规定，是因为通过把晶闸管元件或阀桥串并联，很容易就可获得不同的直流电压和电流。根据输送的容量和距离，目前世界各国常采用的直流输电电压等级有±400kV、±500kV、±600kV。国内正在建设的还有±800kV 特高压直流输电。

1.1.2 分裂导线数

无论是否以大地作为回路而采用的各种不同的接线方式，直流架空线路每极导线都可采用单导线或分裂导线。需要指出的是，在直流架空线路上采用分裂导线的优点不如交流线路那样显著。

电压等级在±400kV 或以上的超高压直流输电时，对于导线截面和每极分裂导线数的选择，需要考虑减少电场强度和电晕损耗的影响。这时应采用分裂导线，在同样的电压等级下，直流导线的分裂数可较交流线路少。表 6.12-1 列出了保证导线表面电场强度不大于光滑导线整体电晕起始电场强度的 0.75~0.82 倍时，不同电压等级下的最小导线截面积和最小分裂导线数。

表 6.12-1 不同电压等级下的最小导线截面积和最小分裂导线数		
电压 (kV)	每极导线的最小分裂数	最小截面积 (mm <sup>2</sup> )
±400	2	712
±500	3	480
±600	3	712
±700	4	712

1.1.3 导线表面的电场强度

直流架空线路的导线表面电场强度可通过计算得出，表 6.12-2 列出了部分已建直流线路的表面电场强度计算值。

表 6.12-2 部分已建直流线路的表面电场强度

线路名称	电压 (kV)	分裂根数	子导线直径 (mm)	分裂间距 (mm)	表面电场强度 (kV/cm)
斯夸尔比尤特	±250	1	50.8		17.5
太平洋岸联络线	±400	2	45.7	457	20.4
	±500	2	45.7	457	25.2
安德伍—明尼亚波利斯	±400	2	38.1		23.5
纳尔逊河工程	±450	2	40.64	457	25.0
魁北克—新英格兰	±450	3	50.8		16.9
伏尔加格勒—顿巴斯	±400	2	33.0	400	27.8
葛洲坝—上海	±500	4	23.7	450	27.98

1.2 直流电晕的特点

在直流电压作用下，由于导线附近强场区发生游离，使整个电极空间出现了离子流或空间电荷。空间电荷的存在改变了原有的电场分布，也即直流电晕的强度受到本身空间电荷的限制，这些电荷一经产生就必然移动到地面或极性相反的另一极上去。在单极直流电晕的情况下，整个电极空间充斥着与导线极性相同的空间电荷，这使得导线附近的电场减弱，起到良好的“屏蔽”作用。在双极情况下，由于在导线间同时存在着两种极性相反的离子流，彼此削弱对方所造成的屏蔽效应，因此双极导线的电晕损耗要比两根极性相反的单极线路的电晕损耗之和大得多。

交流电晕特性与直流电晕特性大不相同，由于导线的极性周期地易号，发生交流电晕后的离子群只在导线附近的空间来回振荡，很少有离子漂游到较远的地方。在导线表面电位梯度相同的情况下，交流电晕损耗比相应的双极直流电晕损耗要大得多。

对于直流线路，只要导线表面的电位梯度超过某一数值，正、负极导线上都会发生电晕放电，但这两种放电机理是不相同的，所以正、负极性下的电晕现象也有很大的差别。

根据试验研究结果，直流电晕有如下特点：  
(1) 对单极线路，负极性的电晕损耗约为正极性的两倍。

(2) 双极线路的电晕损耗要比两种极性的单极电晕损耗之和大得多 (3~5 倍)，它近似与极间距离的二次方成反比。

(3) 与交流线路的情况相反，直流线路的电晕损耗基本上取决于好天气时的损耗。因为在坏天气时 (如雨、雾、雪等)，直流电晕损耗比好天气时只增加几倍，而交流电晕损耗在此种情况下则增加几十倍，甚至上百倍。

(4) 交、直流线路的年平均电晕损耗的比较表明，当导线表面电位梯度相等时，双极直流线路的年平均损耗仅为相应交流线路的 50%~65%；在年平均电晕损耗相同时，直流线路的导线表面工作梯度可比交流线路大 5%~10%。



### 1.3 导线表面电位梯度

导线表面电位梯度取决于导线直径、分裂导线中次导线根数、导线对地平均高度、极间距和极对地电压等。计算导线表面电位梯度方法很多,有镜像法、电荷模拟法和逐步镜像法等。对于双极高压直流输电工程,一般使用下列公式进行计算

$$G = \frac{1 + (N-1) \frac{r}{R}}{Nr \ln \left[ \frac{2H}{NrR^{N-1} \sqrt{\left(\frac{2H}{S}\right)^2 + 1}} \right]} \quad (6.12-1)$$

式中:  $G$  为梯度因子,  $\text{kV/cm}$ ;  $N$  为次导线根数;  $r$  为次导线半径,  $\text{cm}$ ;  $R$  为通过所有次导线中心的圆周半径,  $\text{cm}$ ;  $H$  为导线平均高度(导线对地最小距离加  $\frac{1}{3}$  垂弧),  $\text{cm}$ ;  $S$  为极间距,  $\text{cm}$ 。

部分高压直流输电线路导线表面电位梯度见表 6.12-3, 从表 6.12-3 中可看出, 天生桥—广州线导线表面电位梯度  $24.6 \text{ kV/cm}$ , 与国外已运行线路的电位梯度相当, 相比之下, 葛洲坝—南桥线电位梯度偏高, 但葛洲坝—南桥线投运以来, 运行情况良好, 未曾有沿线居民的投诉反映。

表 6.12-3 部分高压直流输电线路导线表面电位梯度

线路名称	电压 (kV)	导线规格	导线外径 (cm)	导线表面 电位梯度 (kV/cm)
葛洲坝—南桥线	±500	4×LGJQ-300	2.394	28.08
天生桥—广州线	±500	4×LGJ-400	2.763	24.6
三峡—常州线	±500	4×LGJ-720	3.623	19.62
太平洋联络线(美国)	±400	2×ACSR-1170	4.578	20.4
	±500	2×ACSR-1170	4.578	25.5
纳尔逊河(加拿大)	±450	2×ACSR-900	4.068	25
里亨—德里(印度)	±500	4×ACSR-1272	3.15	21.6
伊泰普(巴西)	±600	4×ACSR-1272	3.42	22.4

### 1.4 直流电晕损耗的计算

直流电晕损耗的大小受到许多因素的影响, 其中有些因素是随机的。这些因素主要包括分裂导线数、导线截面及表面状况、线路电压、分裂间距、极间距离、导线平均对地高度、架空地线以及气象条件等。故而理论上推导出一个完整的计算方法是相当困难的。目前国外的解决办法是对已经投运的直流线路或试验线路进行实测, 通过大量的统计和数据处理, 进行理论分析并经修正而得出其经验公式。国外最常用的是皮克公式和安乃堡公式。

(1) 皮克公式。皮克最初提出的关于电晕损耗  $\Delta P_c$  [ $\text{kW}/(\text{双极} \cdot \text{km})$ ] 的计算公式是针对交流系统的, 后经过修正适用于双极直流线路的计算公式为

$$\Delta P_c = \frac{K}{\delta} \sqrt{\frac{r'}{A}} \left[ U - (g_0 m_0 r') \ln \left( \frac{A}{r'} \right) \right]^2 \times 10^{-5} \quad (6.12-2)$$

式中:  $K$  为经验常数, 取值为 123;  $\delta$  为大气校正系数,  $\delta = 2.94 p / (273 + \theta_0)$ ,  $p$  为大气压,  $p = 1.013 \times 10^5 \text{ Pa}$ ,  $\theta_0$  为气温,  $^\circ\text{C}$ ;  $r'$  为导线等效半径,  $\text{cm}$ ;  $A$  为极间距离,  $\text{cm}$ ;  $U$  为极对地电压,  $\text{kV}$ ;  $g_0$  为导体表面的起始电位梯度,  $g_0 = 29.8 \text{ kV/cm}$ ;  $m_0$  为导体表面粗糙系数,  $m_0 = 0.47$ 。

(2) 安乃堡公式。对单极线路, 直流的电晕电流  $I_c$  [ $\text{A}/$

(双极  $\cdot \text{km})$ ] 为

$$I_c = K_c m r \cdot 2^{0.25(g_{\max} - g_{02})} \times 10^{-3} \quad (6.12-3)$$

$$g_{\max} = \left[ 1 + (n-1) \frac{r}{R} \right] g$$

式中:  $K_c$  为导线表面校正系数, 取值 0.5 (光滑)  $\sim$  0.35 (不光滑);  $n$  为分裂导线根数;  $r$  为分裂子导线半径,  $\text{cm}$ ;  $g_{\max}$  为运行电压下导线最大表面电位梯度,  $\text{kV/cm}$ ;  $g_{02}$  为导体表面的电晕起始电位梯度,  $g_{02} = 22\delta$ ,  $\text{kV/cm}$ ;  $\delta$  为大气校正系数。

直流电晕  $\Delta P_c$  [ $\text{kW}/(\text{每极} \cdot \text{km})$ ] 损耗为

$$\Delta P_c = UI_c \quad (6.12-4)$$

式中:  $U$  为极对地电压,  $\text{kV}$ 。

对双极线路, 在双极线路情况下, 有一定数量的电流在极间区流过, 总的电晕电流将扩大  $(1+K)$  倍, 即

$$I_{c2} = (1+K) I_c \quad (6.12-5)$$

$$K = \frac{2}{\pi} \arctan \frac{2H}{A}$$

$$g = \frac{\frac{U}{r}}{\ln \left( \frac{2H}{r} \right) + (n-1) \ln \left( \frac{2H}{d'} \right) - \frac{n}{2} \ln \left[ 1 + \left( \frac{2H}{A} \right)^2 \right]} \quad (6.12-6)$$

$$d' = \frac{d}{\sin \frac{\pi}{n}} \sqrt{\prod_{r=1}^{n-1} \sin \frac{r\pi}{n}} \quad (6.12-7)$$

式中:  $d'$  为分裂导线中的一根导线对其他导线的几何均距,  $\text{cm}$ ;  $d$  为分裂间距,  $\text{cm}$ ;  $U$  为极对地电压,  $\text{kV}$ ;  $H$  为导线对地平均高度,  $\text{cm}$ ;  $A$  为极间距离,  $\text{cm}$ ;  $n$  为分裂导线根数;  $r$  为分裂子导线半径,  $\text{cm}$ 。

电晕损耗  $\Delta P_{c2}$  [ $\text{kW}/(\text{双极} \cdot \text{km})$ ] 为

$$\Delta P_{c2} = 2UI_{c2}$$

(3) 巴布科夫 (Popkov) 法。电晕损耗  $P$  [ $\text{kW}/(\text{双极} \cdot \text{km})$ ] 公式如下

$$P = 2.24 \times 10^{-1} U \left( \frac{U - U_0}{A} \right)^2 \quad (6.12-8)$$

式中:  $U$  为每极对地电压,  $\text{kV}$ ;  $U_0$  为对应于导线表面电场强度为  $14 \text{ kV/cm}$  时的导线电压,  $\text{kV}$ ;  $A$  为极间距离,  $\text{cm}$ 。

### 1.5 直流架空线路的无线电干扰及噪声的计算

#### 1.5.1 直流架空线路的无线电干扰

直流输电线路在正常运行电压下允许导线发生一定程度的电晕放电, 线路电晕放电如前所述会产生电晕损失, 会在广大空间产生离子流。除此以外, 还会对线路周围无线电正常接收产生干扰。这主要是因为电晕放电过程就其性质来说是脉动的, 在输电线路导线上产生电流和电压脉冲。这些脉冲是以上升至幅值的时间和衰减时间来表征的, 一般为微秒的数量级, 其重复率在兆赫范围。

负极性导线电晕放电, 放电点一般均匀分布在整条导线表面, 脉冲幅值小, 重复出现的脉冲幅值基本一致, 和正极性导线相比, 对无线电信号接收干扰不大。

正极性导线电晕放电, 放电点在导线表面的分布随机性大, 持续的放电点大多数出现在导线表面有缺陷处, 放电脉冲幅值大, 且很不规则, 是无线电干扰的主要来源。对于双极性直流输电线路, 正极导线产生无线电干扰一般要比负极性大  $6 \text{ dB}$ 。

直流输电线路无线电干扰的计算公式主要是根据试验线路和已运行的实际线路大量测量而得到的。

(1) 国际无线电干扰特别委员会 (CISPR) 推荐公式。1982 年 CISPR 提出的适用于双极直流线路无线电干扰计算公式为

$$E = 38 + 1.6(g_{\max} - 24) + 46\lg r + 5\lg n + \Delta E_f + 33\lg \frac{20}{D} + \Delta E_w \quad (6.12-9)$$

式中:  $E$  为无线电干扰电平, dB,  $1\mu\text{V}/\text{m}$  为 0dB;  $g_{\max}$  为导线表面最大场强, kV/cm;  $r$  为子导线半径, cm;  $n$  为分裂导线数;  $D$  为距正极性导线的距离 (适用于  $D < 100\text{m}$ );  $\Delta E_w$  为气象修正项;  $\Delta E_f$  为干扰频率修正项。

公式 (6.12-9) 中前 4 项计算得到的干扰值是指在基准频率 0.5MHz 下, 距正极导线 20m 处晴天的干扰值。要得到其他频率、距正极导线更远处和其他气象条件下的干扰值, 应增加后面三项计算内容。

关于距离对干扰的影响, 根据测试表明, 在频率 0.4~1.6MHz 范围, 距正极导线距离约在  $300/2\pi f$  以内, 横向衰减与交流相似, 则用下式计算会得到满意结果

$$\frac{E_2}{E_1} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^{1.65} \quad (6.12-10)$$

式中:  $E_2$  与  $E_1$  分别为距离  $D_2$  和  $D_1$  处的干扰电平。

若  $E_1$  和  $D_1$  为基准值, 则式 (6.12-10) 可写为

$$E_2 = E_1 + 33\lg \frac{20}{D_2} \quad (6.12-11)$$

关于频率修正  $\Delta E_f$ , 在 0.15~30MHz 范围内, 有以下公式计算

$$\Delta E_f = 5\{1 - 2[\lg(10f)]^2\} \quad (6.12-12)$$

式中:  $f$  为测量频率, MHz。

(2) 美国电力科学研究院 (EPRI) 推荐公式。美国在达列斯试验基地进行的试验研究, 得到以下计算双极直流线路晴天无线电干扰公式

$$E = 214\lg \frac{g_{\max}}{g_0} - 278\left(\lg \frac{g_{\max}}{g_0}\right)^2 + 40\lg r \quad (6.12-13)$$

式中:  $E$  为距正极导线 30.5m 处的 0.834MHz 的干扰水平, dB,  $1\mu\text{V}/\text{m}$  为 0dB;  $g_0$  为导线电晕起始场强, EPRI 试验中设为 14kV/cm;  $g_{\max}$  为导线表面最大场强, kV/cm;  $r$  为子导线半径, cm。

关于直流线路无线电干扰频谱特性, EPRI 根据试验数据, 对归算到 1MHz 频率的频谱特性曲线, 提出以下经验公式。

1) 对于小于 1MHz 的干扰, 它相对于 1MHz 的干扰水平差值可用下式求得

$$\Delta E_{\leq 1\text{MHz}} = -27\lg f \quad (6.12-14)$$

2) 对于大于 1MHz 的干扰, 它相对于 1MHz 的干扰水平差值可用下式求得

$$\Delta E_{\geq 1\text{MHz}} = -17\lg f^2 \quad (6.12-15)$$

### 1.5.2 直流架空线路的可听噪声

输电线路导线产生电晕后, 伴随电晕放电, 还同时会产生可听噪声。随着电压等级的升高, 它已成为设计交、直流特高压线路必须考虑的重要因素。通过交、直流线路大量试验研究, 已经查明交、直流线路电晕放电时产生的可听噪声主要来自正极性流注放电。

输电线路因电晕放电产生的可听噪声, 严重时会对线路附近居民带来烦躁和不安, 因此设计和建设直流输电线路时, 应将可听噪声限制到合理范围内。

可听噪声是用声压的有效值来计量的, 通常是以  $20\mu\text{Pa}$  作为基准单位,  $20\mu\text{Pa}$  是正常人在 1000Hz 时能听到的最低声压。人对噪声的感觉与频率关系很大, 所测声压必须按不

同频率进行加权后才能成为有用的测量值。声压计一般都配有 A、B 和 C 频率加权网络, 用得最多的是 A 频率加权网络, 因该网络是模拟人耳对纯音的平均响应, 用该网络加权后所测声压用 dB(A) 表示。

目前直流输电线路可听噪声的计算公式主要为经验公式。

(1) 美国邦纳维尔电力局 (BPA) 推荐公式。可听噪声 [dB(A)] 可由下式计算

$$AN = -133.4 + 86\lg g_{\max} + 40\lg d_{\text{eq}} - 11.4\lg D \quad (6.12-16)$$

$$d_{\text{eq}} = 0.66n^{0.64}d$$

式中:  $g_{\max}$  为导线表面最大场强, kV/cm;  $n$  为子导线数;  $d$  为子导线直径, mm;  $D$  为离正极性导线的距离, m。

(2) 美国电力科学研究院 (EPRI) 推荐公式。夏季好天气 50% 可听噪声水平 [dB(A)] 可用下式计算

$$AN = -57.4 + 123\lg \frac{E}{25} + 25\lg \frac{d}{4.45} + 18\lg \frac{n}{2} + K_n \quad (6.12-17)$$

式中:  $E$  为导线表面最大场强, kV/cm;  $d$  为子导线直径, mm;  $n$  为子导线数;  $K_n$  为与分裂根数有关的函数, 当  $n \geq 3$  时  $K_n = 0$ , 当  $n = 2$  时  $K_n = 2.6$ , 当  $n = 1$  时  $K_n = 7.5$ 。

式 (6.12-17) 适用于起晕场强在 15~30kV/cm 范围、子导线直径在 2~5cm、分裂根数小于 6 的情况, 雨天可听噪声较晴天小 6dB, 冬季晴天可听噪声较夏季晴天小 4dB, 春季晴天可听噪声较夏季晴天小 2dB。

## 1.6 架空线路导线截面选择

架空输电线路导线截面积一般按经济电流密度来选择, 还必须满足电压损失、电晕、机械强度及发热的要求。导线截面积过大, 增加投资; 截面积过小, 增加电能损耗和电压损耗, 限制输送容量。同时导线有很多种类, 如硬铜线、铝绞线、钢芯铝绞线、钢芯铝合金绞线、铝包钢绞线、铝包钢芯铝绞线等。而实际工程中, 最常用的是钢芯铝绞线。对于同一标称截面积不同铝钢比导线的选择, 对线路也有较大的影响, 应通过技术经济比较进行选择, 以免造成浪费或导线损坏。

(1) 经济电流密度。在正常运行方式下的最大输送容量应符合经济电流密度的要求, 各国的经济电流密度各不相同, 我国现行规定的经济电流密度见表 6.12-4, 国内外几个大型直流输电架空线路的电流密度见表 6.12-5。

表 6.12-4 导线经济电流密度 A/mm<sup>2</sup>

导线材料	最大年负荷利用小时数		
	3000h 以下	5000h 以下	5000h 以上
铝线	1.65	1.15	0.9
铜线	3.0	2.25	1.75

表 6.12-5 国内外几个大型直流输电架空线路的电流密度

工程名称	导线型号	额定功率 (MW)	额定电流 (A)	额定电压 (kV)	导线截面积 (mm <sup>2</sup> )	电流密度 (A/mm <sup>2</sup> )
葛洲坝—南桥	4×LGJQ—300	1200	1200	±500	1200	1.0
天生桥—广州	4×LGJ—400	1800	1800	±500	1600	1.125
三峡—常州	4×LGJ—720	3000	3000	±500	2880	1.042



		续表					
工程名称		导线型号	额定功率 (MW)	额定电流 (A)	额定电压 (kV)	导线截面 面积 (mm <sup>2</sup> )	电流 密度 (A/mm <sup>2</sup> )
太平洋 洋联 络线	最初投运	2×ACSR—1170	1440	1800	±400	2328	0.773
	第一次增容		1600	2000	±400	2328	0.859
	第二次增容		2000	2000	±500	2328	0.859
	第三次增容		3100	3100	±500	2328	1.332
巴西伊泰普		4×ACSR—1272	3150	2610	±600	2578	1.012
纳尔逊河双极		2×ACSR—1843	1620	1800	±450	1868	0.964

(2) 长期允许载流量。直流线路和交流线路的导线截面选择一样，对选定的导线截面，必须根据可能出现的各种正常运行方式和事故运行方式的输电容量进行发热校验。在正常情况下铝导线温度不超过 70℃，事故情况下不超过 90℃。

交流和直流输送容量的差别是，在交流电的作用下导线有集肤效应以及钢芯的磁滞损耗和涡流损耗。这些效应实际上是增大了导线的电阻，交流电阻和直流电阻之比随导线种类、结构和导线的发热不同而变化。因此在同一发热水平

下，直流输送容量可以比交流输送容量略有提高。

1.7 架空线路绝缘水平确定

直流架空输电线路绝缘配合设计就是要解决杆塔上和档距中央各种可能放电途径，它包括导线对杆塔、导线对避雷线、导线对地、不同极导线之间的绝缘选择和相互配合，其具体内容如下：决定绝缘子串中绝缘子片数、决定导线至塔体的距离、不同极导线间的距离等。精确地决定这些绝缘水平是很重要的，如极间距离就影响到输电线路的电晕特性，当极间距离增大时，导线表面电位梯度将降低，电晕损失将减小。直流线路绝缘子价格昂贵，其费用约占线路本体投资中材料费的 15%，在不妨碍运行可靠性的条件下，合理地选择绝缘水平对新建线路有较大的经济意义。

1.8 绝缘子片数确定

目前，在高压输电线路常用三种材料做成的绝缘子，即瓷、玻璃和合成绝缘子。表 6.12-6 列出了三种绝缘子的综合性能对比。

表 6.12-6 绝缘子的综合性能对比

项目	瓷质绝缘子	玻璃绝缘子	合成绝缘子	项目	瓷质绝缘子	玻璃绝缘子	合成绝缘子
结构工艺	复杂	复杂	简单	运输、安装	困难	困难	方便
质量	重	较重	轻	抗老化性能	一般	较好	一般
爬距可调性	不易改变	不易改变	调整	抗张强度	一般	较好	较好
自爆性	不自爆	自爆	不自爆	热稳定性	差	较好	好
耐电击穿性能	可击穿	可击穿	不可击穿	抗雷击性能	差	较好	较好
憎水性	差	差	好	使用寿命	一般	长	一般
耐污闪电压值	较低	较高	高	运行维护成本	高	一般	成本低

综上所述，建议架空输电线路采取以下的绝缘配置：

(1) 对于受铁塔尺寸限制，污秽等级较高地区的直线杆塔，可选用合成（有机复合）绝缘子，这样可利用合成绝缘子良好的憎水性和耐污闪电压高的特点，提高线路的防污闪水平，并能减少运行维护工作量。

(2) 双回路同杆架设线路，建议直线杆塔分别选用合成和玻璃绝缘子，这样不仅使同杆双回线路具有不同的耐雷水平，且极易区分，能防止在检修过程中的误登带电线路。

(3) 耐张应首选玻璃绝缘子，使耐张绝缘子串具有抗老化性能好、使用寿命长等优点。同时能按污区等级方便地增

加绝缘子片数，且其自洁性能好，可免于清扫和测零值。

(4) 对于变电站线路进线构架，为防止玻璃绝缘子自爆碎片对变电站设备的损坏，建议选用高质量瓷质绝缘子，可利用变电站设备检测常用的红外线成像仪对该瓷质绝缘子进行零值检测。通过这样的绝缘配置，架空输电线路的可靠性可达到理想状态，运行维护工作量最小，并且线路已具备状态运行（检修）条件。

表 6.12-7 和表 6.12-8 分别列出了瓷和玻璃绝缘子、复合绝缘子的结构尺寸和技术参数。

表 6.12-7 瓷和玻璃绝缘子的结构尺寸和技术参数

绝缘子型号	额定机电破坏 负荷 (kN)	结构 高度 (mm)	绝缘子 公称 直径 (mm)	爬电 距离 (mm)	网络电压 (kV)				1h 机 电负荷 (kN)	雷电冲 击耐受 电压 (kV)	连接 标记	单片 质量 (kg)	生产厂
					直流		50% 冲击						
					干	湿	正极性	负极性					
CA—735EZ	160	170	320	545	155	60	150	160	120	140	20	11.0	NGK 唐山电瓷 有限公司
CA—745EZ	210	170	320	545	155	60	150	160	160	140	20	11.5	
CA—755EZ	300	195	400	635	160	65	160	160	225	150	24	19.5	
CA—765EZ	400	205	340	545	155	60	150	160	300	140	28	17.0	
CA—772EZ	160	170	340	545	155	60	150	160	120	140	20	11.0	NGK 唐山电瓷 有限公司三伞型
CA—774EZ	210	170	340	545	155	60	150	160	160	140	20	11.5	
XZP1—160	160	170	320	545	155	60	150	160	120	140	20	11.45	大连电瓷集团 有限公司
XZP1—210	210	170	320	545	155	60	150	160	160	140	20	12.30	
XZP1—300	300	195	400	635	165	65	155	165	225	150	24	18.55	
XZP1—400	400	205	340	545	155	60	150	160	300	140	28		

续表

绝缘子型号	额定机电破坏 负荷 (kN)	结构 高度 (mm)	绝缘子 公称 直径 (mm)	爬电 距离 (mm)	闪络电压 (kV)				1h 机 电负荷 (kN)	雷电冲 击耐受 电压 (kV)	连接 标记	单片 质量 (kg)	生产厂
					直流		50%冲击						
					干	湿	正极性	负极性					
F16P/C170DC	160	170	330	550	150	65			120	140	20	9.7	自贡塞迪维尔
F21P/C170DC	210	170	330	550	150	65			160	140	20	10.2	
F30P/C195DC	300	195	380	710	170	75			225	140	24	15.4	

表 6.12-8 复合绝缘子的结构尺寸和技术参数

项目	18 000mm	21 060mm	项目	18 000mm	21 060mm
	爬距	爬距		爬距	爬距
额定机电破坏负荷 (kN)	160, 210	160, 210	雷电全波冲击耐受电压 (kV)	≥+2550	≥+2700
合成绝缘子总长 (mm)	5445	6290	操作冲击湿耐受电压 (kV)	≥+1550	≥+1657
绝缘距离 (mm)	≥5000	≥5850	直流 1min 湿耐受电压 (kV)	≥+600	+650
连接标记	20	20	1.1 倍额定电压 RIV (dB)	≥60	≥60
芯棒护套厚度 (mm)	≥3	≥3	可见电晕电压 (kV)	≥+600	≥+600

直流输电线路的绝缘子片数的确定依据以下步骤进行:

(1) 获取污秽情况下的正常电压控制。

(2) 按操作过电压进行校验。一般不按大气过电压的要求来选择绝缘子串的绝缘强度,而是根据已选定的绝缘水平来估计线路的耐雷性能,只是在需要适当考虑耐受大气过电压的需要时,酌情增加绝缘子片数。

按照污秽条件选择绝缘子片数,当前有两种通用方法:

- 1) 按绝缘子的人工污秽闪络特性。
- 2) 按绝缘子的爬电比距。

按人工污秽闪络特性选择绝缘子,是通过试验得出各种绝缘子在不同的等值盐密下的直流污闪特性。按人工污秽实验法确定绝缘子耐受电压时,必须考虑绝缘子等值附盐密度、绝缘子上下表面积污的均匀性、污秽物化学成分、灰密、绝缘子造型及降雨量等因素。

按爬电比距选择绝缘子片数也是目前世界上常用的方法。该方法实际上是参照交流爬电比距要求,采用类比的方法确定直流线路的爬电比距来选择绝缘子片数。表 6.12-9 列出了在交直流输电线路下法国玻璃绝缘子爬电比距。

表 6.12-9 交直流输电线路下法国玻璃绝缘子爬电比距

国名	线路工程名	爬电比距 (cm/kV)		
		交流	直流	比值
巴西	伊泰普±600kV 线路 交流 500kV 线路		2.65	1.64
		1.61		
加拿大	纳尔逊河±450kV 线路 温哥华±260kV 线路 交流 500kV 线路		2.38	1.5
			2.75	1.74
		1.58		
美国	太平洋联络线±400kV CU 工程±400kV 交流 500kV 线路		2.55	1.72
			2.55	1.72
		1.48		

续表

国名	线路工程名	爬电比距 (cm/kV)		
		交流	直流	比值
瑞典	康梯—斯塔工程±250kV		2.55	1.62
	交流 400kV 线路	1.57~1.75		
丹麦	康梯—斯塔工程±250kV		3.25	1.29
	斯卡盖拉克工程±250kV		4.13	1.64
	交流 400kV 线路	2.51~2.97		
意大利	科西嘉—撒丁岛工程±200kV		3.26~3.67	2.08
	交流 400kV 线路	1.57~2.32		

1.9 绝缘子强度

盘形绝缘子的允许使用荷载,应符合下式

$$T \leq \frac{T_R}{k} \tag{6.12-18}$$

式中:  $T$  为绝缘子的允许使用荷载, kN;  $T_R$  为盘形绝缘子的额定机械破坏负荷, kN;  $k$  为安全系数,对直流线路,仍可按 DL/T 5092—1999《110~500kV 架空送电线路设计技术规程》规定,在最大使用荷载时  $k \geq 2.7$ ,断线时  $k \geq 1.8$ ,断联时  $k \geq 1.5$ 。

运行经验表明,瓷绝缘子老化率与绝缘子承受常年荷载有关,耐张串的老化率明显大于悬垂串,因此 DL/T 5092—1999 中规定,瓷绝缘子还应满足正常运行情况常年荷载状态下安全系数不小于 4.5 的要求。对于轻负荷区和大截面积导线,绝缘子串强度往往受常年荷载限制。

1.10 导线对地面和建筑物、树木等最小距离

直流输电线路下面的地面电场强度是决定导线对地高度和度量对生态环境影响程度的重要参数。直流线路下的地面电场强度是导线上电荷所形成的电场强度(标称电场强度)叠加空间电荷所形成的电场强度,即所谓地面合成电场强度,一般可以达到 20~30kV/m,高于同一电压等级交流线路下的地面电场强度。

线路电压、极导线的分裂根数、直径和布置方式、导线对地高度、架空地线和风速等都会对地面合成电场强度产生不同程度的影响。因此,计算过程相当复杂,一般都在一些假设条件下进行近似计算,并在试验线段或已有线路上进行实测验证。

确定输电线路导线对地最小距离主要取决于两方面因素:①要考虑在各种过电压作用下保证安全的最小距离;②要考虑电场对环境的影响。对直流输电线路而言,就是要把地面附近的电场、离子电流和空间电荷密度限制在一定的范围内,使人在线路下面活动时,不会受到很大的影响,表 6.12-10 列出了不同起始电晕梯度下的地面合成电场强度和离子流密度。



表 6.12-10 不同起始电晕梯度下的地面合成电场强度和离子流密度

起始电晕密度 (kV/m)	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
最大离子流密度 (nA/m <sup>2</sup> )	108.79	104.71	100.47	95.75	91.12	85.53	74.40	69.99	62.08	53.69	45.84
最大合成电场强度 (kV/m)	39.12	37.94	36.74	35.42	33.83	32.33	30.75	28.86	27.11	25.53	23.89

在导线起始电位梯度为 18.72kV/cm 的条件下，天—广线对不同导线最低点高度的地面电位分布和离子流密度分布进行了计算，其计算结果分别如图 6.12-3 和图 6.12-4 所示。

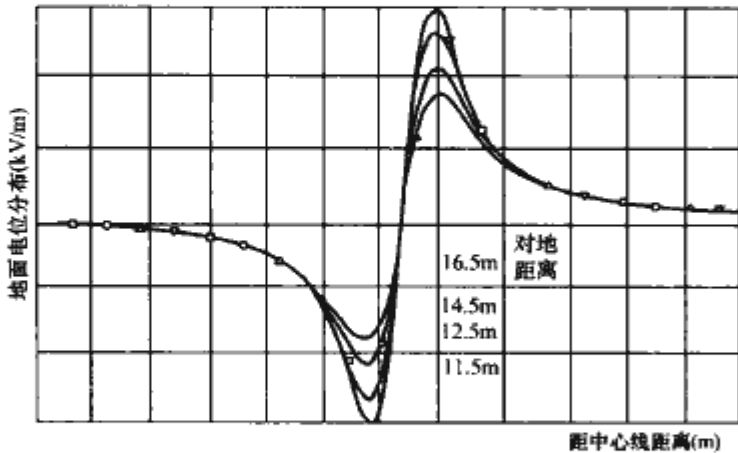


图 6.12-1 地面电位梯度

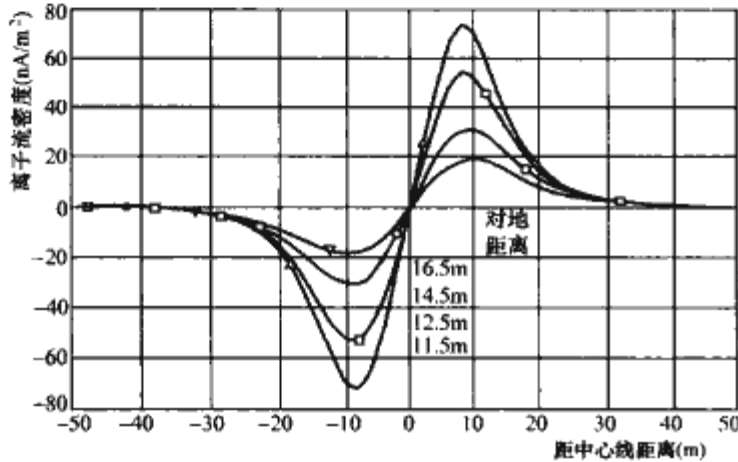


图 6.12-2 地面离子流密度

在工程设计中，导线对地面和建筑物、树木等的最小距离，建议采用表 6.12-11 所列的数值；导线对各种设施和障碍物的最小距离，建议采用表 6.12-12 所列的数值。

表 6.12-11 导线对地面和建筑物、树木等的最小距离

序号	线路经过地区	最小距离 (m)	计算条件
1	居民区	16	导线最大弧垂时
2	非居民区	12.5 (11.5)	导线最大弧垂时
3	步行能达到的山坡、峭壁、岩石的净空距离	9.0	导线最大风偏时
4	步行不能达到的山坡、峭壁、岩石的净空距离	6.5	导线最大风偏时
5	对建筑物净空距离	8.5	导线最大风偏时
6	对林区考虑树木自然生长高度的垂直距离	7	导线最大弧垂时
7	对公园绿化区防护林带静空距离	7	导线最大弧垂时
8	对经济作物、城市行道树的垂直距离	7	导线最大弧垂时
9	果树	8.5	导线最大弧垂时

表 6.12-12 导线对各种设施和障碍物的最小距离

序号	被跨越物名称	最小距离 (m)	计算条件
1	铁路	至轨顶	16
		到承力索或接触线	7.6
2	公路	1~3 级	16
		4 级以下	14.5
3	通航河流	至 5 年一遇水位	12
		桅顶	7.6
4	不通航河流	至百年一遇水位	7.6
		冬季至冰面	12
5	电力线	档距内	7.6
		杆顶	8.5
6	通信线	8.5	+40℃时的弧垂
7	特殊管道	9	+40℃时的弧垂
10	索道	7.6	+40℃时的弧垂

1.11 线路走廊宽度和居民区房屋拆迁范围以及直流输电线路对电话回路干扰影响的防护措施

为了把输电线路与住房、其他设施的相互影响限制在一个安全范围内，其确定走廊宽度主要考虑了以下因素：

- (1) 导线最大风偏时保证电气间隙要求。
- (2) 保证无线电干扰和可听噪声水平不超过规定值。
- (3) 降低电场影响到对人体无感觉程度。

为了既满足上述要求，又缩小房屋拆迁范围，推荐按以下规定确定房屋拆迁范围：

- 1) 距极导线 5m 以内房屋均拆迁。
- 2) 距极导线 5m 以外的房屋，考虑到居民区民房附近，经常有居民活动，地面电场强度宜控制在 4~6kV/m 之间。为此要求在无风时保证对地面或楼面净空距离为 8.5m，否则均要拆迁。

表 6.12-13 列出了直流输电线对电话回路干扰影响的防护措施。

表 6.12-13 直流输电线对电话回路干扰影响的防护措施

直流输电线路	电话回路	
	单线	双线
单极—线—地	改成双极电话回路	装滤波电容器或低档的直流滤波器
单极双线	装滤波电容器或低档的直流滤波器	更改路由或交越角，采用屏蔽措施，音频改为载波

1.12 塔头空气间隙

(1) 运行电压作用下的空气间隙。在运行电压作用下，导线对杆塔的空气间隙的直流 50%放电电压  $U_{50\%N}$  (kV) 可按下式计算

$$U_{50\%N} = \frac{K_2 K_3}{(1 - 3\sigma_N) K_1} U_N \quad (6.12-19)$$

式中： $U_N$ 为额定工作电压，kV； $K_1$   $K_2$  分别为直流电压间隙放电电压的空气密度、湿度校正系数； $K_3$  为安全系数，取 1.1~1.15； $\sigma_N$ 为空气间隙直流放电电压的变异系数，取 0.9%。

(2) 操作过电压作用下的空气间隙。导线对杆塔的空气间隙的正极性 50%操作冲击放电电压  $U_{50\%S}$  (kV) 可按下式计算

$$U_{50\%S} = \frac{K'_2 K'_3}{(1 - 2\sigma_S) K'_1} U_m \quad (6.12-20)$$

式中： $U_m$ 为最高运行电压，kV； $K'_1$   $K'_2$  为操作冲击电压下间隙放电电压的空气密度、湿度校正系数； $K'_3$  为操作过电压倍数，取 1.7； $\sigma_S$ 为空气间隙在操作冲击电压下放电电压的变异系数，取 5%。

在确定塔头空气间隙时，应力求在一极导线发生故障时，不致引起另一极导线也发生故障，保住一半输送功率；另外还应考虑大风引起的绝缘子串偏斜而使间隙减小的因素。在海拔超过 1000m 的地区，还应进行海拔的修正。

在直流线路上，雷击引起的绝缘闪络很少造成永久性损害，但在线路切除故障后再起动的过程中，线路电压要暂时下跌。另外，在直流工作电压和雷电流造成的塔顶电位可比时，线路遭受负极性雷电流的机会又多，所以在一条双极线路受雷击时，正极性导线的绝缘容易发生闪络，这对负极性导线也是一种保护。尽管直流线路在防雷上有上述长处，但是高压直流线路的基本防雷措施还是架设地线和敷设电阻数值较小的接地装置。在接近换流站的一段直流线路上（1~

2km），需要加强地线的保护作用，这是换流站的防雷保护所要求的。

2 直流电缆线路

2.1 直流电缆应用场合与发展概况

随着高压直流输电的飞速发展，特别是跨海峡等水下直流输电工程的兴建以及大城市供电亟待解决线路走廊和城市美观等问题，使得直流电缆得到了广泛的应用。

高压直流电缆主要有以下几种：

(1) 胶浸实心电缆。适用于长距离海底敷设，因为它不需要供油，而且海水良好的冷却作用能避免浸渍剂的流失，这种电缆不宜做大落差的敷设。并且它的工作电位梯度只能达到 25kV/mm 左右，电缆的电压只能达到 250~300kV。

(2) 充油电缆。当线路额定电压超过 250kV 时才被广泛采用，由于近年来解决了长距离供油的问题，除了陆地上广泛采用外，也作为海底电缆。

(3) 充气电缆。有较高的绝缘强度，其工作电位梯度可达 25kV/mm 以上。适用于长距离海底敷设以及大落差敷设。电缆中的介质通常选用高密度浸渍纸再充以压缩氮气组成，但由于电缆内的压缩气体对电缆及其附件的密封性和机械强度提出了很高的要求，所以这种电缆目前还没有被广泛采用。

(4) 挤压聚乙烯电缆。结构简单而坚固，比较适宜作为海底电缆。但按其直流耐压能力来看，工作电压只能达到 200kV 左右。

表 6.12-14 列出了国外部分直流电缆线路概况。

表 6.12-14 国外部分直流电缆线路概况

敷设地点	敷设年代	额定电压 (kV)	传输容量 (MW)	电缆形式	线路长度 (km)	海底最大深度 (m)	电缆主要结构参数		
							截面积 (mm <sup>2</sup> )	绝缘厚度 (mm)	工作电场强度 (kV/mm)
瑞典—哥特兰岛	1954	100	20	黏性浸渍	100×1 <sup>①</sup>	140	90	7	—
英法海峡 1	1961	±100	160	黏性浸渍	52×2 <sup>②</sup>	60	340	7.5	17
							390		
							600		
丹麦—瑞典	1965	250	250	黏性浸渍	64×1 <sup>①</sup>	86	625	16	25
				充油	23×1 <sup>①</sup>		800		
								2×310	12.4
意大利·科西嘉—撒丁岛	1965	200	200	黏性浸渍	(90+14)×2 <sup>②</sup>	450	420	11.8	25
加拿大—温哥华	1969	260	312	黏性浸渍	33	200	400	18.5	25
							650		
英国金斯诺斯	1971	±266	640	充油	82	—	800	10.3	35
丹麦—挪威	1976~1977	±250	250	黏性浸渍	130×4 <sup>③</sup>	550	800	16	23.2
北海道—本州	1979	±250	1200	充油	43.2+1.2	290	600	14.5	22.5
英法海峡 2	1986	±270	2000	黏性浸渍	55	—	4×900	—	—

注 ①×1 表示只有一条线路，即单极线路。  
②×2 表示一回直流线路。  
③×4 表示双回直流线路。

电缆电容远大于架空线路，不利于交流远距离送电，因此对于跨越海峡的输电采用直流电缆更为有利。

2.2 直流电缆技术特点

2.2.1 直流电缆结构

(1) 导电线芯。导电线芯材料一般采用铜线，其截面按

额定电流、容许压降、短路容量等因素选定。在选择芯线结构时，首要考虑发生故障后的海水渗透问题，采用压聚、焊接、涂水密封材料等堵水措施。

(2) 绝缘层。绝缘层厚度应同时满足以下方面要求：

1) 对于额定直流电压，无负荷时导体表面处的电场强度应在容许值以下。



2) 对于额定直流电压, 满负荷时外层包皮处的电场强度应在容许值以下。

3) 能耐受冲击试验电压。

4) 在额定电流下, 导体的温度应在容许值以下。

(3) 外护层。由于在金属护套和铠装上不会有感应电压, 所以直流电缆不存在护套损耗的问题, 对于护层主要是考虑机械的保护和防止腐蚀, 特别是对于海底电缆。

1) 金属护套。为了保证金属护套的可靠性和柔软性, 目前直流电缆都采用铅护套, 铅护套的厚度一般为 2.5~3.0mm, 对内压型充油或充气电缆, 还要考虑与采用的压力相适应。

2) 防蚀层。由于漏电流和以海水做回路的电流作用, 海底电缆在正常运行时, 金属护套和加强层都将受到电解腐蚀作用。通常只要加一层由塑料制成的护套, 即可防止腐蚀。但一旦塑料防蚀层受损, 就将出现局部性的急速腐蚀。近年来, 因为聚乙烯或橡胶的弹性模数较大, 能够部分地吸收作用在铅包上的机械应力, 并使应力分布得更为合理, 大多采用挤压几层聚乙烯或氯丁橡胶作为防蚀层。同时, 它防水性能好, 与铅包一起组成了双重防水密封。其次它的绝缘性能也较好, 适合于承受金属护套的暂态过电压。

3) 铠装。为了防止外来机械损伤, 根据具体情况可在防蚀层外面加钢带或钢丝铠装。海底电缆一般都采用钢丝铠装。海底电缆在敷设或打捞时, 由于电缆的自重, 使电缆受到很大的机械应力, 同时在复杂的海洋环境中, 电缆会受到海水、海洋生物等的侵蚀。

### 2.2.2 直流电缆绝缘要求

直流电缆的结构与普通交流电缆相比具有以下特点:

(1) 绝缘的工作条件比交流电缆优越得多。对直流来说, 电压有效值即电压的峰值, 在相同电压下直流电缆绝缘中的损耗比交流少得多, 因而绝缘的热不稳定性已变为次要。

(2) 交流电缆绝缘的击穿电压与电压的作用时间有关, 而直流电缆却无此问题。

表 6.12-15 列出了普通浸渍纸绝缘分别在交流和直流电压作用下其击穿电场强度与时间的关系。

表 6.12-15 普通浸渍纸绝缘在交流和直流电压作用下击穿电场强度与时间的关系

电压类型	作用时间 (min)	击穿电场强度 (kV/mm)	作用时间 (h)	击穿电场强度 (kV/mm)
直流电压	1	130	100	120
交流电压	1	45	100	19

因为在交流电压作用下, 绝缘层内不可避免地含有少量的空气, 在工频电压作用下不断被电离, 渐渐地使绝缘的质量变坏, 最终导致被击穿。在直流电压作用下, 绝缘内气隙的电离现象并不严重。虽然作用时间不同, 但它们的击穿电场强度几乎相同。

高压直流电缆不易老化, 工作寿命较长, 它能在额定直流电压下可靠地输送负荷电流。当直流输电潮流反转时, 电缆内的电流方向不变, 而电压极性改变, 因此还要求直流电缆能承受快速的电压极性转换, 此外还必须考虑内部产生的过电压。这种过电压最常见的是来自换流的暂时性故障, 它会引起瞬时振荡过电压叠加在直流电压上, 持续时间可达 1s; 在不利情况下, 其峰值可能将达到工作电压的两倍。当直流电缆与架空线路连接时, 还必须考虑大气过电压, 叠加

在正常直流电压之上。

### 2.2.3 直流电缆电场分布特点

苏联研究人员曾提出在绝缘中存在空间电荷的理论, 认为空间电荷对电场分布有很大的影响, 结果使线芯和铅包处的电场强度比只考虑按绝缘电阻计算的大一倍。日本的研究人员对直流充油电缆的空间电荷问题作了详细的试验和理论研究, 其试验结果表明: 在稳态下空间电荷对电场分布的影响可使电缆的击穿电场强度降低 30%~40%。

直流电场强度分布在不考虑空间电荷的情况下是受绝缘电阻系数的控制。电缆的绝缘电阻系数是随着温度的变化而变化, 而且与所加电压有关。因此, 在计算电场强度分布时必须考虑温度和电压的影响。

在恒定的电压下直流电缆的电场强度分布是随负荷的大小而变化的。当没有负荷时, 绝缘层中没有温差, 即整个绝缘处于同样的温度, 此时电场强度分布与在交流电压下的情况相同。当有负荷时, 在接近导体处, 由于温度较高, 绝缘电阻系数较低, 电场强度就相应地减小, 反之, 在靠近金属护套处, 由于绝缘电阻系数较高, 电场强度就增大。由于绝缘中的电场强度分布决定于温度分布, 因此在设计直流电缆时不仅必须考虑电缆最高运行温度, 而且还要考虑整个绝缘层的温度分布, 因为在负荷条件下, 绝缘层内的最大电场强度与温度有关。

直流电缆与交流电缆不同的另一特点是, 绝缘必须能承受快速的极性转换。在带负荷情况下极性转换实际上会引起电缆绝缘内部电场强度的增加, 通常可达 50%~70%。

### 2.2.4 直流电缆绝缘特性

电缆在直流电压作用下, 与在交流电压作用下的绝缘特性有显著不同, 其主要表现在以下方面。

(1) 电场分布不同。当电缆的绝缘层承受工频交流电压时, 它的电场强度按介电系数成反比分配。当绝缘材料承受直流电压时, 它的电场强度按绝缘电阻系数成正比分配。

在一般工作温度下, 绝缘材料的介电常数可认为是与温度无关的常数。因此在交流电压作用下, 电缆绝缘层中的电场分布几乎不受温度分布的影响。绝缘电阻系数在直流电压作用下一般随温度成指数变化, 温度分布的改变, 就会使电场分布大大地改变。因而直流电缆绝缘层中电场分布比交流电缆的复杂得多。

(2) 击穿电场强度不同。长期工频电压作用下, 绝缘击穿电场强度随电压作用时间增长而下降, 这主要是在绝缘材料内部产生了局部放电所致, 如发生局部放电, 每半个周波至少放电一次。而在直流电压作用下, 大约要隔几秒甚至几十秒才发生一次局部放电。表 6.12-16 列出了不同浸渍剂的浸渍纸电缆直流击穿电场强度与时间关系的试验结果。从表 6.12-16 可以看出, 直流击穿场强与浸渍剂黏度有关, 黏度高时, 直流击穿电场强度数值与冲击击穿电场强度几乎相等。

表 6.12-16 浸渍纸电缆直流击穿电场强度与时间关系

击穿电场强度 (kV/mm) 绝缘种类	作用时间 (min)				
	1.0	10	100	1000	∞ (外推)
黏性浸渍纸绝缘	152	145	141	138	138
低黏性浸渍纸绝缘	123	121	118	117	115

### 2.2.5 直流电缆工作电场强度

试验表明, 浸渍纸绝缘的直流击穿电场强度几乎与它的冲击击穿电场强度等值, 即达 90~100kV/mm 以上。对于



长期温度变化和多次循环的黏性浸渍纸绝缘电缆,其击穿电场强度有所下降,最严重的情况可能在 55kV/mm 下发生击穿。目前黏性浸渍纸绝缘电缆的最大工作场强一般选取在 25~30kV/mm 范围内。对于充气电缆,一般选用较高的数值;而对于充油电缆,由于消除了局部放电,可长期保持击穿电场强度在 100kV/mm,它的最大工作电场强度一般取 30~45kV/mm。

选定直流电缆工作电场强度时,还应考虑过电压和负荷变化对其绝缘性能的影响。直流输电系统的内部过电压一般为 1.7~2 倍,经试验和研究表明,在各种不同绝缘的直流电缆中,充油电缆的内过电压击穿电场强度将达 100kV/mm 左右,充气和黏性浸渍纸绝缘电缆的击穿电场强度将达 70~80kV/mm。例如,对于黏性浸渍纸绝缘电缆,当突然切断负荷时,线芯温度降低,会使电缆内部压力降低,致使绝缘击穿电场强度降低 40% 左右。对于充油、充气电缆,就不会有此现象,因此有人认为黏性浸渍纸绝缘不宜用于工作电压大于 550kV 的直流电缆。

### 3 直流接地极引线

#### 3.1 直流接地极引线利用大地回路的优点

接地极引线是将直流电流引入大地的线路,利用大地(或海水)作为廉价和低损耗回路。直流输电线路利用大地为回路的优点是:

(1) 与同样长度的金属回路相比较,大地回路具有较低的电阻和相应低的功率损耗。

(2) 对于双极直流输电系统,利用大地为回路,可以根据输送容量的要求进行分期建设。第一期可以先按具有一极金属线及大地回路的单极直流输电系统运行,第二期再架设一极金属线,使其最终成为双极直流输电系统。

(3) 在双极直流输电系统中,当一极导线或一极换流器停止工作时,仍可利用另一极和大地回路输送 1/2 容量的电能。

#### 3.2 接地极引线绝缘水平

##### 3.2.1 线路电压

在正常运行情况下,加在接地极线路上的电压是入地电流在接地极及其线路上形成的压降。在双极对称运行情况下,入地电流小于额定电流的 1%,当双极不对称运行时,入地电流为两极电流之差值,线路上的电压仍非常低;在单极额定电流运行情况下,线路上的电压仅为数千伏,并且沿线的电压是呈线性递减的,在换流站出线端电压最高。天生桥—广州±500kV 直流输电工程按推荐的导线及系统运行情况,分别对天生桥侧和广州侧接地极线路上可能出现最高电压进行了计算,天生桥侧接地极线路上电压分布如图 6.12-3 所示,图中  $l$  为线路长度,约 53km;  $l_0$  为离开接地极的距离,km。

一般导线对称地布置在杆塔两侧,当雷击杆塔时,仅考虑一侧导线对地间隙被击穿,当间隙小于临界间隙时,雷击点间隙在直流电压的作用下,将建立起稳定的电弧,部分直流电流在雷击点通过杆塔入地,其值可由式 (6.12-21) 计算,此时雷击点电压等于  $I_0$  乘以  $R_g$

$$I_0 = \frac{2R_c + k_0 R}{2(R_g + R_c) + k_0(2 - k_0)R} I_d \quad (6.12-21)$$

式中:  $I_0$  为流过雷击点的直流续流, A;  $I_d$  为流过接地极的入地电流, A;  $R$  为单侧导线电阻,  $\Omega$ ;  $R_c$  为接地极接地电阻,

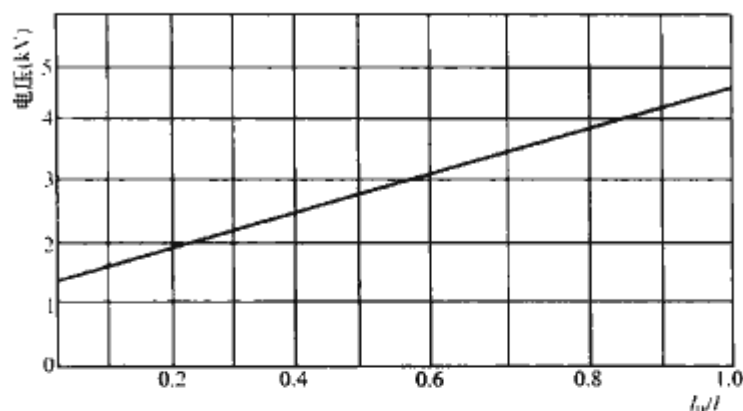


图 6.12-3 接地极引线上电压分布图

$\Omega$ ;  $R_g$  为杆塔接地电阻,  $\Omega$ ;  $k_0$  为系数,  $k_0 = l_0/l$ 。

##### 3.2.2 熄弧间隙

熄弧间隙与招弧角形状、布置方向和直流续流有密切关系,试验研究结果表明:招弧角水平布置较垂直布置熄弧能力强很多;弧型招弧角较棒型招弧角熄弧能力强;建弧点处直流续流越大,熄弧间隙就越大;熄弧间隙越大,在某种意义上讲就意味着所需绝缘子片数越多。

对同一工程而言,不同地点的雷击电压是不同的,即要求临界熄弧间隙不同,因此在招弧角设计中,应考虑间隙能调节。

##### 3.3 绝缘子片数

就电气特性而言,由于线路上电压很低,不足 10kV,仅用 1 片绝缘子就足够了,但考虑出现零值绝缘子的可能性,从工作电压方面考虑,线路绝缘子不宜低于 2 片。国内外直流输电工程的接地极线路运行经验表明,威胁线路绝缘安全的主要因素是来自雷击后的续流,因此必须加装招弧角来保护绝缘子。为了使招弧角起到保护绝缘子的作用,同时又能拉断续流(灭弧),招弧角间隙应该大于临界熄弧间隙,同时又要小于绝缘子串与杆塔配合间隙。因此,从防雷保护角度上讲,线路首端推荐采用 3 片绝缘子,如果有必要的话,个别地方也可采用 4 片。

##### 3.4 带电部分与杆塔构件、拉线的最小间隙

在大气条件下带电部分与杆塔构件的间隙设计,应该与招弧角间隙相配合,保证放电发生在招弧角上而不在导线与杆塔构件间隙上,带电体与杆塔构件间隙必须不小于招弧角间隙。考虑到绝缘子串是摆动的,带电部分与杆塔构件间将出现的最小间隙概率会较小,故在大气条件下其间隙按与招弧角间隙相同来考虑,即间隙取 0.45m。

##### 3.5 接地极引线导线截面选择

在单极运行时,通过接地极线路的最大电流和直流输电线路相同,因此选用与直流线路相同型号的导线完全能满足要求,但接地极引线有以下特点:

(1) 运行电压低,其线路电压只是入地电流在导线电阻及接地极电阻上引起的压降。

(2) 一般情况,接地极及引线仅作为固定换流站中性点电位用,流过引线电流仅为额定电流的 1%。接地极只是在线路投运初期单极运行,运行时间短,或者双极投运后一极发生故障检修时才投入单极运行。

(3) 接地极引线距离较短,一般仅几十千米。

综合考虑上述各种情况,接地极线路导线截面的选择不按常用的经济电流密度来考虑,也不必校验电晕条件,只



需按最严重的运行方式来校验热稳定条件。

### 3.6 接地极引线设计原则

#### 3.6.1 气象条件

为保证线路运行安全,气象条件按 110~220kV 送电线标准进行选择,最大设计风速不应低于 25m/s。

#### 3.6.2 防雷保护

根据 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》规定,35kV 及以下的线路,一般不沿全线架设地线。架设地线后,除引导直击雷入地外,在雷击时还增加了导线的耦合系数,可提高耐雷水平。即使跳闸率不一定明显下降,但绝缘子遭受破坏的几率会减小,危害换流站设备(尽管换流站装设了防雷装置)的几率也会减小。对于接地极引线,其重要性远非一般 35kV 线路可比,增设地线投资并不多,因此沿全线架设一根地线,保护角不大于  $30^\circ$ ,基本上能起到防雷保护作用。

#### 3.6.3 杆塔

从杆塔受力情况来考虑,杆塔均采用十字型,一根避雷线挂在塔顶,导线分挂在杆塔两侧,呈水平排列,水平线距一般受导线在档距中央的接近距离所限制,依档距大小,线

距一般控制在 3.5~5m 之间。当接地极引线采用单导线时,导线布置在杆塔一侧;当接地极线用多根导线并联运行时,由于各导线间无电压,不存在相间问题。因此,多根导线可合在一起成为分裂导线布置,也可以在塔顶上对称分开布置,在使用性能上两种布置是一样的,采用哪一种布置需根据实际情况来决定。

由于导线机械荷载较大,所用杆塔均为钢结构。在地电流场作用下,直流地电流可能从一个塔脚流进(出),从另一个塔脚流出(进);也可能通过非绝缘的地线,从一个塔流进(出),从另一个塔流出(进),在电流流出的地方形成电腐蚀。为了防止直流地电流对极址附近杆塔基础造成电腐蚀,一般可采用下列技术措施:

(1) 将离开接地极约 10km 一段线路的地线用绝缘子对地绝缘,避免直流地电流在地线上流动。

(2) 用沥青浸渍的玻璃布,将离开接地极址 2~3km 范围内的杆塔基础,完全包缠绝缘起来,以防止或减少地电流在塔脚间流动。

(3) 对于紧靠近接地极址杆塔,在塔脚处垫一块玻璃钢板,在每个地脚螺栓出口处,套上合适的玻璃钢套管,使杆塔对基础绝缘,阻止地电流流向杆塔。

## 第 13 章 直 流 接 地 极

### 1 直流接地极要求

#### 1.1 接地极的作用

目前世界上已投入运行的高压直流输电系统,绝大多数是两端直流输电系统。两端直流输电系统按接地点个数分为不接地、单端接地和双端接地三种形式。不接地和单端接地的系统中,接地极作用为钳制中性点电位;双端接地的直流系统,接地极不仅起钳制中性点电位的作用,还为直流电流提供通路,故在设计中有特殊要求。双端接地的直流输电系统出现地中电流的运行方式有以下四种。

##### 1.1.1 单极大地回线运行方式

出现此种运行方式有两种情况:

(1) 单极大地回线接地方式的系统只能采取这种运行方式,流过接地极的电流等于系统运行电流。

(2) 在双极双端接地的直流输电系统建设初期,或当一极故障退出运行时,系统可处于此种方式运行,流过接地极的电流等于线路上的运行电流。

##### 1.1.2 双极对称运行方式

对于双极两端接地的系统,当双极对称运行时,在理想的情况下,正负两极的电流相等,地中无电流。然而在实际运行中,两极的电流不是绝对相等的,有不平衡电流流过接地极,通常要求其小于额定直流电流的 1%。当任意极输电线路或换流阀发生故障时,大地回路中的故障电流与故障极上的电流相同。

##### 1.1.3 双极不对称运行方式

双极电流不对称运行方式,正负两极中的电流不相等,流经接地极的电流为两极电流的差值。双极电压不对称方式,如果保持两极电流相等(此时两极的输送功率不等),仍可保持接地极中的电流小于直流额定电流的 1%。

##### 1.1.4 同极并联大地回线运行方式

同极并联运行是将两个或更多的同极性电极并联,以大地为回线的运行方式。该系统流过接地极的电流等于流过线路上电流的总和。

#### 1.2 接地极的运行效应

大地回线的运行方式中,有强大的直流电流持续地、长时间地流过接地极,由此产生的效应可分为电磁效应、热力效应和电化效应三类。

##### 1.2.1 电磁效应

当强大的直流电流流经大地时,在极址土壤中形成一个恒定的直流电流场,并伴随着出现大地电位升高、地面跨步电压和接触电势等。这种电磁效应可能会带来以下影响:

(1) 直流电流场会改变接地极附近大地磁场,可使依靠大地磁场工作的设施(如指南针)在极址附近受到影响。

(2) 大地电位升高,可能会对极址附近地下金属管道、铠装电缆、具有接地系统的电气设施(尤其是电力系统)等产生负面影响。

(3) 极址附近地面出现跨步电压和接触电势,可能会影

响到人畜安全。

(4) 接地极引线通过换流器产生的 12 倍数的谐波电流,形成交变磁场,将干扰通信信号系统。为减少接地极架空线路上的谐波电流对通信系统的电磁干扰,其最有效的方法之一是使架空线路远离通信线路。

(5) 当地中电流达数千安时,可能有部分电流从接地极附近的变压器中性点流入,经过交流输电线路,从远方某变压器中性点流出。这部分流经变压器中性点的直流电流会造成变压器直流偏磁,影响其运行性能。目前国内外限制变压器中性点直流偏磁的方法主要表现为阻隔流过变压器中性点的直流电流。具体方法有:中性点串联电阻、中性点串联电容和线路串联电容法。另外有些新方法还在研究中,如通过在地网中注入补偿直流电流来降低两变电站地网间的直流电位差,从而抑制直流偏磁。

##### 1.2.2 热力效应

在直流电流的作用下,电极温度将升高。当温度升高到一定程度时,土壤中的水分将被蒸发掉,土壤的导电性能将会变差,电极将出现热不稳定现象,严重时可使土壤烧结成几乎不导电的玻璃状体,使电极丧失运行功能。影响电极温升的主要土壤参数有土壤电阻率、热导率、热容率和湿度等。对于陆地(含海岸)电极,极址土壤有良好的导电和导热性能,有较大的热容系数和足够的湿度,这样才能保证接地极在运行中有良好的热稳定性能。接地极的端部效应会加剧端部发热,故在设计时应尽量减小端部效应。

##### 1.2.3 电化效应

当直流电流通过电解液时,在电极上便产生氧化还原反应,电解液中的正离子移向阴极,在阴极与电子结合而进行还原反应;负离子移向阳极,在阳极给出电子而进行氧化反应。大地中的水和盐类物质相当于电解液,当直流电流通过大地返回时,在阳极上产生氧化反应,使电极发生电腐蚀。电腐蚀不仅仅发生在电极上,也同样发生在埋在极址附近的地下金属设施的一端和电力系统接地网上。

此外,在电场的作用下,靠近电极附近土壤中的盐类物质可能被电解,形成自由离子。譬如在沿海地区,土壤中含有丰富的钠盐(NaCl),可电解成钠离子和氯离子。这些自由离子在一定的程度上将影响到电极的运行性能。例如我国葛洲坝—上海直流输电系统南桥接地极发生故障,地下水中 NaCl 含量高是重要原因之一。

#### 1.3 接地极极址的要求

根据接地极运行时所表现的特性,并考虑到接地极运行特性和地中电流分布情况,极址一般应具备以下条件:

(1) 距离换流站要有一定距离,但不宜过远,通常在 10~50km 之间。极址对重要的交流变电站也要有足够的距离,一般应大于 10km。

(2) 有宽阔且导电性能良好(土壤电阻率低)的大地散流区,特别是在极址附近范围内,土壤电阻率应在  $100\Omega \cdot \text{m}$  以下。

(3) 土壤应有足够的水分,即使在大电流长时间运行的



情况下，土壤也应保持潮湿。表层（靠近电极）的土壤应有较好的热特性（热导率和热容率高）。

（4）附近无复杂和重要的地下金属设施，无或具有尽可能少的接地电气（如电力、通信）设备系统，以免造成地下金属设施被腐蚀或增加防腐措施的困难，避免或减小对接地电气设备系统带来的不良影响和投资。

（5）接地极埋设处的地面应该平坦。

（6）接地极引线走线方便，造价经济。

## 2 直流接地极材料

接地极材料包括接地极散流（馈电）材料和活性填充材料，散流材料的作用是将电流导入大地；活性填充材料的主要作用是保护馈电材料，提高接地极使用寿命，改善接地极发热特性。活性填充材料一般仅用于陆地电极和海岸电极。

### 2.1 馈电材料

#### 2.1.1 对馈电材料的一般要求

接地极馈电材料一般要求导电性能好，耐腐蚀性强，施工方便，来源广泛，综合经济性能好，并且无毒、污染小。

接地极馈电材料通过电流时，电流在土壤或海水中的流动主要靠电解质来完成，由于这一工况如正负极置于电解槽中，因此对接地极材料的耐电腐蚀性有特殊要求。阳极金属材料失去电子，被电解成离子状态从阳极进入介质。电极在阳极状态下失去物质的质量服从法拉第定律，数学表达式为

$$M = CIt \quad (6.13-1)$$

式中： $M$  为失去物质的质量； $C$  为与物质性质有关系的常数，称为损耗率或腐蚀率； $I$  为流出电流； $t$  为时间。

#### 2.1.2 接地装置的腐蚀环境

接地装置的腐蚀环境主要有大气腐蚀、土壤腐蚀和海水腐蚀三种。大气腐蚀主要是接地引下线和电缆沟内的均压带；土壤腐蚀和海水腐蚀主要是针对接地体本体。

大气腐蚀是一种液膜下的电化学腐蚀，大气中的水是决定大气腐蚀速度和历程的主要因素。

土壤腐蚀也是电化学腐蚀，土壤中含有水分、盐类和氧。大多数土壤是中性的，但有些土壤是碱性的， $\text{pH}$  值为  $7.5 \sim 9.5$ ，也有一些是酸性土壤和沼泽土， $\text{pH}$  值为  $3 \sim 6$ 。土壤的物理性质、化学性质、直接影响着土壤的腐蚀过程和特点。土壤的组成和性质的复杂多变性使不同的土壤腐蚀性相差很大。

海水腐蚀也主要是电化学腐蚀。海水是一种含有多种盐类的腐蚀性介质，盐总量为  $3.5\% \sim 3.7\%$ ，主要成分是  $\text{NaCl}$ 。海水中的  $\text{Cl}^-$  和氧是影响海水腐蚀的主要因素。

#### 2.1.3 土壤特性对接地极腐蚀速度的影响

土壤是具有固、液、气三相毛细管的多孔性胶质体，土壤中的水含有一定的盐或其他电解质，因而具有离子导电性，不同土壤的吸水性、含盐量、微生物等情况千差万别，腐蚀性差别很大。土壤的电化学特性取决于接地装置所在地的地理位置，如水文土质、气候条件等，还与当地的生产活动环境有关，如酸雨、化工排弃物、杂散电流的影响等。若土壤腐蚀性强，特别是偏酸性土壤、风化石土壤和砂质土壤，最容易发生析氢腐蚀和吸氧腐蚀。

（1）含水量和含氧量。含水量和含氧量是土壤腐蚀性能的关键因素。当含水量较小时，在金属表面不易形成水膜，故腐蚀较小。腐蚀性随含水量增大而增大，当含水量大到一定程度时，金属腐蚀速度达到最大值。之后随含水量进一步增大，腐蚀速度反而降低。这是因为腐蚀过程需要氧气，在

土壤被水饱和后，氧只能通过很长的途径扩散到金属表面，从而使腐蚀速度变慢。土壤的吸水性因土质而异，故对应于腐蚀最大值时的含水量也因土质而异。含氧量取决于土壤的透气性，即与土质、土壤团粒结构有关，可通过测量“氧化还原电位”来判断土壤的含氧量，电位值越高，表明氧化性物质含量越高。

（2） $\text{pH}$  值和含盐量。 $\text{pH}$  值是反映土壤酸碱性的指标， $\text{pH}$  值偏离 7 越大，腐蚀性越强，而酸性土壤的腐蚀性较强。土壤中含有各种盐类，它不仅对土壤的  $\text{pH}$  值有影响，而且有的腐蚀性很强，其中最有害的是氯离子，它破坏金属钝化膜，硫酸盐是硫酸根还原菌起腐蚀破坏作用的基础。

（3）土壤电阻率。土壤的电阻率越小，腐蚀电池的电流就越大，同时也意味着土壤湿度和可溶性盐类的含量较高，对接地装置的腐蚀性较大。土壤电阻率是综合反映含水量和含盐量指标之一。

（4）微生物的影响。土壤中总有微生物存在，微生物以不同的方式参与腐蚀反应，主要有以下 3 种方式：

1) 在代谢过程直接参与氧化腐蚀，如厌氧菌。

2) 在代谢过程产生酸性环境，如厌氧的硫酸盐还原菌，能将硫酸盐还原成  $\text{H}_2\text{S}$ ，使阴极反应过程中氢极化加强，从而加速腐蚀作用。

3) 细菌在金属局部表面产生沉积物，使金属局部与其他部位形成电位差，产生电化学腐蚀。

（5）土壤电化学特性不均匀。土壤特性不均匀会形成宏腐蚀电池，对于垂直接地体，如入地引下线，由于上、下部分含水量、 $\text{pH}$  值和含氧量不同，会形成浓差电池和氧浓差电池，尤其是土壤与空气接界的部分最易被腐蚀。对于较长的水平接地体，可能遇到两种不同特性的土壤，或遇到土壤特性不均匀的情况，如施工中回填土的土源不同也会形成宏腐蚀电池。

（6）杂散电流。大地中杂散电流引起腐蚀的机理与电解池类似，属于电化学腐蚀。其中直流杂散电流腐蚀量大，排流点的腐蚀破坏严重；交流杂散电流则使金属的某一部分发生阳极溶解（即有电流流出的部分金属被腐蚀）。此外，交流杂散电流的电位叠加在原来的腐蚀电池上，可使腐蚀加剧、集中。接地网的杂散电流大部分来自电气装置自身，它又可能对邻近的其他地中金属造成腐蚀。这些自身的腐蚀源在工程设计和运行中应当考虑。

#### 2.1.4 常用馈电材料的腐蚀特性

直流输电接地极中的馈电材料有铁（钢）、石墨、高硅铸铁、高硅铬铁、铁铜体和铜等。

（1）铁（钢）。碳钢分为低碳钢（含碳量  $< 0.25\%$ ）、中碳钢（含碳量为  $0.25\% \sim 0.6\%$ ）和高碳钢（含碳量  $> 0.6\%$ ）三种。碳钢直接放在土壤中，平均电腐蚀率约  $9\text{kg}/(\text{A} \cdot \text{年})$ ；碳钢碳含量低，抗电解腐蚀性能较强，但差别并不十分明显。武汉高压研究院用四种不同材料和形状的钢铁做腐蚀试验，得出的结果见表 6.13-1。

表 6.13-1 不同形式钢铁腐蚀试验结果

材料名称	含碳量 (%)	形状	尺寸 (mm)	损耗率 [ $\text{kg}/(\text{A} \cdot \text{年})$ ]	备注
中碳钢	0.35	圆柱体	$\phi 10$ $L=70$	9.29	$L$ 为有效长度
低碳钢	0.12~0.16	圆柱体	$\phi 10$ $L=70$	7.71	
生铁	2.0	圆柱体	$\phi 10$ $L=70$	8.06	
低碳钢	0.15	扁形	$4 \times 24$ $L=43$	7.18	



以上结果表明,在完全相同的条件下,三种材料的损耗率相差不太大,都在  $7\sim 9\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$  左右,扁钢的损耗率略低于圆钢。

碳钢放在焦炭中时,电腐蚀明显低于  $9\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ,但含水量增加腐蚀率也增加,特别是若地下水中含丰富导电物质,如  $\text{NaCl}$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  等,则附设焦炭床结构的钢棒电解速率将大大增加。此外,随着含盐量的增加,碳钢的电解速率也明显增大。

碳钢放在土壤或海水中时,土壤(海水)中含氧量越高,腐蚀速度越快。

(2) 石墨。石墨是惰性材料,是由焦炭在  $2000\sim 4000^\circ\text{C}$  烧结而成。其导电和导热性能更接近金属,电解速率很小,适合做直流阳极。在早期直流输电工程的海岸和海水接地极中广泛应用。石墨的损耗率一般比碳钢要低很多,甚至达一个数量级。武汉高压研究院对几种不同厂家生产的石墨进行了腐蚀试验,结果见表 6.13-2。

表 6.13-2 石墨腐蚀试验结果

材料名称	含碳量	形状	尺寸 (mm)	损耗率 [ $\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ]	备注
高纯石墨	厂家对配方保密,但均称含碳量大于 99%	圆柱体	$\phi 31$ $L=95.3$	1.18	$L$ 为有效长度
高纯石墨		圆柱体	$\phi 32$ $L=91.5$	1.19	
高纯石墨		圆柱体	$\phi 32$ $L=41.7$	0.82	
电化石墨		圆柱体	$\phi 32$ $L=91.5$	1.19	

石墨具有松散的层状结构,气体容易渗入石墨的层状结构内,破坏层间较弱的结合,使石墨变成疏松的粉状物质而溶解。为阻止  $\text{O}_2$  的侵入,可用合成树脂浸渍石墨电极,使合成树脂在石墨的微孔中固化。阳极析出  $\text{Cl}_2$  对合成树脂浸渍有破坏作用,使石墨点蚀而溶解。在海岸和海水环境中,石墨电极的寿命取决于浸渍剂保护作用时间的长短,因而限制了这种材料的使用。

(3) 高硅铸铁与高硅铬铁。目前,在阴极保护业中,国内外基本上都用高硅铸铁替代石墨电极,因为高硅铸铁也是一种理想阳极材料,且抗腐蚀性优于石墨电极。

高硅铸铁是一种含硅量很高的铁硅合金,高硅铬铁在高硅铸铁成分基础上添加了 4.5% 左右的铬。高硅铸铁和高硅铬铁电极的基本成分见表 6.13-3。

表 6.13-3 高硅铸铁和高硅铬铁电极的基本成分

化学成分	高硅铸铁 (%)	高硅铬铁 (%)	化学成分	高硅铸铁 (%)	高硅铬铁 (%)
Si	14.25~15.25	14.25~15.25	S	0.1	0.1
Mn	$<0.5$	$\leq 0.5$	Cr	0	4~5
C	$<1.4$	$<1.4$	Fe	余量	余量
P	$<0.25$	$<0.25$			

高硅铸铁铸件表面很容易氧化成一层致密的  $\text{SiO}_2$  薄膜,产生钝化,从而阻碍腐蚀的进一步发展,故具有较强的抗腐蚀性。高硅铸铁的抗腐蚀能力,随合金中含硅量的增加而增强,但其脆性也增加,通常把高硅铸铁中含硅量控制为 14.5% 左右。增加高硅铸铁中的含碳量,可以提高合金的机械和加工性能,但同时会产生石墨的漂浮现象,形成“石墨巢”,从而降低其抗腐蚀性能。

高硅铸铁在国内的阴极保护业中已有多年成功的应用,

在没有焦炭回填料的情况下,也成功地被用作阳极材料,在淡水中电解速率一般在  $0.2\sim 1\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ 。武汉高压研究院对天津钢铁研究所的高硅铸铁试品做了腐蚀试验,得出损耗率为  $0.23\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ 。

高硅铸铁在有卤素气体(特别是氯气)生成的环境中应用时,卤素气体会浸入破坏  $\text{SiO}_2$  晶体,使铸铁表面产生点蚀现象,加速高硅铸铁电极的腐蚀且不均匀,这阻碍了它在海水中和其他一些场合的应用。在原高硅铸铁成分的基础上添加 4.5% 左右的铬,制成高硅铬铁,可使其在海水中的腐蚀性能得到改善。

据美国 HARCO 公司阴极保护产品样本介绍,高硅铬铁阳极的电解速率随电流密度增加而增加,而在海水中还与埋设方式有关,其试验结果见表 6.13-4。

表 6.13-4 海水中高硅铬铁电腐蚀(试验)特性

电流密度 ( $\text{A}/\text{m}^2$ )	使用时间 (年)	电解速率 [ $\text{kA}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ]	设置状况
11	1.95	0.308	悬挂
8.5	2.77	0.689	埋藏在泥浆中
26	1.95	0.467	悬挂
23.5	2.77	0.939	埋藏

将阳极悬挂在海水中或支撑在海底上可以使产生的氯气很快地扩散,避免腐蚀的增加。高硅铸铁和高硅铬铁电极在国外直流输电工程中应用广泛。

(4) 铁氧体电极。铁氧体电极是近几年研制出的新一代电极材料,其腐蚀特性优于高硅类电极,在阴极保护业中得到了推广应用。铁氧体的晶体结构属尖晶石型,为立方晶系,分子式可用  $\text{MFe}_2\text{O}_4$  或  $\text{MOFe}_2\text{O}_3$  表示,  $\text{M}$  为  $\text{Fe}^{2+}$ 、 $\text{Ni}^{2+}$ 、 $\text{Co}^{2+}$ 、 $\text{Cu}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Zn}^{2+}$  中的一种或几种。铁氧体电极基本属于不溶性材料,在海水中的电解速率小于  $1\text{g}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ,经实测美国 BAC 铁氧体电极在海水中的电解速率为  $875\text{mg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ 。据 BAC 铁氧体电极样本介绍,在含 3% 的  $\text{NaCl}$  的土壤中,其电解速率为  $10\text{g}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ,基本上不随散流密度变化而变化。

铁氧体电极内游离的  $\text{Fe}^{2+}$  越多,导电性能越好,体积电阻率越低,但其电解腐蚀速率较高,一般电阻率控制在  $10^{-3}\sim 10^{-5}\Omega\cdot\text{m}$  范围内。

由于铁氧体电极电解损耗小,所以电极产品尺寸相对较小,其典型产品尺寸为:长 880mm,有效长度 720mm,直径  $\phi 60\text{mm}$ 。但其体积电阻率比高硅铸铁大,所以陆地电极回填料仍按原尺寸,在海水中则不受限制。

(5) 铜。铜电解速率的理论计算值为  $10.46\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ,比铁略大。在同一土壤、同一电流密度下实测,铜的电解速率为  $7.008\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$ ,比铁电解速率  $6.789\text{kg}/(\text{A}\cdot\text{年})$  略大。铜的价格是铁的几十倍,且铜进入土壤后会污染地下水,故不宜做接地阳极使用。铜对海水的电化腐蚀有很好的钝化作用,裸铜适合做接地阴极。

虽然铜在自然腐蚀情况下比钢铁的抗腐蚀特性优越,但它在高电流密度作用下,电解腐蚀的速度与铁相近,在海水中甚至比铁还高,因此铜只有在电极使用得很少(大部分时间是自然腐蚀)和电流密度很小(限制运行方式)的情况下才使用,特别是在土壤含盐量高的地方。

在天生桥—广州和三峡—常州直流输电工程中,经过先后对国产材料的腐蚀特性做了大量试验研究,其结果与国外同类材料试验结果没有明显的差异,试验结果见表 6.13-5。



表 6.13-5 不同材料放置在土壤和焦炭中的腐蚀率 kg/（A·年）

材料名称	置于土壤中		放置在不同湿度的焦炭中（试验值）			
	理论值	试验值	5%	10%	20%	30%
铁（钢）	9.1	7~10	0.114	0.286	2.850	3.945
石墨		0.8~1.2	0.011	0.028	0.031	0.048
高硅铸铁		0.2~3	0.03	0.048	0.06	0.081
铜	10.4	8~11	0.009 5	0.03	0.049	0.234
高硅铬铁	0.3~1.0（放置在海水中）					
铁氧体	0.001（放置在海水中）					

## 2.2 活性填充材料

在接地极馈电导体外用导电回填料填充可以降低馈电材

表 6.13-6 煅烧石油焦炭典型技术条件

物 理 特 性				网 格 尺 寸 (cm)				化 学 成 分 (%)						
电阻率 ( $\Omega \cdot m$ ) (在 1100kg/m <sup>3</sup> 以下)	容重 (kg/m <sup>3</sup> )	密度 (kg/m <sup>3</sup> )	空隙率 (%)	13×25	25×40	40×80	80	湿度	挥发性	灰尘	硫	铁	硅	炭
				颗粒成分 (%)										
<0.5	1040~1150	2×10 <sup>-3</sup>	45~55	5~7	15~20	30~35	50~38	≤0.1	≤0.7	≤2	≤1	≤0.04	≤0.06	≥95

电流流过焦炭，将使焦炭发热，部分氧化产生损耗。焦炭的损耗速率一般为0.5~1kg/（A·年），损耗速率取决于焦炭表面的电流密度。焦炭颗粒状接触为点接触，点接触处发热首先被氧化成不导电的灰分；散流金属与焦炭的电子导电特征部分被破坏，由离子导电代替，散流金属的电解腐蚀随之增加。

焦炭湿度对金属材料的损耗率有影响，湿度越大损耗率就越大。当湿度大于30%时，对于钢材而言，焦炭相当于没有保护作用。而对高硅铸铁和石墨而言，焦炭湿度的影响不是很大。

## 2.3 工程实际问题

由于电极形状不同、极址条件不同等原因，直流接地极在实际运行中会出现一些特殊问题，主要包括以下方面。

### 2.3.1 端部效应

在大地土壤电阻率分布各向均匀的情况下，除圆（球）形布置外，其他布置形式的接地极外缘端部溢流密度（单位长度电极泻入地中的电流，又称线电流密度）明显高出其他部位，这一现象称为端部效应。端部溢流密度大，腐蚀严重，并影响地表电位分布以及土壤热稳定性。设计时应尽量把电极布置成回环，或在端部增加屏蔽电极。

### 2.3.2 堆积效应

由于接地极馈电材料有电阻，其上通过电流时，接地极上各点电位不同，溢流密度也不同。当入流点位置少或不合适时，入流点溢流密度大于其他地方，这种现象称为堆积效应。堆积程度与馈电材料电阻率成正比，与土壤电阻率成反比。通过增加入流点数、选择合适入流位置，可以减小接地极上电位差，从而降低堆积效应。

### 2.3.3 气阻效应

井式接地极（特别是深井接地极）电解产生的气体排出困难，气体积聚在接地极周围会增大接地电阻，加重接地极发热，这种现象称为气阻效应。气阻效应严重时会导致热不稳定现象发生。气阻问题是深井接地极的一大难题，国内已

料的腐蚀率，降低接地极和土壤交界面处的电流密度，限制土壤电渗透，改善发热特性。迄今为止，除了海水电极以外，所有陆地和海岸接地极都使用了导电回填料。

焦炭碎屑是目前成功用于接地极的唯一填充材料。焦炭分为煤焦炭和石油焦炭两类，前者是烟煤干馏的产物；后者是在精炼石油的裂化过程中留下来的固体残留物，且要经过煅烧以降低电阻率。煅烧后的焦炭是成块的，用作接地极时必须捣碎；焦炭碎屑按定义要通过3/4in的网孔，主要是在4~20号筛孔的范围内，并有20%的细屑。

煤焦炭含碳量一般在70%~90%，含硫量达到6%以上；石油焦炭含碳量一般达到95%以上，含硫量1%以下。含碳量高则电导率高，含硫量低则环境的污染小。故从技术上讲，选石油焦炭更合适，实际上一般也用煅烧后的石油焦炭作回填材料，但其价格较贵。用于直流接地极回填料的石油焦炭典型技术条件见表6.13-6。

有数个100m左右的深井阳极因气阻不能正常工作而报废。垂直接地极深度超过10m时会设置排气管，但排气管可能发生堵塞而导致不能顺利排气。国外有用高压空气冲洗排气管堵塞的方法，但效果不理想；国内将深井阳极分段，各段气体聚积在该段封闭排气室内，然后从公共排气管排出，避免各段相互干扰，该方法效果较好。

### 2.3.4 接地极分段

为了便于维修和更换损坏的电极，接地极应分成若干段。接地极分段导致电流分配发生畸变，使断开点溢流密度增加，其程度与断开距离密切相关，故接地极分段应控制断开距离一般不大于2m。

### 2.3.5 接地极与入流电缆连接

高硅电极类电极材料焊接困难，导电性较差，需要使用配电电缆。铁导电性能好，机械加工容易，作为电极不需要设置配电电缆，只需要将入流电缆直接焊接在铁棒上即可。

## 3 直流接地极形式

### 3.1 陆地电极

陆地接地极主要敷设方式分为两种：一种是浅埋型，也称沟型，一般为水平埋设；另一种是垂直型，又称井型电极，由若干根垂直于地面布置的子电极组成。陆地电极馈电棒一般采用导电性能良好、耐腐蚀、连接容易、无污染的金属或石墨材料，并且周围填充石油焦炭。

#### 3.1.1 水平接地极

水平埋设型电极埋设深度一般为数米，以充分利用表层土壤电阻率较低的有利条件。浅埋型电极具有施工运行方便、造价低廉等优点，特别适用于极址表层土壤电阻率低、场地宽阔且地形较平坦的情况，通常有圆环型、星型、水平直线型等。

（1）圆环型电极。圆环型电极的形式为圆环型。圆环型电极的优点是电流分布均匀、电极总长度小等；缺点主要在于不易分段、维修灵活性差、占地面积大等。通常有单环、

双环、三环等几种形式,有时亦根据地形作适当改变。典型的单圆环接地极如图 6.13-1 所示。

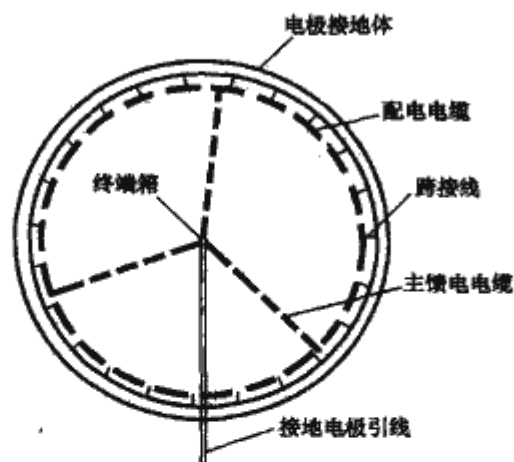


图 6.13-1 单圆环接地极示意图

1) 国外工程。美国太平洋联络线俄勒岗侧接地极为连续环型;伏尔加格勒—顿巴斯两侧均为圆环型;纳尔逊河工程 Dorsey 侧为双圆环型, Radisson 侧与 Henday 侧均为单圆环型。

2) 国内工程。三峡—常州±500kV 直流输电系统青台接地极为单圆环型,迈步接地极侧为双长圆环型;天生桥—广州±500kV 直流输电系统天生桥接地极为单环腰状,广州接地极为双圆环型;贵州—广东直流输电系统两端接地极均为双圆环型;三峡—广东直流输电系统三峡侧为双圆环型,广东侧为三圆环型;葛洲坝—南桥直流输电系统葛洲坝侧为单圆环型。

(2) 星型电极。星型电极亦称为射线型电极。星型电极布置可以不规则,适合土壤特性有变化的地区,可以分支(段)运行,维修方便;但电流分布不均,主要集中在分支末端以及电极中心,占地面积也大。电极分支数增加,电流分布不均匀程度也随之增加,而接地电阻降低有限,故分支数一般不超过 6。图 6.13-2 所示为 4 分支星型接地极示意图。

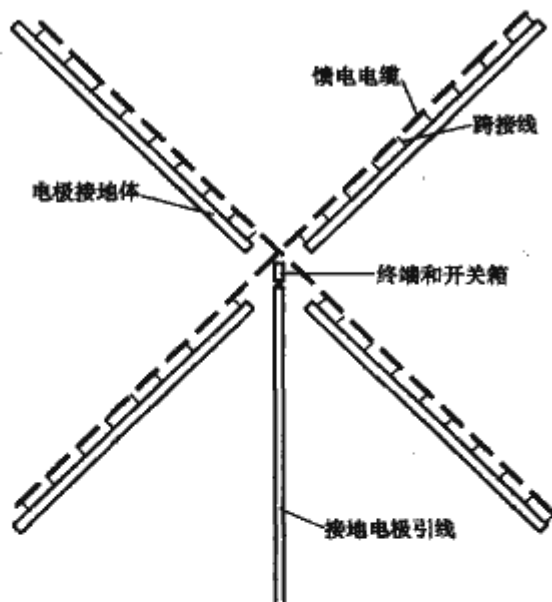


图 6.13-2 分支星型接地极示意图

如新西兰北岛—南岛直流输电工程中,南岛侧接地极为改善的星型。

(3) 直线型电极。直线型电极即为分支数为 2 的星型电极,因此具有星型接地极的特性。与环型与星型电极相比较,直线型电极占地面积小,适合于接地体埋设场地窄长的情况,但在电极端部具有较大的电流密度,产生较大的跨步电压。图 6.13-3 所示为直线型接地极示意图。

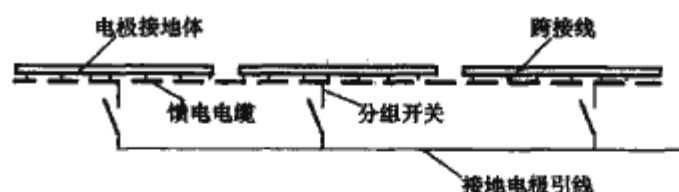


图 6.13-3 直线型接地极示意图

### 3.1.2 垂直接地极

垂直型电极由若干根垂直于地面布置的子电极组成,底端埋深一般为数米,少数达数百米。各子电极一般依地形要求布置,电极运行特性取决于子电极布置形状、长度和根数等因数。垂直型电极的优点在于占地面积较小,可直接将电流导入地层深处,对环境的影响较小,适用于表层土壤电阻率高而深层较低的极址或极址场地受到限制的地方;缺点在于施工难度大,运行时端部溢流密度高、产生的气体不易排出。此外,由于需要将相对独立的各子电极连接起来,导流线接线难度大。图 6.13-4 所示为垂直型接地极的一个电极单元示意图。

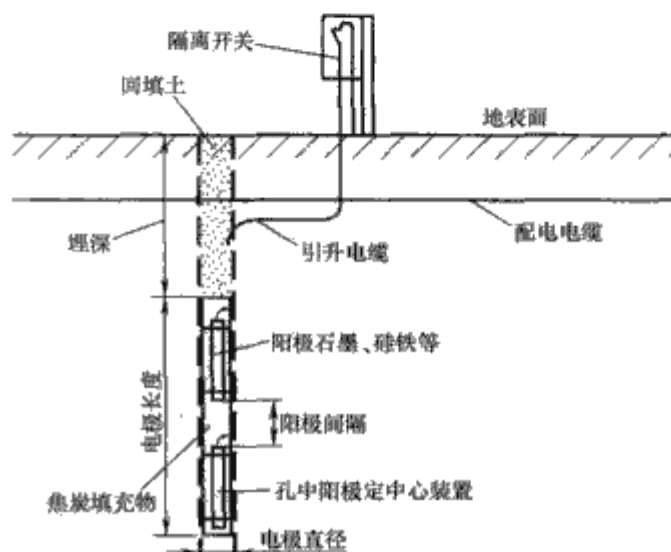


图 6.13-4 垂直接地极电极单元示意图

如瑞典南部穿越波罗的海直流电缆输电工程中,试验电极采用了深井接地极,其端部埋深 550m;莫桑比克—南非的卡波拉巴沙—阿波罗直流输电系统中,两端接地极均为深埋棒型电极;美国 CU 工程中,两端接地极均为垂直接地极,Coal Creek 侧为直线形, Dickinson 侧为矩形。

### 3.2 海洋电极

海洋电极主要以海水作为导电媒质。海水是一种导电性比陆地更好的导电媒质,海水电阻率约为  $0.2\Omega \cdot m$ 。海洋电极在布置方式上又分为海岸电极和海水电极两种。由于海洋电极与陆地电极相比有较小的接地电阻和电场强度,因而在有条件的地方海洋电极得到了广泛采用。在设计时,考虑到阳极附近生成氯气的腐蚀作用,一般选择耐氯气腐蚀的材料作为电极材料。

#### 3.2.1 海岸电极

海岸电极的导电元件必须有支持物,并设有牢固的围栏式保护设施,以防止波浪、冰块冲击而损害。在这些筒形保护设施上设有很多孔洞,保证电极周围的海水能够不断循环地流散,以便电极散热和排放阳极周围所产生的氯气与氧气。海岸电极多数采用沿海岸直线形布置,以获得最小的接地电阻值。图 6.13-5 所示为海岸电极示意图。

#### 3.2.2 海水电极

海水电极的导电元件放置在海水中,并采用专门支撑设



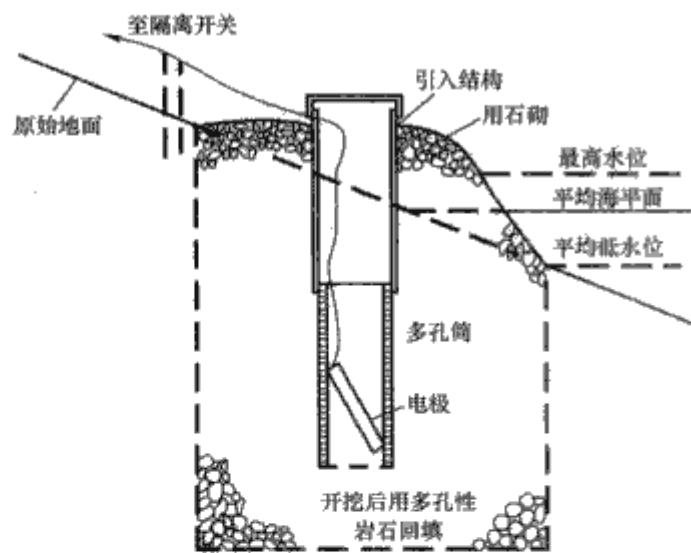


图 6.13-5 海岸电极示意图

施和保护设施,使导电元件保持相对固定和免受海浪或冰块的冲击。海水电极作为阴极运行比较经济,若运行中需要变更极性,则每个接地极都应该按阳极要求设计。另外,鱼类有向阳极聚集的习性,要针对此情况设置避免鱼类受到伤害的设施。图 6.13-6 所示为海水电极示意图。

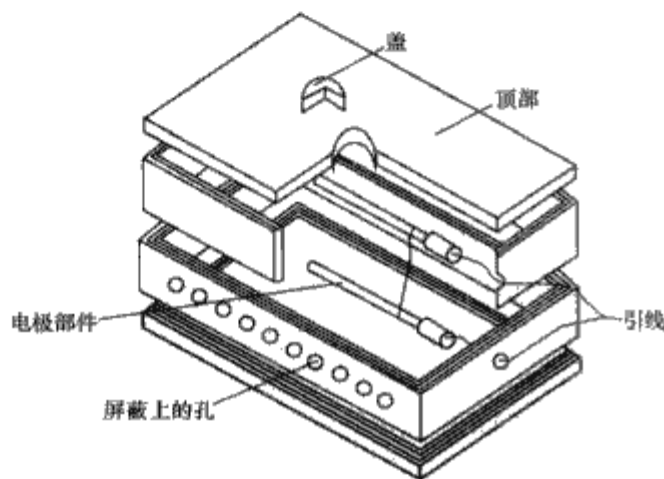


图 6.13-6 海水电极示意图

如美国太平洋联络线,洛杉矶侧接地极为直线型海水接地极;瑞典—哥特兰岛直流输电工程中,瑞典本土侧为海岸电极,哥特兰岛侧为海水电极;康梯—斯塔直流输电工程中,丹麦侧为海岸电极,瑞典侧为海水电极;撒丁岛—意大利直流输电工程中,撒丁岛侧为海岸电极,意大利本土侧为海水电极。

#### 4 直流接地极电流对环境的影响

当直流系统以大地回路单极方式运行时,将有数千安的直流电流经接地极流入大地,使接地极产生很高的电位和温升,并在土壤及地表产生电位,至无穷远处电位降落为零。

流过接地极的电流在极址土壤中形成一个恒定的直流电流场,所产生的电位分布对交流电网中的有效接地变压器的运行将产生不利影响。当这种影响严重时,变压器中性点流过的直流电流很大,磁路中将产生严重的偏磁而无法正常运行,交流电网因此而失去送电能力,对经济将产生不利的影响。迄今为止,已建成投运的直流系统都不同程度地存在着上述不利的影响因素。南方电网天生桥—广州直流系统单极投运之后,曾发生大亚湾交流 500kV 主变压器噪声和振动增大,油温升高的现象,经测试流入变压器中性点的直流电流,竟达到 20A 左右。此外,如果极址附近地下埋设有金属管道或铠装电缆等金属设施,由于这些设施可能给地电流

提供了比大地土壤更为良好的导电通道,因此一部分电流将沿着并通过这些设施流向远方,造成这些金属设施的电腐蚀等不良影响。

根据国家电网及南方电网的规划,到 2014 年前后,将有十余个直流输电系统从西部的水电(或火、核)枢纽伸向东部、中部或南部的负荷中心,接地极都建设在负荷中心的周围。我国将成为世界上直流输电线路最多、电压等级最高、输送能力最强的国家。近年来建设直流工程的经验表明,在负荷中心周围选择理想的接地极已经非常困难。其中考虑对周围变压器偏磁及地下管线等的腐蚀影响是主要原因之一。此外,国内的变压器制造行业对变压器(尤其是高电压、大容量变压器)的直流偏磁尚无控制标准,更缺少对直流偏磁限制的技术手段及装置。

研究直流电流在接地极址及地中的电位分布特性,处于接地极电流场中各变电站的地电位升,以及注入到中性点有效接地的交流变压器中的直流电流的机理及其影响因素,变压器承受直流偏磁的能力以及限制直流偏磁的技术措施已成为当务之急。

##### 4.1 对电力系统的影响

双极直流系统在建设初期或换流站的一极线路发生故障需要退出工作时,常采用单极大地回线方式运行,直流电流由送端换流站流出,通过直流线路至受端换流站,然后从受端换流站经大地返回送端换流站构成整个直流系统的输电回路。

当单个双极直流系统单极大地回线方式运行时,强大的直流电流经接地极流入大地,在极址土壤中形成一个恒定的直流电流场,此时,处于该电流场不同位置的送端换流站和受端换流站必然存在电位差,电流总是从电位高的受端换流站接地极流向电位低的送端换流站接地极。换流站电位分布如图 6.13-7 所示,取无穷远处为电位参考点。受端换流站接地极电位最高,为正值,至两换流站中间位置时已衰减为零,使得送端换流站接地极电位为负值。

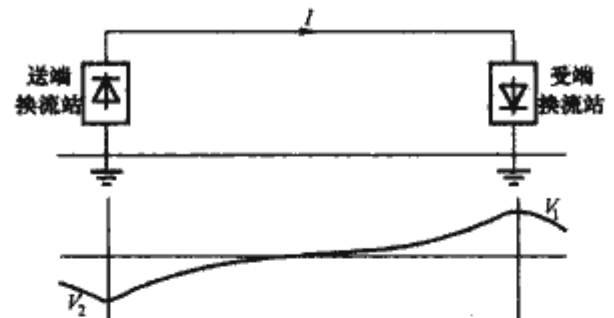


图 6.13-7 单极运行换流站电位分布图

在两端电场作用下,受端换流站的人地电流通过无数条通道流向送端换流站。直流电流总是按通路电阻小、电流大的原则选择性地流向低电阻率区域,使得这一区域电位下降很快,到高阻地区,电位下降越来越缓慢,电流场的影响较低阻区域更大。在地质结构中,地壳由上层土壤层和上层原始岩层构成,其中岩层的电阻率较高,地壳以下的下层包括地幔和地核,具有良好的导电性能。在接地极入流点附近,入地电流主要在上层土壤层中流动,形成高电位,对极址附近设施造成影响。而在距接地极较远处,入地电流将逐渐转入导电性能良好的地球下层流动,电位下降很快,电流场对这一区域造成的影响较极址附近要小。

交流电网中存在不同的电压等级,为了将接地故障电流限制在比较低的水平,减小系统短路容量和保证绝缘水平,一些交流变压器常采用中性点接地方式。在我国,110kV 及



以上电压等级的变压器中性点几乎都是直接接地的。接地极入地电流在大地表面形成不等电位,使附近的交直流系统的接地极电位相对于无穷远处升高,这时在以直流接地极为中心的电位下降圈内,若在电位的不同幅值点存在同一电压等级的多台中性点接地交流变压器,这些变压器中性点之间将产生电位差,此时地中直流电流按通路电阻最小的原则通过附近电位高的中性点接地变压器侵入交流系统,然后通过架空输电线路进入电网内地电位较低的中性点接地变压器,再经过这些变压器的中性点入地。直流入侵变压器使变压器三相绕组交流和直流电流共存,当流过变压器的直流电流超过一定值时,就可能使变压器铁心工作在磁饱和状态。从而导致变压器发热,产生噪声,增加系统谐波电流,情况严重时可能影响变压器的安全运行。

侵入到变压器三相绕组的直流电流大小受诸多因素影响,除与换流站及变电站的距离、交流电网的结构及网络接线等因素有关外,还与接地极极址大地电气参数有关。通常土壤电阻率越高的地方更容易形成高电位差,相应地入侵到交流系统的直流电流越大。一般估计有百分之几的直流电流侵入到交流系统。

#### 4.2 对接地极及地下金属构件的腐蚀

直流系统单极大地回线方式运行时,强大的人地电流将形成以接地极为圆心向四周扩散的电流场,处于这一电流场中的地下金属构件为地电流传导提供了比周围土壤导电能力更强的通路,使得金属构件的一部分汇集电流,又在构件的另一部分流出,金属的不同部位相对土壤的电位发生改变,造成金属构件的腐蚀。此时直直接地极工作电流不仅使附近地下金属构件发生腐蚀,接地极本体也会发生腐蚀,因此直流系统单极运行时的人地电流对接地极本体及其他埋地金属的腐蚀是直流接地极设计和运行维护必须重视的问题。

埋地金属的腐蚀形式一般分化学腐蚀和电腐蚀两类,腐蚀过程主要是电化学溶解过程。腐蚀都是发生在埋地金属的表面上,形成各种腐蚀电池致使其腐蚀损坏。化学腐蚀属于自然腐蚀的范畴,是埋地金属与周围环境里接触到的介质,直接进行化学反应而引起的一种自发腐蚀。埋地金属与空气中的水分、氧气和二氧化碳产生化学反应,使金属体被腐蚀而生锈。钢铁生锈的过程之一,就是铁缓慢转化为碱性碳酸盐的过程。当空气中扩散着氮的化合物气体时,这些介质与埋地金属相接触,使其腐蚀速度更快、更厉害。当金属体和电解质溶液接触时,由于原电池的作用而引起的腐蚀就是电化腐蚀。它的作用过程是:由于埋地金属组织的不均匀性及其含有杂质,因而在金属表面的各个部分具有不同的电位,形成了无数个微型原电池。当金属表面附上一层水膜后,空气里的二氧化碳或其他酸性氧化物气体溶解在这层水膜里,形成弱酸性溶液。当这种溶液溶解进某种盐类时即变成电解质溶液。在电解质溶液中,如果接地体中的杂质没有铁活跃,铁就变成了原电池的阴极,阴极上电子放出,与水和氧作用而生成 $\text{OH}^-$ 进入水膜。在有侵入介质作用下,由于溶液中有阴离子存在,则金属表面容易变为活态,使其腐蚀加快。

当直流系统单极大地回线方式运行时,电流的方向如图6.13-8所示,送端换流站接地极为阴极,受端换流站接地极为阳极,加上整个电流场土壤区构成了一个特大的电解池。电流由送端换流站送出,由受端换流站入地,阳极接地极失去电子,发生氧化反应,产生腐蚀。接地极阳极材料的

损耗和腐蚀实质上是电解池中阳极金属材料的蚀损过程。实际工程中接地极的阳极腐蚀是直流系统运行维护的一个重要方面。当系统单极运行时,入地电流大,持续时间长,埋地金属直流杂散电流腐蚀量按法拉第电解定律计算,每安电流年耗钢铁为7~9kg。所以对此要引起足够的重视,必须采取一定措施,减缓接地极阳极腐蚀。

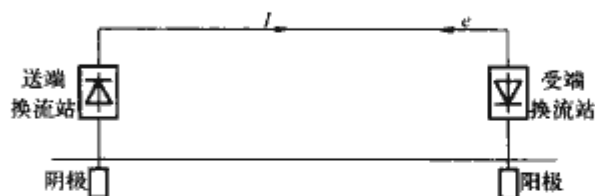


图 6.13-8 HVDC 单极运行的电解池腐蚀

处于接地极地电流场中的地下金属管道或电缆铠装总是要受到一定影响,而泄漏电流密度是一个很重要的衡量指标。有文献认为,泄漏电流密度为 $0.01\text{A}/\text{m}^2$ ,每年对铁的腐蚀厚度是 $0.174\text{mm}$ ,是可以接受的。但实际上,仅以电流密度来评判地电流对金属管道或铠装电缆有无影响是不够的,更重要的是取决于所造成的累计电腐蚀,是否对受影响物在其设计寿命期间的安全运行构成威胁。如果构成了威胁,则认为是有影响的。减小管道腐蚀的最好方法是使直直接地极远离管道,保持足够的距离。当接地极与管道的距离 $y$ 满足式(6.13-2)时,对管道的腐蚀被认为是可以接受的。

$$y = \left( \frac{I_0 \rho}{2\pi^2 d R J_{al}} \right)^{1/2} \quad (6.13-2)$$

式中: $I_0$ 为将接地极看作一个点电流源时的人地电流,A; $\rho$ 为土壤电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$ ;  $d$ 为管道直径,mm; $R$ 为管道单位长度的电阻, $\Omega$ ;  $J_{al}$ 为允许电流密度, $\text{A}/\text{m}^2$ 。

此最小允许间距可保证流经管道的泄漏电流低到使管道所受的腐蚀保持在允许的限度内。当地下金属埋设物与接地极间的距离小于式(6.13-2)的估算值时,必须对金属埋设物采取相应的防腐措施。常用的方法是加绝缘涂层或采用阴极保护。当直直接地极远离管道时,流经管道电流密度大为减小,因而管道的腐蚀就可忽略不计。但在实际工程中,当不满足安全距离要求和不便采用上述措施时,对有影响的管道或电流,可采取加绝缘涂层或阴极保护的办。

此外,直流系统应尽量减少单极回线运行时间,避免强大的人地电流对接地极和埋地金属构件造成长期腐蚀。

#### 4.3 对铁路系统的影响

如果接地极离铁路太近,接地极入地电流可能对铁路系统的信号和电气化铁路的供电系统产生影响。通常电气火车车顶设置有架空线,其作用是接受从电站正极输入的直流电,经过车厢后从地面铁轨回到电站的负极。在铁路穿过接地极地电流场的情况下,铁轨作为电流的良好导体通路,可能会使一部分接地极电流沿铁轨流动,造成铁路系统的信号错误,电气系统装置误动。

同时,接地极地电流沿铁轨流动也会造成铁轨的电腐蚀。如果各段铁轨间连接不好,且路面不平,地面又潮湿,这时部分电流流入地下,通过埋在路轨下的金属管道或其他金属设施。这时,路轨下出现两个串联的大电解池。根据电流的流动方向,一个电解池的阳极是铁轨,阴极是地下管线;另一电解池的阳极是地下管线,阴极是铁轨。前者腐蚀的是铁轨,暴露在地面上,易被发现,维修也方便;后者腐蚀的是地下管线,不易被发现,且维修也不便,问题更为严重。



## 参 考 文 献

- [1] 赵晓君. 高压直流输电工程技术. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [2] 戴熙杰. 直流输电基础. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [3] 绝缘纸板. 朱英浩, 赵育文, 译. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 1997.
- [4] 路长柏, 等. 干式电力变压器理论和计算. 沈阳: 辽宁科学技术出版社, 2003.
- [5] 机械工程手册、电机工程手册编辑委员会. 电机工程手册: 输变电、配电设备卷. 北京: 机械工业出版社, 1997.
- [6] 尚秋峰. 光学电流互感器及其在电力系统中的应用[J]. 华北电力大学学报, 2001, 28(2): 14-18.
- [7] 蒋国雄, 邱毓昌. 避雷器及其高压试验. 西安: 西安交通大学出版社出版, 1989.
- [8] 能源部东北电力设计院. 电力工程高压送电线路设计手册. 北京: 水利电力出版社, 1991.
- [9] 吴光亚. 复合绝缘子的运行特性及可靠性分析. 电瓷避雷器, 2004(1): 3-9.
- [10] Greiss H, et al. Transient analysis of heat dissipation due to a HVDC ground electrode. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 916-920.
- [11] Sakis M A P et al. Analysis of DC grounding systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(4): 1595-1604.
- [12] 张晓东, 张栋. 高压架空输电线路地线热稳定的计算. 高电压技术, 2005, 31(5): 81-82.
- [13] 刘光晔, 杨以涵. 四相架空输电线路的换位与参数研究. 中国电机工程学报, 2000, 20(3): 76-79.
- [14] 黄建辉. 架空输电线路常用导线的比较和选择. 电力建设, 2001, 22(9): 31-32.
- [15] Greiss H, et al. Heat dissipation computations of a HDVC ground electrode using a supercomputer. IEEE Transactions on Power Delivery, 1990, 5(4): 1802-1810.
- [16] Greiss H, et al. HVDC ground electrode heat dissipation in an N-layer soil. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(4): 1369-1374.
- [17] Meliopoulos A P S. Effects of DC ground electrode on converter transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 995-1002.
- [18] Lagace P J, et al. Evaluation of the effect of vertical faults on the voltage distribution around HVDC electrodes using a supercomputer. IEEE Transactions on Power Delivery, 1990, 5(3): 1309-1313.
- [19] 武汉水利电力学院. 送变电施工现代技术. 南京: 河海大学出版社, 1991.
- [20] 林永生, 胡良珍, 严朗威. 高压直流输电. 上海: 上海科学技术出版社, 1982.
- [21] 郑肇骥, 王焜明. 高压电缆线路. 北京: 水利电力出版社, 1983.
- [22] 浙江大学发电教研组直流输电科研组. 直流输电. 北京: 电力工业出版社, 1982.
- [23] (苏)A. B·波谢. 直流输电结线及运行方式. 华北电力学院直流输电研究室, 译. 北京: 水利电力出版社, 1979.
- [24] CIGRE Working Group 22.05 of Study Committee No. 22(Overhead Lines), Permanent Elongation of Conductors, Predictor Equation and Evaluation Methods. Electra No. 75 Mar1981: 63-98.
- [25] CIGRE Working Group 01 of Study Committee 22 (Overhead Lines), Report on Aeolian Vibration. Electra No. 124 Mar1989: 41-77.
- [26] (苏)泽利琴科, 斯米尔诺夫. 超高压架空线路机械部分设计. 李广泽, 等, 译. 北京: 水利电力出版社, 1986.
- [27] (苏)亚历山大罗夫, 等. 超高压送电线路的设计. 倪宗德, 等, 译. 北京: 水利电力出版社, 1987.
- [28] (美)安德生, 等. 345kV 及以上超高压输电线路设计参考手册. 电力工业部武汉高压研究所译. 北京: 电力工业出版社, 1981.
- [29] 孙渭清, 刘振铎, 葛岗云. 500kV 线路防导线舞动初探. 电力技术, 1992, (8): 48-51.
- [30] 傅霞飞. 紧凑型输电线路的理论与实践. 电力技术, 1992(1): 43-48.
- [31] (瑞典)乌尔曼. 直流输电. 张金堂, 等, 译. 北京: 科学出版社, 1983.
- [32] 李小平, 张芳榴, 高玉明. 超高压输电线路优化设计方法的研究. 中国电机工程学报, 1989(3): 11-17.
- [33] 宋连库, 宋有声, 宋亚光. 输电线路铁塔设计制造维护. 哈尔滨: 黑龙江科学技术出版社, 1988.
- [34] 王运祥. 高压架空输电线路架线施工. 北京: 水利电力出版社, 1990.
- [35] Lagace P J, et al. Evaluation of the voltage distribution around toroidal HVDC ground electrodes in n-layer soils. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(4): 1573-1579.
- [36] Prabhakara F S, et al. Design, commissioning and testing of IPP ground electrodes. IEEE Transactions on Power Delivery, 1988, 3(4): 2037-2047.
- [37] Nahman J M, et al. Nonuniformity correction factors for maximum mesh-voltages of combined grid-multiple rods electrodes. Transactions on Power Delivery, 1996, 11(3): 1343-1348.
- [38] 马怀瑞. 500kV 超高压输电线路施工实践. 北京: 水利电力出版社, 1989.
- [39] 曹林, 赵杰, 张波, 等. 高压直流输电直线型接地极系统分析. 高电压技术, 2006, 32(2): 92-94.
- [40] 阮江军. HVDC 直线型直流接地极端部三维电流场有限元计算. 高电压技术, 1998, 24(3): 47-48, 56.
- [41] 曾连生. 高压直流输电陆地接地极设计——关于地面电位和跨步电压分布的计算. 电力建设, 1994, 15(3): 12-18.
- [42] 陈水明, 施广德, 赵智大. 圆环形直流输电接地极电流场分析. 高电压技术, 1994, 20(1): 3-7.
- [43] 王官洁, 黎兵, 张金玉. 直流输电接地极特性理论分析及数学模型. 重庆大学学报(自然科学版), 1998, 21(6): 90-94.
- [44] Lagace P J, et al. Computer aided evaluation of pipe-

- line current near toroidal HVDC ground electrodes, IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(1): 216-222.
- [45] 本书编委会. 新编电气工程师实用手册. 北京: 水利水电出版社, 1998.
- [46] 郑健超. 中国电力百科全书, 输电与配电卷. 2版. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [47] Moore R J. Cahorabassa-Apollo HVDC link. IEEE AFRICON 4th, Stellenbosch, 1996, (2): 699-704.
- [48] 杨明亮, 徐毅军. 直流接地极的发热问题分析. 湖北水力发电, 2002, (2): 58-60.
- [49] 曾连生. 直流输电接地极电流对电力变压器的影响. 高电压技术, 2005, 31(4): 57-58, 81.
- [50] Nahman J M, et al. Maximum step voltages of combined grid-multiple rods ground electrodes. IEEE Transactions on Power Delivery, 1998, 13(3): 757-761.
- [51] Ruan W, et al. Performance of HVDC ground electrode in various soil structures. PowerCon 2002, (2): 962-968.
- [52] Felice C J, et al. Electrode roughness effect on the electrode-electrolyte interface DC current-potential curves. EMBS/BMES Conference, 2002, (2): 1677-1678.
- [53] Villas J E T, et al. Calculation of electric field and potential distributions into soil and air media for a ground electrode of a HVDC system. IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, 18(3): 867-873.
- [54] Villas J E T, et al. Soil heating around the ground electrode of an HVDC system by interaction of electrical, thermal, and electroosmotic phenomena. IEEE Transactions on Power Delivery, 2003, 18(3): 874-881.
- [55] 郁祖培, 钱之银. 南桥 500kV 直流接地极故障原因分析. 华东电力, 1995, (6): 1-4.
- [56] 陈水明, 施广德, 赵智大. 直线型直流输电接地极电流场分析. 高电压技术, 1994, 20(3): 8-13.
- [57] 阮江军. 直线型直流接地极附近三维电流场边界元法计算. 高电压技术, 1997, 23(3): 49-50, 74.
- [58] 徐淑珍, 朱子述. 芦潮港—嵊泗直流工程预选极址的接地极计算和分析. 上海交通大学学报, 1999, 33(12): 1494-1497.
- [59] 曾连生. 高压直流输电陆地接地极设计关于极址大地土壤参数及其测量. 电力建设, 1994, 15(1): 24-28.
- [60] 钟连宏, 陆培均, 仇志成, 等. 直流接地极电流对中性点直接接地变压器的影响. 高电压技术, 2003, 29(8): 12-13.
- [61] 王明新, 张强. 直流输电系统接地极电流对交流电网的影响分析. 电网技术, 2005, 29(3): 9-14.
- [62] 毛晓明, 吴小辰. 南方交直流并联电网运行问题分析. 电网技术, 2004, 28(2): 6-9.
- [63] 朱艺颖, 蒋卫平, 曾昭华, 等. 抑制变压器中性点直流电流的措施研究. 中国电机工程学报, 2002, 25(13): 1-7.
- [64] 杨宪章. 电磁场原理. 北京: 高等教育出版社, 1985.
- [65] 蒯狄正, 万达, 邹云. 直流输电地中电流对电网设备影响的分析与处理. 电力系统自动化, 2005, 29(2): 81-82.
- [66] 黄海鹏. 500kV 直流系统单极运行地电流对中性点接地变压器的影响及处理措施. 广东输电与变电技术, 2004, (1): 26-28.
- [67] P Picher, L Bolduc, A Dutil, V Q Pham. Study of the acceptable DC current limit in core-form power transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, 1997, 12(1): 257-265.
- [68] 董晓辉. 天广直流工程两端接地极调试报告. 武汉高压研究所, 2002.
- [69] Shu Lu, Yilu Liu, Jaime Dela Rec. Harmonics generated from a DC biased transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, 1993, 8(2): 725-731.
- [70] Nobuo Takasu, Tetsuo Oshi, et al. An experimental analysis of DC excitation of transformers by geomagnetically induced currents. IEEE Transactions on Power Delivery 1994, 9(2): 1173-1179.
- [71] Boteler D H, Pirjola R J. Modeling geomagnetically induced currents produced by realistic and uniform electric fields. IEEE Transactions on Power Delivery, 1998, 13(4): 1303-1308.
- [72] Annakkage U D, McLaren P G, Dirks E, et al. A current transformer model based on the jiles-atherton theory of ferromagnetic hysteresis. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15(1): 57-61.
- [73] 李晓萍, 文习山, 陈慈萱. 单相变压器直流偏磁励磁电流仿真分析. 高电压技术, 2005, 31(9): 8-10.
- [74] Philip R Price. Geomagnetically induced current effects on transformers. IEEE Trans on Power Delivery, 2000, 15(1): 57-61.
- [75] 邓树滨. 杂散电流腐蚀及其对牺牲阳极阴极保护的影响. 材料开发与应用, 1995, 10(2): 44-49.
- [76] 赵新生, 闰胜利, 付光峰. 接地装置的腐蚀与防腐措施. 水利技术监督, 2005, (4): 81-83.
- [77] 胡志平, 池华健, 吴强军, 马志坚. 阴极保护金属防腐技术在电力行业中的应用. 制冷空调与电力机械, 2005, 26(4): 74-77.



第7篇

特高压输电技术

主编单位：国家电网公司

主 编：周小谦 刘泽洪 王绍武 高理迎 袁 骏 余 军

编写人员：王晓宁 孙 岗 王晓刚 邱 宁 刘洪涛 陈海波

陈国强 王宁华 张甲雷 吕 铎 张 柯 吕 健

卢理成 赵大平 丁一工 郭贤珊 黄 勇 张卫东

宋胜利 孙立时 张 进 赵江涛 李 彪 王 洪

张友富 张长权 舒治淮 （国家电网公司）

马为民 殷威扬 石 岩 郑 劲

（国网直流建设分公司）

李光范 李启盛 林集明 杜澍春 张翠霞 班连庚

周泽昕 李国富 宿志一 申 洪 张 健 王景朝

顾霓鸿 李同生 李 正 尤传永 李 博 汤广福

王承玉 陆家愉 崔景春 陆天健 周 军 李金忠

赵志刚 （中国电力科学研究院）

万启发 谷定燮 付锡年 邬 雄 王晓琪 万保权

张广洲 刘云鹏 倪学锋 张建功 李 妮 王保山

吴光亚 李 璿 谢辉春 吴士普 余春雨 董晓辉

（国网电力科学研究院）

梁政平 李勇伟 李宝金 李喜来 佟明冬 梁言桥

王 静 王代荣 沈爱民 薛春林 邬 炜 李 晋

段松涛 乐党救 胡文华 孟 燕 申卫华 权白露

王静成 陆庭龙 彭开军 曹玉杰 高 选 叶鸿声

俞 正 王 刚 穆华宁

(中国电力工程顾问集团公司)

张 猛 李心一 张晓菁 杨 鹏

(西安西电开关电气有限公司)

钟俊涛 孙树波 方 明

(特变电工沈阳变压器集团有限公司)

宓传龙 汪德华 陈 荣 秦建明

(西安西电变压器有限责任公司)

郑玉平 曹冬明 李海鹰 张 哲 王文龙

(南京南瑞继保电气有限公司)

张 望 黄利军 郭红光 姚为正 张 建

(许继集团有限公司)

李 侠 (西安西电电力整流器有限责任公司)

梁曦东 徐国政 何金良 王维俭(清华大学)

郭 洁 (西安交通大学)

王 森 王莉英 陈楚羽(陕西电力科学研究院)

金 涛 胡惠然(湖北电力试验研究院)

万 达 (江苏电力试验研究院)

连建华 (山西电力科学研究院)

柳焕章 (华中电网有限公司)

孙集伟 (华北电网有限公司)

刘效孟 (国电南京自动化股份有限公司)

党镇平 (西安高压电器研究院有限责任公司)



# 第1章 特高压技术概况

## 1 交流输变电电压发展历程

从交流输变电电压发展史看,输变电技术的不断进步,发展越来越高的电压的输电技术以满足越来越长距离、输送大容量电能不断增长的要求,从而获得越来越大的经济效益,是输电线路和变电设备技术的不断进步的结果。20世纪90年代以前,苏联曾经运行过的最高交流输电电压为1150kV。

电压等级的发展是由多种因素决定的。首先是经济性因素。由于小电厂存在着能耗大、效率低、污染大等问题,因此发电企业应大力发展清洁高效的大机组。随着线路投资费用的增加,输电电压越高,则输送相同容量的单位价格越低。对于某给定的输电工程,按照某一段时间内的传输容量,决定一个目标电压可能是最经济合理的。输送容量和距离与最优输电电压的经验公式为

$$U = 1000 / \sqrt{(500/L + 2500/P)} \quad (7.1-1)$$

式中:  $U$  为最优输电电压, kV;  $L$  为传输距离, km;  $P$  为传输容量, MW。

一般来说,预期需要输送的容量较大时,更高电压等级的输电系统在经济上通常是合算的。由于大机组的经济性和负荷的迅速增长,从电厂向负荷中心输送巨大电能的要求以及远距离输电的不断增长的要求,促进了更高电压等级输电方式的采用。

如果只考虑式(7.1-1)的经济性因素就决定一个新电压等级,一个国家或一个电网系统,将会出现许多电压等级。因此选择新电压等级时还必须综合考虑以下因素。

(1) 电网系统装机容量的因素。电压等级是电网系统装机容量的函数,电网系统装机容量翻两番,需要引进一个新的电压等级。系统容量的增大,不仅意味着系统主网架需要提高输送容量,而且系统短路电流的问题也开始突出。限制系统短路电流可采取多种措施,其中采用新的更高一级输电电压等级是重要的措施之一。

(2) 电网系统电压等级之间的配合因素。电网系统相邻两级电压的传输能力之比为4~7倍。因此,相邻两级电压的比为1.7~3倍。一个新的电压等级如果选低了,它所承担的传输能力不可能满足20~30年电力系统发展的需要。如果选的太高,可能造成初期投资太大,输送容量不足。

(3) 系统供电可靠性因素。确定一个新的电压等级,应该考虑新电压等级线路故障后对原来系统可靠性的影响。通常,新电压等级出现初期,系统可靠性问题比较大,可以采取合理措施加以解决。但随着电网网架越来越坚强,系统供电可靠性指标也会越来越高。

另外,由于线路走廊和环境等因素,除了在负荷中心建设电厂会造成环境污染以及厂址选择的困难外,合适的线路走廊也会越来越少,因此提高线路的输送电压可以大大节省线路走廊。另外较高的输电电压为电网大范围的资源优化配制提供了一种手段。

### 1.1 电压等级

交流输变电电压按电压的高低分类,可以分为高压(HV)、超高压(EHV)和特高压(UHV)。国际上,一般将35~220kV输变电电压称为高压,330kV及以上、1000kV以下的输变电电压称为超高压,1000kV及以上输变电电压称为特高压。

110kV及以上交流电压如果按标称等级分,还可以大致分为1000、750、500、330、220、154、110kV等标称电压等级。由于各个国家采用的电压标准不同,每一个电压等级中的标称电压值有一些差异,如1000kV等级中有采用标称电压1000kV的,有采用1100kV的,还有采用1150kV的,但统称1000kV级;又如750kV等级中有采用标称电压735kV的,有采用750kV的,还有采用765kV的,也统称750kV级,其他电压等级也如此。

### 1.2 电压等级系列

110kV及以上交流电压等级系列大致可归纳为两种,即1000/500(400)/220/110kV和750/330/154kV。各电压系列中,相邻电压的倍数约为2倍左右。

世界各个国家由于经济条件、管理体制、资源分布和地理环境等不同,采用的电压系列也不同。一些国家采用的电压系列如下:

(1) 美国采用了两种电压等级系列,系列一为765、345、138kV,系列二为500、230、115kV。

(2) 俄罗斯采用了两种电压等级系列,系列一为750、330、150kV,系列二为500、230、110kV。

(3) 加拿大采用了两种电压等级系列,系列一为735、315、120kV,系列二为500、230、115kV。

(4) 欧洲包括英国、法国、德国和瑞典等大多数国家采用的电压等级系列为400、220、110kV。

(5) 中国也采用了两种电压等级系列,系列一为750、330、110kV,系列二为1000、500、220、110kV。

### 1.3 国际上交流输变电电压发展历程

1891年,俄国建成三相交流13.8kV线路及其升压与降压变压器,确立了三相交流供电方式。

1908年,美国首先应用悬式绝缘子发展了110kV输电系统。

1923年与1933年,美国和苏联研制了钢芯铝绞线并设计了均压环,分别首先发展了220kV输电系统。

1952年,瑞典首先建设了哈尔斯波兰特水电站至哈尔伯格之间的380kV超高压输电工程。用分裂导线控制导线的电位梯度。后来西欧(英国、法国、意大利等国)一些国家相继也发展了380kV输电网。

1955年,苏联建设了古比雪夫至莫斯科和古比雪夫至乌拉尔的400kV超高压远距离输电工程。

1956年,美国邦维尔电力局(BPA)在麦克那雷至温哥华之间采用了330kV电压送电。



1959年,苏联将古比雪夫至莫斯科和古比雪夫至乌拉尔的400kV输电工程升压至500kV电压运行。

1962年,美国邦维尔电力局(BPA)在斯托姆山至埃尔蒙特开始采用500kV电压送电。

1965年,加拿大建成世界上第一条735kV输电工程并投产,长度378km。美国第一批765kV输电工程是美国电力公司1971年建设的,线路长度320km。1973年苏联也建设了750kV远距离输电工程。

1985年,苏联为了配合大型能源综合基地的建设,建成1150kV输电线路2000余km,其中900余km和3座特高压变电站按1150kV设计电压断续地运行近5年,后因苏联解体使得线路降压500kV运行。

1998年,日本为了配合大型核电基地的建设,建成1000kV同杆双回输电线路480余km,但因大型核电基地建设受阻使得线路一直降压500kV运行。

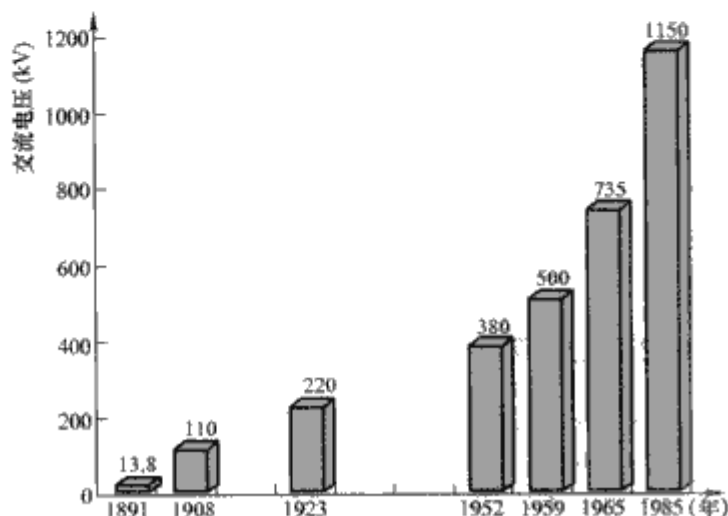


图 7.1-1 世界交流输电电压发展历程示意图

#### 1.4 中国交流输电电压发展历程

中国最早的输电线路诞生在上海。1897年,上海建成了供路灯用的5条输电线路,到1900年,线路全长18km,输电电压最高为2500V。

1908年,从云南省石龙坝水电站到昆明市万钟街水塘子变电所,建成了一条22kV输电线路,全长34km。这是中国当时第一条距离较远的输电线路。

1921年,北京建成从石景山电厂至北京城区的33kV输电线路。

1933~1943年,东北地区建成了44~220kV的线路。

到1949年底,全国35kV及以上输电线路仅6475km,变电容量346万kVA。电网发展比较慢,也没有全国统一的电压标准。

新中国自行设计和施工的第一条220kV线路是吉林丰满水电站经沈阳至抚顺的东北丰满李输电工程,线路长369km,1954年投运。其中抚顺李石寨变电所变电容量达到18万kVA。

1972年6月,我国自行设计和施工的第一条330kV西北刘家峡输电工程投产。线路从刘家峡水电站经天水至陕西关中,线路长534km。这是当时中国最长的输电线路,输送功率达42万kW。从此翻开了西北电网以330kV为骨干网架的新一页。

1981年12月,我国自行设计和施工的第一条500kV线路华中平武输电工程,线路从河南平顶山姚孟电厂经湖北双河至武昌凤凰山变电站,全长595km。该工程所用的变电设备、继电保护和通信设备,分别从日本、法国、瑞典等6个

国家的7家公司择优引进,达到当时的世界先进水平。几乎同时开工建设的东北的元宝山经锦州经辽阳至海城500kV输变电工程,采用了国产的500kV设备,分段调试投产,于1985年全线建成投入运行。从此,我国进入500kV输电工程的发展期,20世纪90年代后期已经形成以500kV为骨干网架的华中、华东、华北、东北、南方等区域电网。

1996年,我国第一条百万伏级特高压试验线段在武汉建成。该线段长度200m,中间有一基真型特高压拉V塔。

2005年9月27日,世界上海拔最高、中国当时运行电压等级最高的西北电网750kV输电示范工程正式建成投运,全长140余km。2008年8月22日,第二个750kV输变电工程——兰州东至银川东竣工投产,线路全长394余km。

2006年8月9日,中国首条1000kV晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程核准建设。2009年1月6日,晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程正式投运,这是目前世界上正在运行的电压等级最高、技术水平最高的输变电工程,标志着我国在远距离、大容量、低损耗的特高压核心技术和设备国产化上取得重大突破。

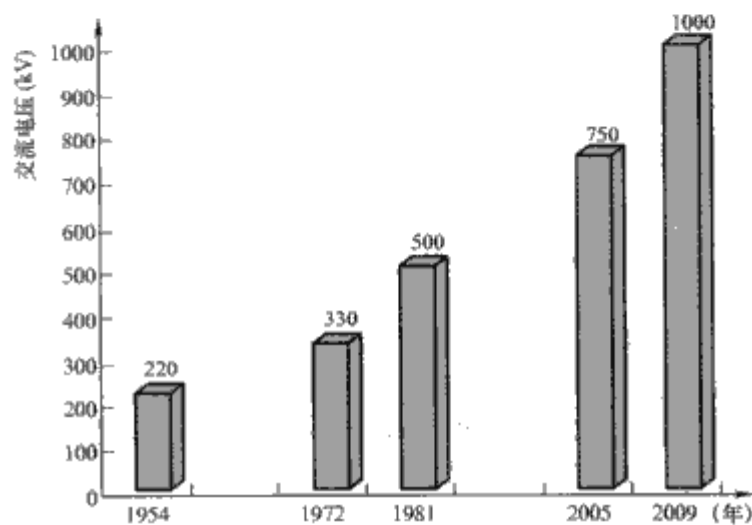


图 7.1-2 新中国交流输电电压发展历程示意图

## 2 特高压直流输电技术概述

### 2.1 特高压直流输电技术发展历程

特高压直流输电技术起源于20世纪60年代。从1966年开始,瑞典Chalmers大学开始进行±750kV的导线研究。之后前苏联、巴西等国家都先后开展了特高压直流输电的研究工作,20世纪80年代,曾一度形成了特高压输电技术的研究热潮。研究表明,从经济和环境等角度考虑,高于±600kV的特高压直流是远距离、大容量输电的优选输电方式,且从直流输电系统的设计、建设和运行来看,±800kV是当前技术条件下可行的特高压直流输电电压等级。

多年来,国际工业界和学术界对特高压直流输电的研究一直没有中断,主要工作集中在±800kV这一电压等级。

金沙江一期送出工程溪洛渡、向家坝特高压直流输电工程是特高压直流输电技术在我国的重要应用。溪洛渡、向家坝梯级水电站总装机容量1860万kW,送电容量大,输电距离远,其电能的合理消纳及输电系统的形成,将对我国能源资源优化配置、大容量远距离输电技术发展和全国联网格局产生重大而深远的影响。国家电网公司及有关科研设计单位,基于针对国内外超高压直流输电技术的成熟及其进步、设备制造能力及国产化水平的提高,研究了采用±800kV电压直流输电的方案,研究和实践表明,对于在金沙江一期工



程采用 $\pm 800\text{kV}$ 电压直流输电,不存在技术上难以解决的问题,即可满足工程送出要求,还可以加快推进我国电网技术升级,提高远距离、大容量输电效率和经济性,节约输电走廊资源,并为我国后续西电东送项目奠定坚实的基础,是一个可供优化选择的输电方案。

2005年初,国家电网公司启动了特高压输电工程关键技术和可行性研究,组织国内科研实力雄厚的科研单位、大专院校、设计院、咨询单位和设备制造厂家,对特高压直流工程关键技术开展了全方位的研究。2005年3月成立了由ABB、SIEMENS、西安高压电器研究所和北京网联直流工程技术有限公司组成的特高压直流工作组,在国家电网公司特高压部的领导下开展工作,其主要任务是研究并确定特高压直流输电系统研究和设计的技术标准。该工作组曾多次组织国内外研究机构和所有有实力的特高压设备制造厂进行技术交流和研讨,对直流特高压过电压水平和绝缘配合、主接线、关键元件参数、电磁环境限值、环境影响及工程设计建设标准等关键问题都进行了深入研究,基本确定和掌握了特高压直流输电技术的特点。

作为直流示范工程和直流特高压研究设计的重要组成部分,特高压直流试验基地围绕特高压直流输变电工程的科研、建设、运行,也开展系统、全面的试验研究工作。2007年5月,特高压直流试验基地户外试验场成功带电,6月全面带电投运,8月将试验线段成功升压至 $\pm 1100\text{kV}$ ,表明特高压直流试验基地有能力进行 $\pm 1000\text{kV}$ 及更高电压等级的试验研究,为新电压等级的工程设计提供了宝贵的试验参数和技术支持。

## 2.2 特高压直流输电的应用

直流输电是解决大容量、远距离送电和电网互联的一个重要手段,我国已经陆续建成并投产的有7条 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程,其中有4条 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程将三峡的清洁水电输送到东部沿海经济发达地区。

我国的水能、煤炭资源较丰富,石油、天然气资源贫乏,且发电能源资源的分布和用电负荷的分布极不均衡。例如,全国可开发水电资源的约2/3分布在四川、云南、西藏三省区,煤炭保有储量的2/3分布在山西、陕西、内蒙三省区;而东部沿海和京广铁路以东地区经济发达,用电负荷约占全国的2/3,发电能源资源却严重不足。水能资源和煤炭作为我国发电能源供应的两大支柱,今后的开发多集中在西南、西北和晋陕蒙地区,并逐渐向西部和北部地区转移,而东部沿海地区和中南地区的国民经济的持续快速发展导致能源产地与能源消费地区之间的距离越来越大,使得我国能源配置的距离、特点和方式都发生了巨大变化,并决定了能源和电力跨区域大规模流动的必然性。为了实现全国范围内的资源优化配置和能源优化供给,我国电网建设提出了以“西电东送,南北互供,全国联网”为发展战略,将西部地区丰富的水电资源送到发达的沿海地区,这客观上决定了大容量、远距离送电的需求。

据初步测算,到2020年水电跨区送电规模总计约70GW,煤电外送约84GW,而东部受电地区的市场空间约为127GW,其中相当部分需要远距离传输,需要特高压直流输电技术。

国家电网公司提出了“一特四大”的发展战略,即发展特高压电网,促进大型水电基地、煤电基地、大核电基地和可再生能源基地的集约化开发。2005年2月16日,国家发展和改革委员会下发了《关于开展百万伏级交流、 $\pm 800\text{kV}$

级直流输电技术前期研究工作的通知》(发改办能源[2005]282号)。国家电网公司开展向家坝—上海 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电示范工程建设,额定电流4000A,额定容量6400MW。南方电网公司开展云南—广东 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电工程建设,额定电流3125A,额定容量5000MW。2015年前后,国家电网公司规划将建设近16个包含跨省区、跨国的不同电压等级的特高压直流输电工程,届时我国将是世界上特高压直流输电技术应用最广泛的国家。

## 2.3 特高压直流输电工程的特点

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电技术是当今世界上电压等级最高的直流输电技术,无成熟经验可借鉴,我国向家坝—上海 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电示范工程(简称向—上工程)和云南—广东特高压直流输电工程建设集中了全世界电力工作者的智慧,在系统研究和成套设计、关键技术与工程设计、设备研制和电磁环境研究等方面均在常规直流输电技术的基础上实现了突破。

### 2.3.1 系统研究和成套设计

(1) 主接线方式。常规直流工程常采用单极单12脉动换流器的接线方式,而特高压直流工程因为变压器制造和运输的问题,单极往往会有2~3个12脉动换流器,换流器的个数决定了接线方式的复杂性,多个换流器可以采用串联或并联的接线形式,电压分配也会有不同的方式——均压或混压。针对不同的特高压直流工程要具体分析,选择合理的接线方式,我国在建的向—上工程经过多方和多次论证研究,最后采用2个12脉动均压串联的接线方式, $\pm 800\text{kV}$ 云广直流输电工程也是采用2个12脉动均压串联的接线方式。

(2) 控制保护。主接线的复杂性就决定了控制策略的复杂性,其软、硬件平台应该按照更加安全可靠、方便灵活、功能齐全、拓展简单的原则进行升级。向家坝—上海 $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程控制保护主机采用了实时操作系统(RTOS),系统总线也选用了双向高传输率的eTDM总线。保护策略从测量端开始就采用了三取二的冗余配置策略。

(3) 可靠性。如果出现一个12脉动换流器故障,健全的换流器仍然可以和同一个极对端换流站的任意一个换流器共同运行,因此单极停运的概率将显著降低,预计停运次数可以降低到2次/(每极·年)以下。双极停运的概率也将大幅下降,可以控制在0.05次/年。另外由于系统研究水平、设备制造技术、建设和运行水平的提高,由于直流工程数量的增加和相关经验的积累,换流器平均故障率预计可以控制在2次/(每换流器·年)。总体分析来说,特高压直流工程将会比常规直流工程更加可靠。

(4) 运行方式。特高压直流工程除了具有常规直流工程的运行方式外,还有双极一极全压/yi一极半压运行、双极半压运行、单极金属回线方式半压运行、单极大地回线返回半压运行以及融冰方式。

直流输电系统是一个高度可控的系统,通过增加少量设备和控制模块,直流系统可以对直流线路自身以及交流输电线路进行融冰,在保障交、直流输电线路在极端气候条件下的安全、稳定运行发挥重要作用。双12脉动串联高压直流工程融冰新方法采用在线融冰方式,即在直流运行时通过提高运行电流增加导线发热来融冰的技术。通过增加有限是设备改变运行接线方式,使流过输电线路的直流电流达到额定电流的两倍,达到线路融冰的目的。

(5) 过电压与绝缘配合。由于设备研制难度大,已逼近研发能力极限,必须对特高压直流系统各种方式下的过电压



水平和绝缘要求进行更加深入的研究,以降低对设备的要求,确保安全运行。为了限制高端换流变压器阀侧套管、升高座、引线和绕组的过电压水平,在该变压器阀侧出口配置一组直接对地的避雷器,可以显著改善该变压器的设计条件。为更有效限制换流变、换流器各点的过电压,除阀避雷器以外,还分别配置了避雷器 A2、CB11、CB12 以及 CB2 来保护直流侧的设备。在平波电抗器端子间可加装避雷器以限制平波电抗器的绝缘水平。平波电抗器旁边直接并联避雷器可以极大地改善端对端绝缘要求。

#### (6) 污秽外绝缘特性。

由于缺少±800kV 绝缘子全电压下的污闪试验数据和海拔地区的污闪电压的校正方法。因此,需要通过大量的人工污秽试验,得到不同伞形线路绝缘子和支柱绝缘子的污闪特性曲线及相应的海拔校正系数,为±800kV 直流输电工程绝缘子的选择提供合理的设计依据和符合我国大气特点的外绝缘设计方法。通过试验,得出了各种绝缘子直流污秽试验曲线和灰密修正系数,图 7.1-3 和图 7.1-4,式 (7.1-1) 和式 (7.1-2) 给出了两种支柱绝缘子的污秽特性曲线和灰密修正系数。

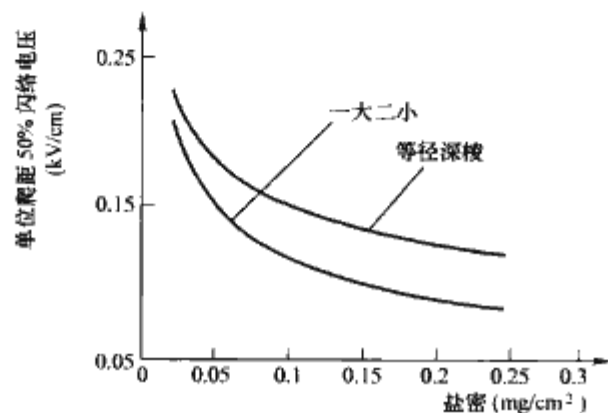


图 7.1-3 单位爬距 50% 闪络电压

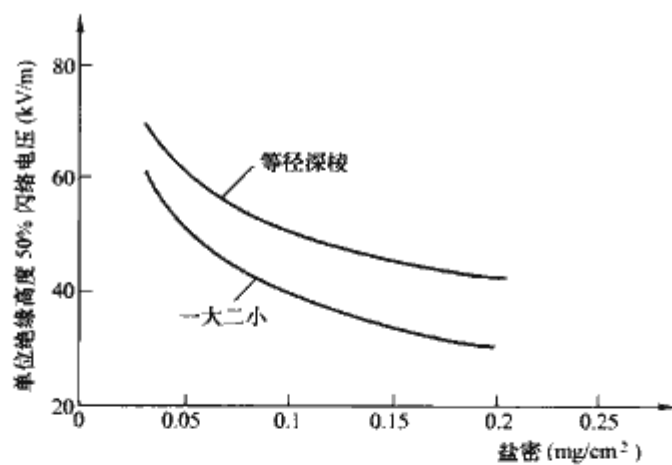


图 7.1-4 单位绝缘高度 50% 闪络电压

一大二小伞形瓷支柱绝缘子

$$K = 1.0 (NSDD)^{-0.15} \quad (7.1-2)$$

等径深棱伞形瓷支柱绝缘子

$$K = 1.0 (NSDD)^{-0.16} \quad (7.1-3)$$

按照常规的设计思路,解决特高压直流换流站外绝缘问题很困难。以隔离开关支柱绝缘子为例,按照常规的Ⅲ级污秽设计,要求直流侧瓷支柱绝缘子比爬距为 55mm/kV。816kV 的最高运行电压要求总爬距为 44.88m;根据多年的运行经验,支柱绝缘子的伞型对耐压水平的影响很大,若采用运行性能良好的 95mm/95mm (伞间距/伞伸出) 深棱形绝缘子,爬距系数 (爬距与闪距的比值) 约为 3.15,绝缘子的闪距将高达 14.25m,结构高度更高,这一高度很难保

证结构的稳定性。我国在向家坝—上海特高压直流工程中依据瓷绝缘合成化的思路,采用瓷绝缘子涂 RTV 方案,瓷绝缘子涂 RTV 后相应的爬电比距可相应减小至 45mm/kV,既满足了爬电比距,又满足了机械强度的要求,同时,成本较户内直流场有较大降低。

(7) 空气间隙放电特性。随着运行电压的提高,直流输电系统的操作过电压也随之提高,空气间隙的放电电压在更高的操作过电压下呈现饱和特性,必须通过试验加以取舍空气间隙放电特性曲线。在向家坝—上海特高压直流输电示范工程关键技术研究,针对换流站、输电线路的空气间隙特性进行了深入研究,得出了户外直流场极母线对防护遮栏、极母线对支柱绝缘子底部支撑物、阀厅极母线对墙以及塔头空气间隙冲击放电曲线。其中,典型的放电曲线如图 7.1-5、图 7.1-6 所示。

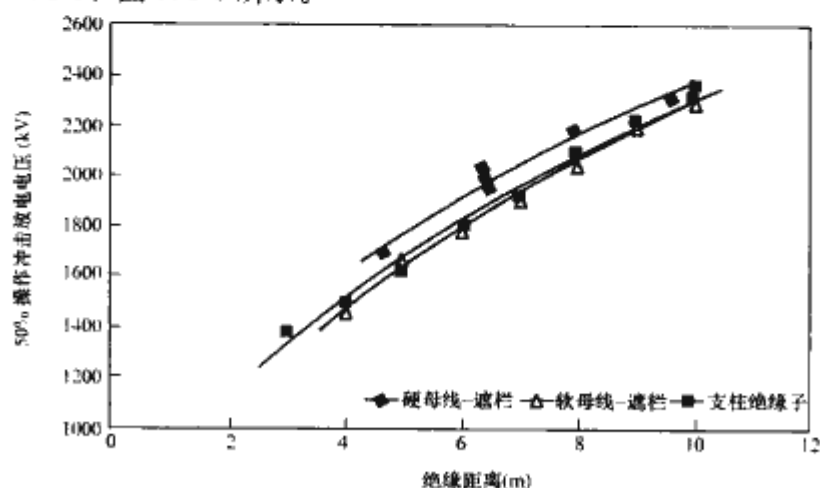


图 7.1-5 换流站典型间隙冲击放电曲线

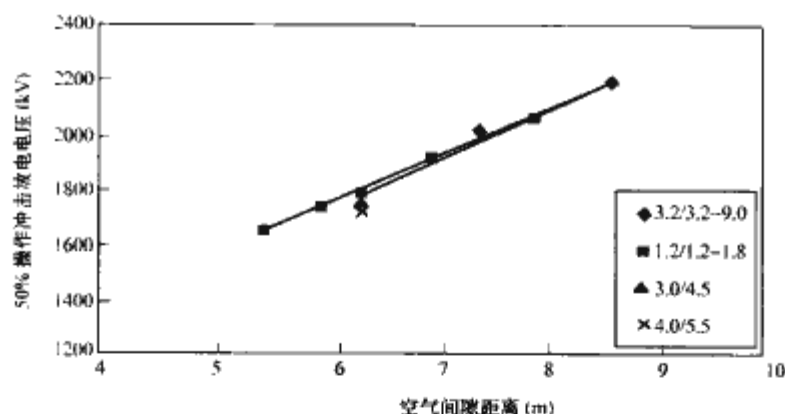


图 7.1-6 塔头空气间隙冲击放电曲线

### 2.3.2 工程设计

(1) 换流站布置。特高压直流输电系统采用每极 2 个 12 脉动换流变压器串联,有四个独立建筑物,与常规直流输电换流站有较大区别。在向家坝—上海特高压直流输电示范工程中,根据换流站所处地形不同,分别在送、受端采用了高、低压阀厅一字排列布置和高、低端阀厅面对面布置的排列方式,节省了占地,有利于噪声抑制、设备运行的安全性和灵活性。

(2) 噪声抑制。特高压直流换流站中运行的换流变压器高达 24 台,噪声抑制困难,常规的高压换流站中采用了全封闭降噪措施,但对换流变压器的运行检修带来了一定程度的不便,尤其是换流变压器的快捷更换造成了一定的影响。特高压换流站内换流变压器全封闭隔声设施采用新型的设计方案,全封闭设施将分成两部分,一部分为固定设施,而另一部分将随换流变压器同进出。这样既满足了换流变压器隔声降噪的要求,又满足了设备运行检修及快速更换设备的需要。此外,换流站中滤波器布置、平波电抗器声罩均充分考虑降噪的要求。



(3) 线路绝缘子选型。直流线路绝缘子积污速度快, 污闪电压低, 因此直流线路绝缘子的串长主要取决于工作电压下绝缘子的污闪特性。在向家坝—上海特高压直流输电示范工程中, 相关科研单位和设计单位通过综合比较常规直流外推、国内外运行经验和各种计算方法, 结合试验数据, 针对不同形式绝缘子的特点, 确定了悬垂绝缘子和耐张绝缘子在各种污秽条件下的绝缘子片数、串长和串型。

(4) 线路交叉跨越。特高压直流输电线路电压等级提高直接导致线路外绝缘及绝缘子选型、空气间隙等方面发生变化。在向家坝—上海特高压直流输电示范工程中, 我国针对特高压直流的运行电压、操作冲击电压以及沿线污秽情况, 给出了适合特高压直流的绝缘子选型和空气间隙取值。同时, 电压提高也改变了输电线路下的地面场强以及其他电磁环境指标, 使输电线路各类交叉跨越距离较常规直流工程发生较大变化。

### 2.3.3 设备研制

由于电压提高, 换流变压器、晶闸管、换流阀、直流绝缘子、平波电抗器等设备均需要重新研发, 技术水平高, 研制难度大, 尤其是换流变压器和晶闸管。

(1) 换流变压器。换流变压器是特高压直流工程中技术难度最大、最为关键的设备, 代表了世界输变电领域的最高水平, 直流运行电压高达 800kV, 其套管和出线装置、交直流混合场强分布理论计算和控制、特高压场强下大体积油隙效应研究和修正、磁场分布研究和漏磁控制、绝缘材料选型和成型均逼近现有材料、技术水平的极限, 研制难度极大, 尤其是阀侧出线装置和套管。阀侧出线装置结果非常复杂, 且绝缘介质种类较多, 其电阻率受温度、微水的影响而变化, 导致电场分布变化很大。直流套管外表面容易积污, 发生不均匀污闪, 需要特殊设计保证足够长的爬电距离, 长的爬电距离又对套管的机械强度提出了更高的要求。此外, 电压提高、容量增大直接导致换流变压器体积增大, 逼近铁路运输重量和尺寸的极限, 给设计带来更大的挑战。

常规直流工程换流变压器的运输质量为 275t 左右, 而 2 个 12 脉动换流器串联的  $\pm 800\text{kV}$  向家坝—上海的直流输电示范工程换流变压器 (单相双绕组) 的运输重量为 300t, 同时由于电压等级的提高, 换流变压器和换流变压器套管的绝缘水平提高, 导致这两个设备的体积的增大, 因此换流变压器及其套管的运输是设计时首要考虑的问题。

(2) 晶闸管。特高压直流工程最大连续输送功率超过 7000MW, 向家坝—上海特高压直流输电示范工程首次采用 6in 晶闸管, 额定电流、阻断电压超过 4000A、8000V 水平, 是国家电网公司组织国内外技术最先进的厂家, 历经一年研制成功, 通流能力较 5in 晶闸管提高 1/3 以上, 达到了参数一致性高、可靠性高等要求。6in 晶闸管可以提供更高的短路电流能力, 有利于直流系统的优化设计; 具有更大的过负荷能力和适当的安全裕度, 有利于提高直流系统的动态性能和多条直流并联运行的稳定性、可靠性和安全性; 减少晶闸管的数量、简化阀结构, 有利于提高抗震能力; 降低阀的损耗, 而且提供更大的散热面积, 有利于冷却系统的设计。

(3) 平波电抗器。作为  $\pm 800\text{kV}$  换流站的主设备之一, 特高压直流平波电抗器在国外没有设计制造经验, 国内更无成熟技术。 $\pm 800\text{kV}$  特高压干式空心平波电抗器的研制, 成功地完成了谐波损耗的控制、噪声声谱与降噪装置的研究、线圈包封层开裂问题的预防措施、绕组包封材料的长期耐热性能和试验难点及其解决方案等关键技术研究。

与以往的直流工程相比, 特高压直流输电工程二次系统

成套设计方案具有许多新的特点, 直流保护系统冗余方案采用三取二逻辑, 同时工作的三套保护至少有两套保护动作后保护才能出口, 提高了可靠性。系统总线采用 eTDM 总线, 较以往采用 TDM 总线和 CAN 总线相比, 总线的数量、传输速率、可靠性都有很大的提高。在技术上也有很多改进, 包括采用新的控制保护主机、主机采用实时操作系统、改进最后断路器保护方案以及增加融冰功能等。

### 2.3.4 电磁环境

特高压直流输电线路运行时, 导线电晕产生的离子 (或电荷) 会向空间扩散, 导线上的电荷和空间离子 (或电荷) 将在空间产生合成电场。在特高压直流输电线路设计中, 需要控制合成电场和离子流密度, 以免人体对其有明显感觉。直流输电线路运行时, 线路上的电流会在空间产生磁场, 最大磁场与大地磁场相当。线路发生电晕放电时, 将产生可听噪声, 还可能对无线电接受系统产生一定影响。可听噪声和无线电干扰主要源于正极性导线, 与线路几何结构尺寸、天气状况和海拔高度有关。

特高压直流输电线路电磁环境限值是确定导线形式和线路结构的重要依据, 确定合理的电磁环境限值对保护环境和控制工程造价至关重要。随着直流运行电压的提高, 500kV 直流线路的绝缘子串污闪特性是塔头外绝缘设计的控制因素, 而 800kV 直流线路是以电磁环境性能的要求作为塔头外绝缘设计的控制因素。

通过对特高压直流输电线路结构参数对电磁环境的影响, 确定了导线分裂形式、极导线最小对地高度和线路走廊宽度等关键技术参数。通过对特高压直流换流站内电场、磁场、无线电干扰和可听噪声分析, 确定了管母线管径要求、最小对地高度和换流站电气布置、设备降噪等方面的要求。

## 3 交流特高压技术现状

美国、瑞典、苏联、日本、意大利和中国等国, 先后于 20 世纪 60 年代末起结合电力需求的发展制定了特高压输电计划, 并相继建成了特高压试验研究基地、示范工程, 对特高压输电技术进行了大量研究并取得了重要进展。苏联在上世纪建成过 1150kV 特高压输电线路 2362km, 其中埃基巴斯图兹—科克切塔夫—库斯坦奈共 900km 长的线路及 3 座变电站, 在建成后的 5 年中曾断续地投入商业运行, 运行时间累计超过 5 年。日本已建成 1000kV 同杆并架线路 427km, 并于 1996 年建成新榛名特高压设备实证实验场, 时至今日仍在带电, 但线路一直以 500kV 降压运行。

### 3.1 美国

美国电力公司 (American Electric Power, AEP)、邦纳维尔电力局 (Bonneville Power Administration, BPA)、美国电力研究院 (Electric Power Research Institute, EPRI) 和通用电气公司 (General Electric, GE) 等进行了特高压技术研究。

#### 3.1.1 美国电力公司 (AEP)

1969 年, 美国 AEP 公司与瑞典 ASEA (Allmanna Svenska Elektriska Aktiebolaget) 公司拟订了为期 10 年的特高压研究计划。1973 年在美国印第安纳州的莱克维尔市 (Lakeville) 建设试验站, 1976 年 7 月试验线路第一次充电。试验站位于 345kV 和 765kV 线路的交汇点, 站内特高压变压器如图 7.1-7 所示, (由瑞典 ASEA 公司提供), 额定电压 420/835/1785kV, 三相等值容量 333MVA, 两台串级。特



高压母线及其支架以及与母线连接的设备在设计时都考虑在试验电压下不应产生电晕, 以免影响导线的电晕测试。



图 7.1-7 1785kV/ $\sqrt{3}$  试验变压器

1974 年起, 在 AEP 和 ASEA 的特高压试验站进行了导线电晕特性的广泛研究。在不同电压下试验了不同的导线结构, 计算它们的电晕特性对环境的影响, 进行了可听噪声、无线电干扰、电视干扰、恶劣天气条件和未来特高压线路预期电压水平相互作用造成的电晕损失为特征的综合性试验研究。

试验线段包括三档距, 单回线, 全长 915m。导线的悬挂高度 (以每档中间点的高度计算) 可在 15~30m 范围内变动。沿线设有各种测量装置, 可收集无线电干扰、电视干扰、可听噪音、电晕损失及周围气象情况等有关数据, 并有两个电晕笼, 可以分别运行, 同时试验两种导线。18 分裂导线如图 7.1-8 所示。

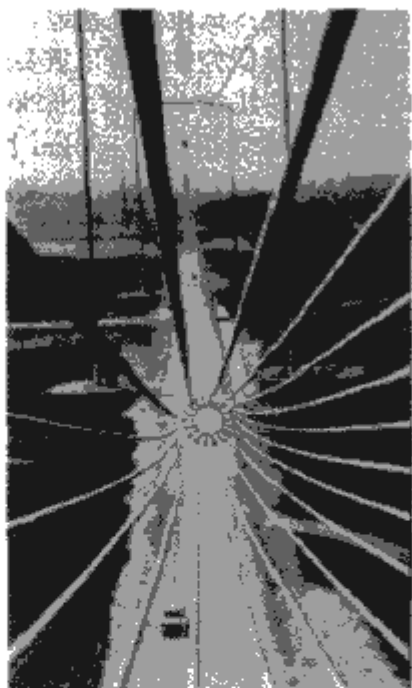


图 7.1-8 18 分裂导线

研究计划里包括了特高压变压器的研制, 通过长期观察绝缘结构, 确定电场强度、温度、油纸比、绝缘厚度、含潮量及叠加的操作波等因素对绝缘的影响。操作过电压并不能引起持续的局部放电, 当工频电压本身已接近局部放电电压

的起始值时, 操作过电压才能引起局部放电。

对站内容量为 333MVA 的特高压试验变压器曾进行 240Hz、1300kV (短时间达 1400kV) 下的感应耐压试验。试验中, 没有发现变压器内部的局部放电。操作波试验电压达 2500kV, 波前为 20~160 $\mu$ s。雷电波 (全波及截波) 试验电压达 3000kV, 波前为 2 $\mu$ s。

### 3.1.2 邦纳维尔电力局 (BPA)

邦纳维尔电力局于 1970 年作出规划, 拟用特高压交流远距离输电线路, 将喀斯喀特山脉东部煤矿区的坑口发电厂群的电力输送到西部电力负荷中心, 输送容量为 8000~10000MW。

#### 3.1.2.1 莱昂斯电气试验线段

在 BPA 的卡莱实验室和莱昂斯 1200kV 试验线段上, 进行导线、绝缘子和金具电晕特性的研究。莱昂斯试验线段平面图和侧视图如图 7.1-9 所示。站内有 3 台单相 230/1200kV, 50MVA 变压器, 并装有额定电压 768kV 的避雷器, 可使变压器 1200kV 绕组的操作过电压绝缘水平降低至 1800kV。变压器雷电冲击绝缘水平为 2050kV, 无载调压。

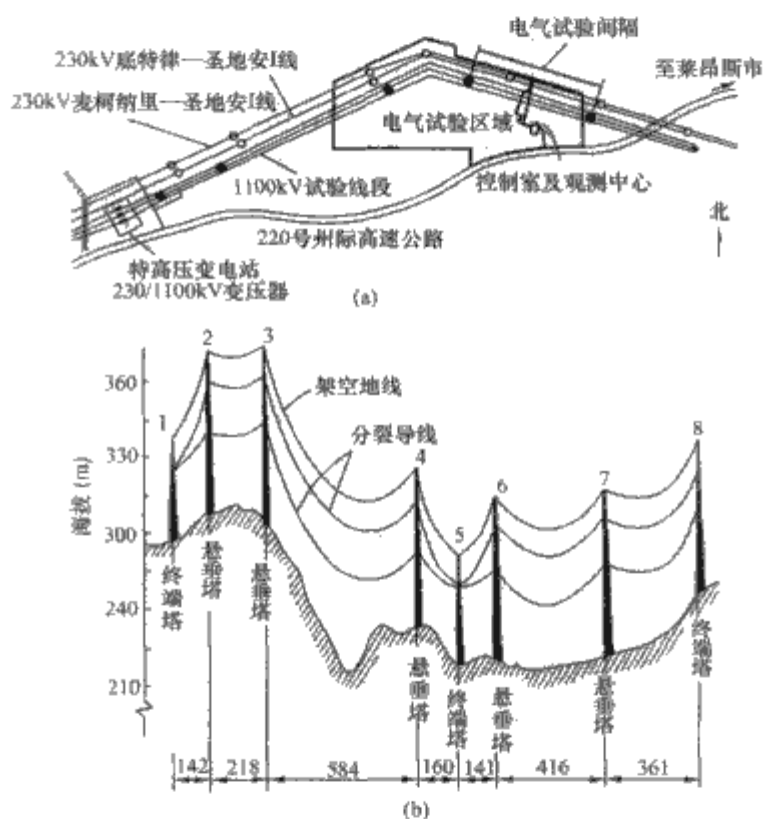


图 7.1-9 莱昂斯试验线段平面图和侧视图  
(a) 平面图; (b) 侧视图

导线选用 8 $\times$ 41mm 分裂导线。在该试验线段上进行了可听噪声、无线电干扰、电视干扰、电晕损失和臭氧等的试验研究。

#### 3.1.2.2 莫洛机械性能试验线段

在俄勒冈州莫洛附近建设了试验 1200kV 线路结构和机械性能的试验线段。该地区结冰现象严重, 线路风荷载也大。试验线段共有 5 档, 约 1.78km, 能同时进行两种 8 $\times$ 45mm 分裂导线的试验。

#### 3.1.3 美国通用电气公司和电力研究院

美国通用电气公司 (GE) 和电力研究委员会从 1967 年开始执行特高压研究计划。1973 年新组建的电力研究院 (EPRI) 代替电力研究委员会主持此项研究工作。

EPRI 的高压试验基地位于马萨诸塞州的雷诺。雷诺高



压试验基地俯瞰图如图 7.1-10 所示。该试验基地由 GE 公司始建于 20 世纪 50 年代，1985 年 EPRI 从 GE 公司接管。1967 年起该中心研究特高压，交流电压范围为 1000~1500kV，一直持续到 1973 年。从 1974 年开始增添设备研究三相特高压系统。包括：1500kV 三相交流电源，线路长 523m 的交流三相试验线段和 1700kV 两级串联试验变压器（单台 866kV）。

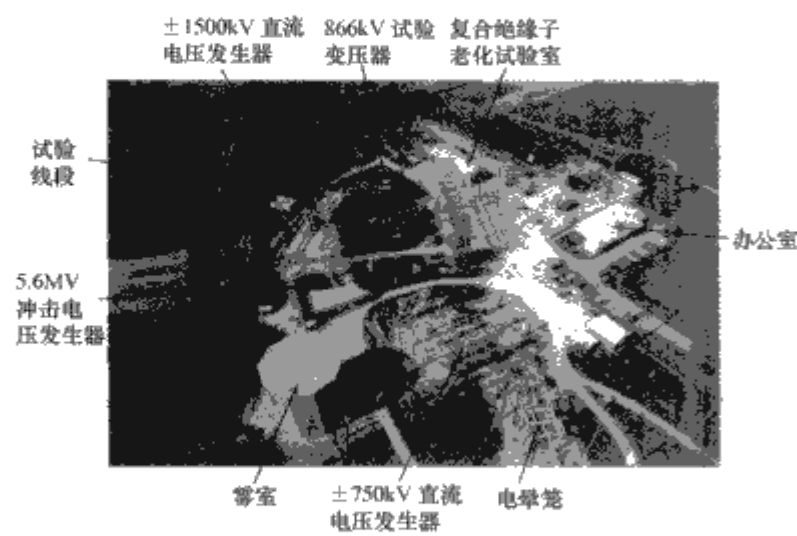


图 7.1-10 雷诺高压试验基地俯瞰图

雷诺试验基地先后建立了多条试验线段，最短的只有数十米，分别用于进行交流环境试验、直流环境试验、交直流同走廊试验、特殊排列方式导线下的磁场试验等。此外，对复合绝缘子的老化、机械力等方面也进行了大量研究。

20 世纪 70 年代，美国规划在 10~15 年内建设一批容量为 3~4GW 的火电厂以及大容量核电站，形成总容量达 8~10GW 的电站群向 500km 以内的负荷中心地区供电。1977 年后，美国的用电增长速度大幅度下降，停建了大批核电厂及部分火电厂，电网内没有发展中距离大容量输电工程的必要，因而暂时停止了特高压输电技术的研究工作。

3.2 苏联

苏联是国际上最早开展特高压输电技术研究的国家之一。在 1985~1992 年间，苏联的 1150kV 输电线路在额定电压下运行了 5 年时间。但是，随着因苏联解体及经济滑坡导致电力需求下降等原因，于 1992 年起降压至 500kV 运行。

3.2.1 特高压工程前期

从 20 世纪 60 年代开始，苏联积极开展交、直流特高压输电技术的基础研究与应用研究。

从 1973 年开始，苏联在白利帕斯特变电站建设特高压三相试验线段，长度 1.17km，开展特高压试验研究。1978 年着手建设从伊塔特到新库茨涅克长 270km 的工业性试验线路，后来作为埃基巴斯图兹至西伯利亚的 1150kV 输电线路的一部分。在工业性试验线路上进行了各种特高压设备的现场考核试验，并建设了拥有 3×1200kV，10~12A 串级试验变压器和 10000kV 冲击发生器的试验基地，进行了 1800~2000kV 电压等级的输电技术试验研究。

苏联于 20 世纪 80 年代规划并开始建设埃基巴斯图兹等大型能源基地，单个电站的装机容量达 6400MW，总装机容量在 20~30GW，将巨大电能送往 1000km 以外的莫斯科等负荷中心。这种发电资源与负荷分布的现实情况，促进了 1150kV 特高压和±750kV 直流输电技术的发展。苏联还规

划建设装机容量达 2000 万 kW 的巨型水电站以及大装机容量的核电站群。这些能源基地距离电力负荷中心大约 1000~2500km，通过大量的经济分析工作，最终确定采用交流 1150kV、直流±750kV 电压输电。

3.2.2 特高压工程建设及运行

苏联于 1982 年开工建设从哈萨克斯坦的埃基巴斯图兹到科克契塔夫，全长约 500km 的 1150kV 特高压输电线路，然后又延长到库斯坦奈到车里亚宾斯克，线路长度增加到 900km。1985 年 8 月，世界上第一条 1150kV 线路，埃基巴斯图兹—科克契塔夫在额定工作电压下带负荷运行。1992 年 1 月 1 日，哈萨克斯坦中央调度部门把 1150kV 线路段电压降至 500kV 运行。

1986~1988 年从埃基巴斯图兹到巴尔瑙尔共计 1000km 的 1150kV 线路，建成后先降压 500kV 运行。1989 年又建成从巴尔瑙尔到伊塔特约 600km 的 1150kV 线路。原定西部延伸到莫斯科，东部延伸到布拉茨克的计划因苏联解体而搁置了。苏联规划建设 1150kV 线路基本情况见表 7.1-1。1150kV 自耦变压器如图 7.1-11 所示，1150kV 空气断路器如图 7.1-12 所示。1150kV 输电线路直线塔上的 V 串和 I 串如图 7.1-13 所示。

表 7.1-1 苏联规划建设的 1150kV 线路基本情况

路 径	长度 (km)	开始 建造时间	500kV 投运时间	1150kV 投运时间
埃基巴斯图兹—科克契塔夫	494	1981	1983	1985.08
科克契塔夫—库斯坦奈	396	1981	1988.04	1988.08
库斯坦奈—车里亚宾斯克	321	1981	1988.12	—
埃基巴斯图兹—巴尔瑙尔	693	1981	1988.03	—
巴尔瑙尔—伊塔特	440	1981	1995	—
合计	2344			

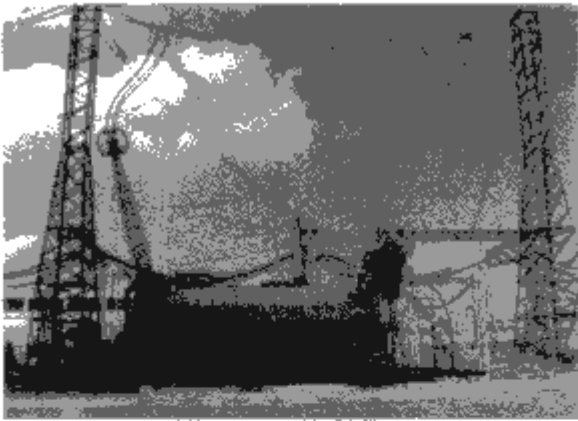


图 7.1-11 1150kV 自耦变压器



图 7.1-12 1150kV 空气断路器



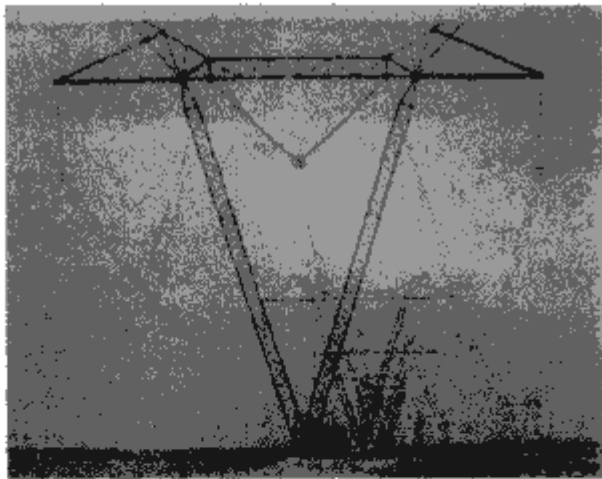


图 7.1-13 1150kV 输电线路直线塔上的 V 串和 I 串

3.3 日本

20 世纪 90 年代，日本建设了 427km、1000kV 特高压交流同杆并架输电线路（目前以 500kV 电压运行）和新榛名特高压设备实证试验场。

3.3.1 日本对特高压的研究

日本的 1000kV 特高压交流输电技术研究始于 1973 年。引发特高压输电技术研究的原因主要有：20 世纪 70 年代，日本经济高速增长，电力需求预测估计年增长率为 6%~10%；将新潟、福岛等地核电输往以东京为中心的首都圈（远距离输电、输电走廊紧张）；如果仍采用 500kV 输电则首都圈的短路电流将超过 63kA；解决未来远距离输送电力的稳定问题。

在日本，电力中央研究所、东京电力公司、东芝、三菱、日立及 NGK 等公司开展了特高压研究。电力中央研究所于 1980 年在赤城建立了长 600m、双回路、两档距的 1000kV 试验线段，如图 7.1-14。试验设备包括污秽绝缘子试验用的特高压雾室、连续对绝缘子加压的试验设备、用于可听噪声试验的电晕笼。在特高压试验线段上，进行了 8 分裂、10 分裂和 12 分裂导线和杆塔在强风和地震条件下的特性试验，进行了特高压施工和维修技术，可听噪声、无线电、电视干扰，以及电磁场对于蔬菜、家禽的生态影响等方面研究。

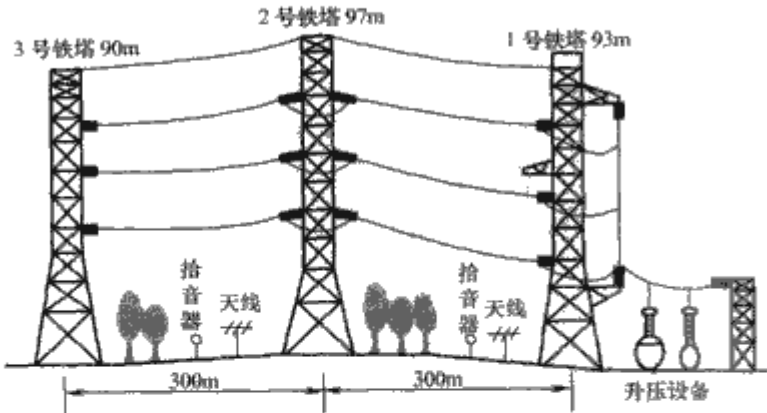


图 7.1-14 赤城双回特高压试验线段

在东京电力公司的高山石试验线段上，进行了分裂导线和绝缘子串的机械性能，如舞动和覆冰等性能的研究和技术开发。试验线路由两个档距、10 分裂 AcSR 导线构成。采用 NGK 公司的电晕试验设备和 1000kV 污秽试验设备进行污秽条件下的绝缘子串的无线电干扰电压（RIV）和可听噪声试验。试验还包括了线路的操作、雷电、工频过电压和相对相空气间隙，以及在污染条件下的原型套管和绝缘子串闪络特性试验。另外，还在武山、盐原、横须架等地建有户

外污秽试验场。

日本特高压输电特别委员会通过对输送 10000MW 的输电模型系统进行了综合比较研究，见表 7.1-2。

表 7.1-2 多个电压等级技术、经济比较

最高电压 (kV)		800	1100	1200	1500
线路×数目		2×4	2×2	2×2	1×2
输送能力 (MW)		9000	10000	12000	11000
技术性		容易	可能	可能	困难
经济性	建设成本	1.06	1.00	1.19	1.09
	平均输电能力	1.19	1.00	0.98	0.98
铁塔高度 (m)		91	110	123	125

经过 1000/1100/1200/1500kV 等多个交流电压等级及直流±500kV 方案的综合技术经济比较，认为：

(1) 800kV 与 1500kV 的缺点：800kV 输电能力低、要求的输电线路回数多、输送电力的成本相对较高、环境及选址不利；1500kV 电压等级难以预测输电线路，变电设备的设计和制造困难。

(2) 1100kV 与 1200kV 的比较：输送能力方面，双回线路正常输送均满足 10000MW 的输送能力，1200kV 方案稳定极限输送能力可以超过 20000MW；绝缘、静电感应和噪声抑制方面，1200kV 比 1100kV 的导线数目增加，而且铁塔高度约增加 10m，质量增加约 30% 左右；建设费用方面，1100kV 的建设费用比 1200kV 低 18% 左右；雷击事故率和可靠性基本相同。

综合以上研究，1980 年 1100kV（额定电压 1000kV）被选定作为日本的 500kV 电压等级以上的更高一级电压。

3.3.2 日本的特高压输变电工程建设

东京电力公司于 1988 年启动特高压工程建设，1000kV 特高压交流输电线路如图 7.1-15 所示。

东京电力的特高压输电线路采用同杆双回设计，同杆双回铁塔如图 7.1-16 所示，特高压输电容量计划为：对于同杆架设的双回线，先期输送 6000MW，最终达到 13 000MW。

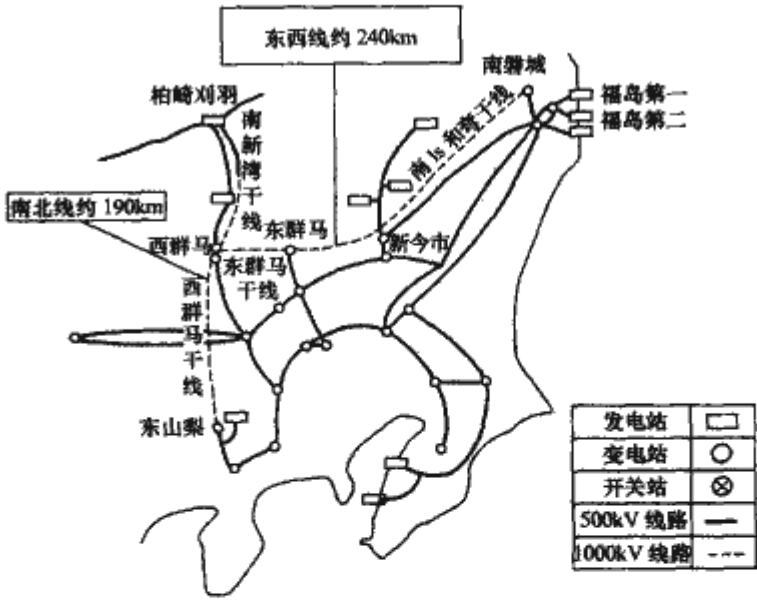


图 7.1-15 东京电力公司 1000kV 特高压交流输电线路

在输电线路电磁环境限值上，日本要求地面场强不得大于 3kV/m（在山区 10kV/m），是全世界最严格的规定。输电线路的设计、施工由东京电力公司负责，从 1988 年开始到 1999 年结束，共建成 1000kV 同杆并架线路 427km，相当于单回线路 954km。特高压线路采用 8×810mm<sup>2</sup> 导线结构，对地距离高。同杆并架线路塔高为 100~140m，全部采用钢管塔。这条线路从 1992 年陆续建成以来，一直降压至



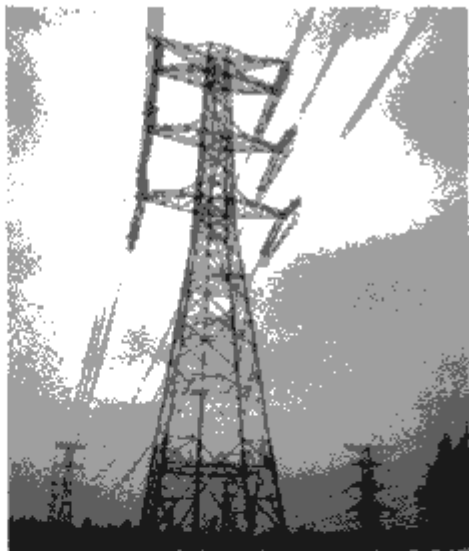


图 7.1-16 同杆双回铁塔

500kV 运行，经受了 14 年的运行考核，证明线路的机械性能是可靠的。

特高压输变电设备（包括变压器及 GIS）由东芝、三菱和日立公司分别制造。1995 年，研制成功一组 1050/525kV， $3 \times 1000\text{MVA}$  的变压器、一组 1100kV 气体绝缘金属封闭组合电器（GIS）设备，安装在 500kV 新榛名变电站（海拔 603.8m），从 500kV 侧加压，进行了 10 多年的带电试验，至 2006 年累计带电约 50000 小时，完成了一系列试验项目。新榛名特高压设备实证试验场如图 7.1-17 所示。

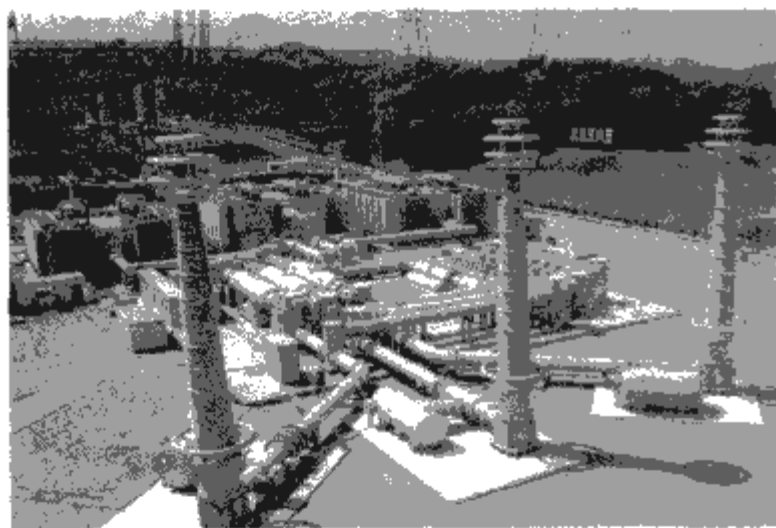


图 7.1-17 东京电力公司新榛名特高压设备实证试验场

### 3.3.3 日本 1000kV 特高压交流系统的特点

日本 1000kV 特高压交流系统具有鲜明的技术特点。

日本国土狭小，送电线路短，在全部 427km 成“人”字形结构的特高压电网中共有 4 个变电站，2 个开关站，最长的线路段长度也只有 138km。加上日本 1000kV 交流特高压线路主要输送核电，通过改变送受端电网的联结方式，可以基本保持特高压电网输送电力恒定不变。因此，特高压系统不配置高压并联电抗器，也不考虑其他的调相调压措施。

为了降低线路塔头尺寸，降低变压器等变电设备的绝缘水平，日本采取了一系列限制操作过电压措施，主要包括：采用高性能避雷器，4 柱并联，显著降低雷电和操作过电压下的残压；在 GIS 断路器中采用合闸和分闸电阻，限制线路合闸和单相重合闸时的操作过电压以及分闸操作过电压水平；采用带分合闸电阻的隔离开关限制隔离开关电弧重燃，在 GIS 腔体内引起的高频振荡过电压等。

为提高系统稳定性和可靠性，成功研制了高速接地开关，为短路点潜供电流提供强制通道，加速短路点电弧熄灭，与断路器配合实现同杆并架线路的快速单相重合闸，保

证重合闸时间在 1s 以内。

日本结合特高压工程研发了 1100kV 双断口 SF<sub>6</sub> 罐式断路器，也是当时世界上唯一拥有这项技术的国家。

因国土狭小，大件运输限制严格，加上计划中的特高压变电站位于山区，道路交通运输条件更加苛刻。为解决 1000MVA/1050kV 变压器的运输问题，世界上首次采用分体式结构，将运输质量控制在 200t，为解决今后高电压、大容量变压器的大件运输开创了先河。1000MVA/1050kV 分体式特高压变压器如图 7.1-18 所示。

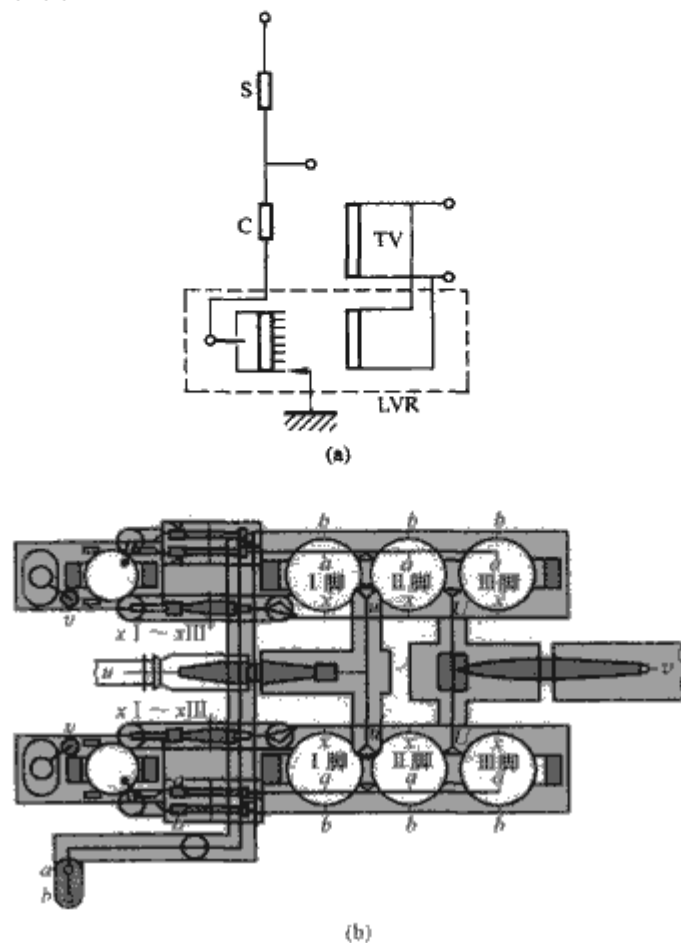


图 7.1-18 1000MVA/1050kV 分体式特高压变压器  
(a) 电气示意图；(b) 分体式结构示意图

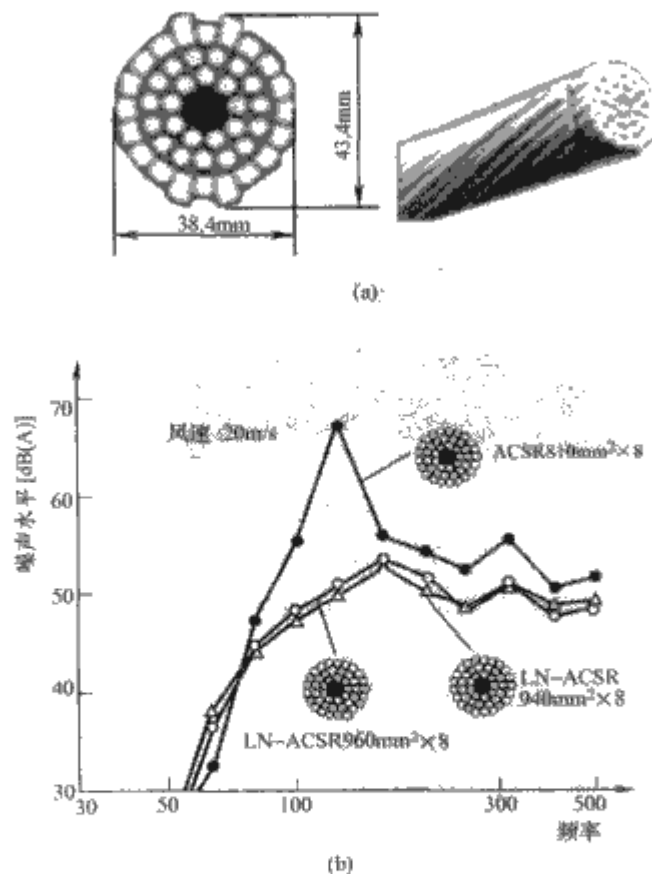


图 7.1-19 低噪声导线  
(a) 导线截面示意图；(b) 风噪声降低曲线

为更好地履行社会责任,进一步降低电磁环境影响,研发了降低风噪声的低噪声导线,在特高压线路沿线通过的居民区大量采用,如图 7.1-19 所示。

### 3.4 意大利

意大利为了把本国南部地区的煤电和核电输送到北部工业区,规划在原有 380kV 输电网架之上叠加 1050kV 特高压输电骨干网。意大利国家电力公司 (ENEL) 根据 1000kV 研究计划,于 20 世纪 70 年代中期至 80 年代中期,在不同的试验场和示范工程进行特高压的研究和技术开发。

20 世纪 90 年代中期建设了带有 3km 长试验线段的交流 1000kV 特高压示范工程,于 1995~1996 年间进行带电运行。

#### 3.4.1 萨瓦雷托 (Suvereto) 试验场

在萨瓦雷托 (Suvereto) 试验场安装了 1000kV 主要试验设施,包括 1km 长的试验线段和 40m 的电晕笼 (如图 7.1-20、图 7.1-21 所示) 组成的电磁环境试验设备。



图 7.1-20 意大利萨瓦雷托 (Suvereto) 特高压试验场



图 7.1-21 意大利萨瓦雷托 (Suvereto) 特高压试验场的电晕笼

关于电场的生态效应,在萨瓦雷托的特高压试验线段下以及在电晕笼中对老鼠、野鼠、兔子、狗在电磁场下的反应进行了试验研究。另外,萨瓦雷托试验场和意大利电力技术试验中心 (CESI) 还进行了特高压电气原型设备的试验。

#### 3.4.2 1000kV 交流特高压示范工程

20 世纪 80 年代末期,意大利着手研制特高压原型设备。在制造商、CESI 及萨瓦雷多试验场完成了原型设备的所有试验。

意大利的 1000kV 交流特高压示范工程是全世界唯一采

用 1000kV 充油电缆的工程,如图 7.1-22 所示。其电气接线图如图 7.1-23 所示。

1995 年起进行带电试验,1995 年带电 2135h、1996 年带电 7614h。运行期间主设备未发生较大的缺陷,只有电缆附件发生了小故障。

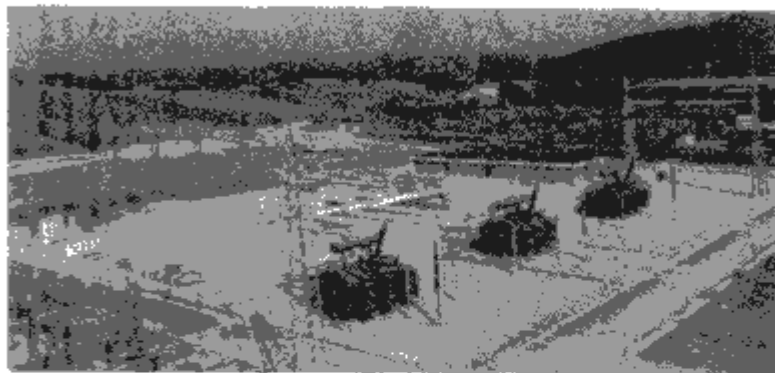


图 7.1-22 意大利特高压示范工程

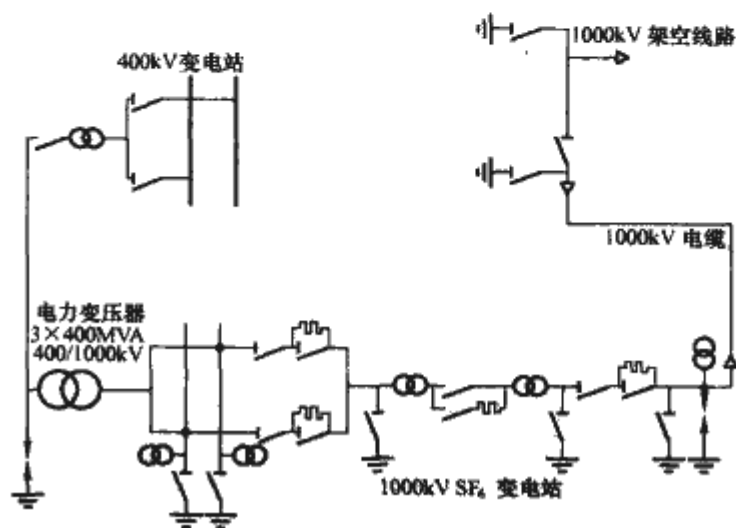


图 7.1-23 意大利特高压示范工程电气接线图

### 3.5 加拿大

加拿大魁北克水电局研究院 (IREQ) 成立于 1967 年,是北美最大的综合电气设备试验研究基地,研究领域包括电气设备、系统分析与控制、自动化测量、材料、机械工程和电子技术应用等。20 世纪 70~80 年代,在特高压交直流输电技术方面进行了广泛的试验研究。在 IREQ 进行了电压达 1500kV 额定电压的输电系统设备试验。试验线路和电晕笼均用于高至 1500kV 的交流系统和 1800kV 的直流系统的分裂导线的电晕试验。图 7.1-24 为 IREQ 试验场的平面图。

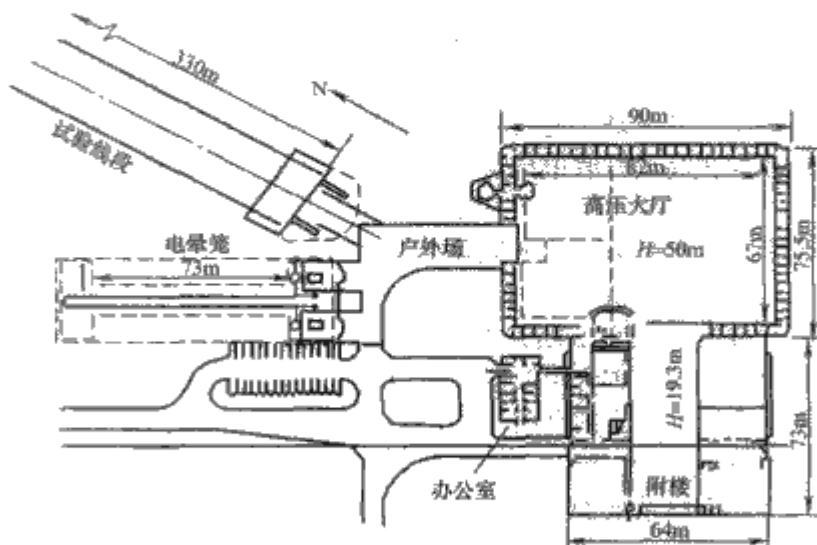


图 7.1-24 IREQ 高压试验设施平面图



### 3.5.1 试验线段

IREQ 的线路环境试验通过两种途径实现,一是在一条实际运行的线路下进行,二是通过试验基地内的一条试验线段进行试验。基地内的试验线段长度为 240m,且只有一个档距,可在极间距、线高等参数上进行少量的调整,用于进行交、直流环境试验,直流试验电压范围为 450~1200kV,如图 7.1-25 所示。这条试验线段的长度主要是根据试验基地的占地面积确定的,并没有进行特殊考虑。



图 7.1-25 IREQ 基地内的试验线段

### 3.5.2 电晕笼

IREQ 的电晕笼长度约 67m,如图 7.1-26 所示。电晕笼由截面为 5.5m×5.5m 的正方形相邻的两个铁丝网组成。在电晕笼中进行了广泛的研究,用以评价从 1~16 根子导线的分裂结构,导线尺寸在 23.5~77.2mm 范围内的特性变化。还对±600~±1200kV 直流输电线路的电晕、电场和离子流特性进行了研究。

### 3.5.3 其他

在 IREQ 还进行了 1500kV 的线路和变电站空气绝缘试验。进行 4、6、8 分裂导线上的空气动力(例如拖曳、抬高、偏移)的风洞测量。在不同风速的条件下,6 分裂导线的动力特性的研究和 12 分裂导线的空气动力研究在马德兰岛试验线段上进行。



图 7.1-26 IREQ 基地内的电晕笼全貌

## 3.6 中国

### 3.6.1 特高压技术前期研究

中国的特高压输电技术研究始于 1986 年。特高压输电技术研究被国家连续列入“七五”、“八五”、“九五”和“十五”科技攻关计划,原电力工业部、原国家电力公司和国家电网公司也相继开展了特高压输电技术研究,主要研究特高压输电技术可行性、外绝缘特性和线路对环境的影响等方面。

“七五”、“八五”期间,国内科研单位依托国家项目,

分别开展了特高压输电前期研究、特高压外绝缘特性研究、远距离输电方式和电压等级论证研究、特高压输电的前期论证、特高压输电技术和经济可行性研究等方面的研究工作,原武汉高压研究所于 1994 年建设了 1000kV 级试验线段,线段长 200m,8 分裂导线水平排列,进行了特高压外绝缘、电磁环境等方面的研究。

原电力部电力科学研究院结合三峡电网规划重点技术问题研究国家级攻关项目、全国联网和更高一级交流输电电压等级研究,初步论证了特高压技术应用的可行性。

### 3.6.2 特高压系统关键技术研究

随着中国经济的快速发展,能源流的大规模移动的需求更加突出,凸显出特高压电网建设的科学性、必然性、迫切性。为此,2004 年底,中国加快了特高压输电技术研究步伐。

2004 年底以来,国家电网公司组织了多次国内外广泛深入的调研、技术交流和研讨,开展了特高压骨干网架规划、特高压重大技术问题咨询、中国能源输送方式研究、煤电运综合平衡分析、试验示范工程方案比选等一系列专题研究,就中国发展特高压电网的必要性、可行性、经济性、规划思路及工程实施方案进行了全面系统的论证。

为了进一步推进特高压技术水平的研发,2006 年,中国政府将“研究开发特高压输电技术与装备”先后列入了《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006~2020 年)》和《国务院关于加快振兴装备制造业的若干意见》。同年,中国国家科技部将“特高压输电系统开发与示范”项目列为“十一五”国家科技支撑计划重大项目。这一项目的实施,提高了企业参与科研的积极性,有效地推动了特高压输电技术研究的进程。

特高压交流输变电工程关键技术研究是一个复杂的系统工程,需要为工程科研和设计、施工建设、设备制造及试验、系统运行等各方面提供全面的技术支持,准确把握研究方向,确定研究内容,对于确保特高压交流输变电工程的成功建设十分关键。为此,国家电网公司制定了《1000 千伏交流特高压输变电工程关键技术研究框架》,主要研究内容分为五个部分:

第一部分为特高压交流输变电工程前期研究,主要总结国内外交流 500,750kV 输电技术研究及应用的经验,开展特高压骨干电网规划及技术经济比较、特高压交流运行电压选择及标准电压的确定、国内电工制造业水平及能力、电磁环境限值、系统特性、大件运输等方面研究工作,目标是为工程可行性研究提供技术支持。

第二部分为特高压输变电交流输电工程设计课题研究,主要开展过电压及控制、绝缘配合方法、系统稳定及控制、无功补偿方案、外绝缘特性、电晕特性、主设备规范、导线截面及分裂形式、电磁环境、空气间隙及交叉跨越距离等方面技术研究,目标是编制主设备规范及工程设计规范,为主设备制造创造条件,为工程设计提供依据。

第三部分为特高压交流输变电工程施工、调试及系统运行技术研究。针对工程施工及系统运行的需要,开展工程施工技术方案及验收规范、系统调试方案、设备交接试验、运行及设备检修等方面研究工作,为工程投运作好技术准备。

第四部分为建设和提升特高压试验研究能力,建设特高压交流试验基地和国家电网仿真中心,改善现有试验研究设施,提高试验研究能力。

第五部分为特高压交流关键设备研制。立足国内,重点开展特高压变压器、电抗器、开关设备、隔离开关、大型套管、避雷器、电压互感器、控制保护等设备的研制,实现特



高压设备的国产化，满足特高压工程的建设需求。

根据《1000kV 交流特高压输变电工程关键技术研究框架》组织开展了 180 多项单项技术研究工作，在工程建设中发挥了重要作用。

3.6.3 特高压工程建设

发展特高压输电技术是一项复杂的系统工程。为此，国家电网公司以科学论证、示范先行、自主创新、快速推进为原则，提出了建设特高压交流试验示范工程的计划。2006 年 8 月，中国政府正式核准建设 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程。同时，明确提出试验示范工程的建设应遵循自主创新、标准统一、规模适中、安全可靠的原则。

3.6.3.1 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程概况

根据上述原则，国家电网公司启动了 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程建设。

特高压交流试验示范工程起于山西省晋东南变电站，经河南省南阳开关站，止于湖北省荆门变电站，联结华北、华中二大电网。线路全长约 640km，先后跨越黄河和汉江，系统标称电压 1000kV，最高运行电压 1100kV，自然输送功率 5000MW，变电容量 2×3000MVA，如图 7.1-27 所示。

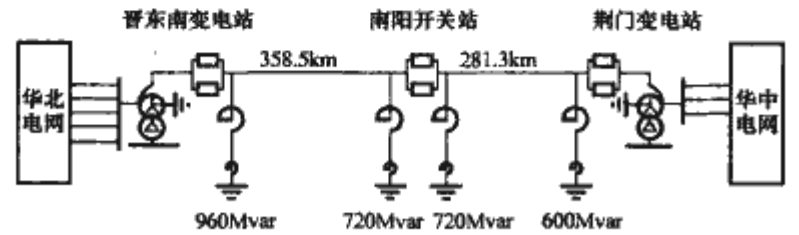


图 7.1-27 1000kV 特高压交流试验示范工程

3.6.3.2 系统最高运行电压

通过对特高压电网规划网架的调压及稳定计算分析，综合分析经济性能、设备研制能力、高海拔和污秽等因素，得出主要结论：我国交流特高压电网的标称电压应确定为 1000kV，其最高运行电压应确定为 1100kV。

3.6.3.3 无功控制

为解决特高压线路充电功率大、无功及电压控制困难等问题，结合电网初期运行及电网发展无功电压控制的需要，以及过电压控制的要求，兼顾设备国产化制造能力，综合确定特高压输电线路高压并联电抗器补偿度可以考虑为 80%~90%以上。特高压交流试验示范工程高压并联电抗器及低压无功补偿配置见表 7.1-3，表 7.1-4。

表 7.1-3 高压并联电抗器配置		Mvar
晋东南—南阳 补偿度 88%	晋东南变电站	3×320=960
	南阳开关站	3×240=720
南阳—荆门 补偿度 85%	南阳开关站	3×240=720
	荆门变电站	3×200=600

表 7.1-4 低压无功配置		Mvar
变电站	电容器组	电抗器
晋东南	4×210=840	2×240=480
荆门	4×210=840	2×240=480

1000kV 线路的工作电压高、线路长、输送容量大，其潜供电流大、恢复电压高，潜供电弧难以快速熄灭，或者使电弧熄灭的时间延长，重合闸成功率降低，它曾是人们担心的特高压输电技术难题之一。

特高压交流试验示范工程单相重合闸时间取为 1.0s，在并联电抗器中性点加装接地电抗器，结合线路全换位设计，将潜供电流限制在 12A 以下，解决了潜供电流抑制难题。

3.6.3.4 过电压及绝缘配合

特高压电网的过电压绝对值相当高，对空气间隙距离和设备绝缘提出了很高的要求。而该电压等级下空气间隙操作波放电特性曲线已开始进入饱和区，内绝缘的绝缘水平进一步提高也受到限制。

特高压交流试验示范工程采用高压并联电抗器、高性能避雷器和断路器合闸电阻等措施，将工频暂时过电压 (TOV) 限制为 1.3 p.u. (变电站侧) 和 1.4 p.u. (线路侧)，不仅限制工频暂时过电压幅值，而且采用断路器联动，限制工频暂时过电压持续时间小于 0.2s；限制线路最大的 2% 相一地操作过电压至 1.7 p.u. 以下，变电站相对地操作过电压至 1.6 p.u. 以下。

在线路设计上，操作冲击试验电压波前时间采用 1000μs，这对于缩小杆塔塔头尺寸有重要作用。猫头塔中相外绝缘试验如图 7.1-28 所示，酒杯塔边相外绝缘试验如图 7.1-29 所示。

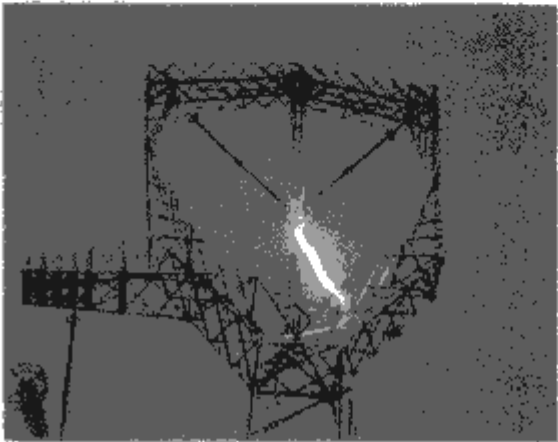


图 7.1-28 猫头塔中相外绝缘试验

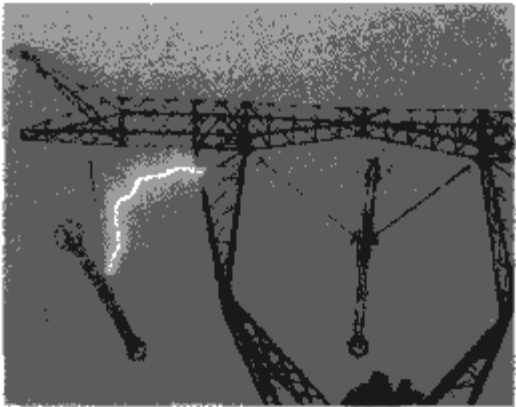


图 7.1-29 酒杯塔边相外绝缘试验

作为降低进线段的雷电绕击侵入波过电压措施，进线段采用三根地线、减小进线段地线保护角 (—5°保护角)，如图 7.1-30 所示。



图 7.1-30 三地线结构

3.6.3.5 电磁环境限值

特高压输电工程的电磁环境影响是公众极为关注的问



题。在专题研究 1000kV 特高压试验示范工程电磁环境及其对生态环境影响的基础上，确定了其电磁环境影响不应超过现有 500kV 超高压工程的原则。表 7.1-5 为中国 1000kV 特高压交流输电工程的电磁环境限值。

表 7.1-5 特高压交流输电工程电磁环境限值

电磁环境指标	位 置	限 值
工频电场 (kV/m)	临近民房	4
	跨越公路铁路 水运等交通干线	7
	其他地区	10
工频磁场 (μT)	临近民房	100
无线电干扰 dB (μV/m)	在距离边相 导线投影 20m 处	55
噪声 dB (A)	周围居民区	55 (白天) 45 (晚上)
	变电站围墙外 200m	60 (白天) 50 (晚上)

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程用的导线、各类金具和设备均压装置等在早于工程设计之前，在位于武汉的特高压交流试验基地进行了带电考核试验并优化选型。在此基础上确定 1000kV 特高压线路导线采用 8×LGJ-500/35。

试验示范工程投运后的现场实测结果表明：电磁环境各项指标满足上述限值，其中变电站电晕噪声低于 500kV 变电站的水平。

3.6.3.6 主设备研制

特高压设备的绝缘水平见表 7.1-6。

表 7.1-6 1000kV 设备额定绝缘水平

设 备	雷电冲击耐受电压(kV)	操作冲击耐受电压(kV)	短时工频耐受电压(kV)
变压器、电抗器	2250(截波 2400)	1800	1100 (5min)
GIS(断路器、隔离开关)	2400	1800	1100(1min)
开关设备纵绝缘	2400+900	1675+900	1100+635(1min)
支柱绝缘子、隔离开关(敞开式)	2550	1800	1100 (1min)
电容式电压互感器(CVT)	2400	1800	1200(5min)
套管(变压器、电抗器)	2400(截波 2760)	1950	1200(5min)
套管(GIS)	2400	1800	1100(1min)

(1) 特高压变压器。特高压试验示范工程的变压器容量确定为 1000MVA，采用单体、单相五柱铁心、线圈三柱并联结构；中性点变磁通调压方式，设置调压补偿变压器，解决第三绕组的电压波动控制问题；为减小油流带电影响，采用强油循环非导向冷却设计。图 7.1-31 为特高压变压器结构示意图，图 7.1-32 为特高压变压器外形图，图 7.1-33 为公路运输中的特高压变压器，表 7.1-7 为主要参数。

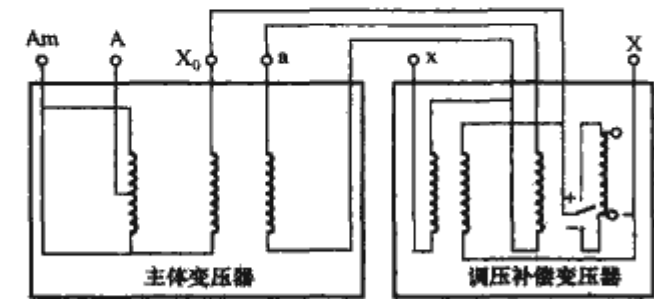


图 7.1-31 特高压变压器结构示意图  
A—高压绕组首端；Am—中压绕组首端；X<sub>0</sub>—调压绕组；  
a, x—低压绕组；X—中性点

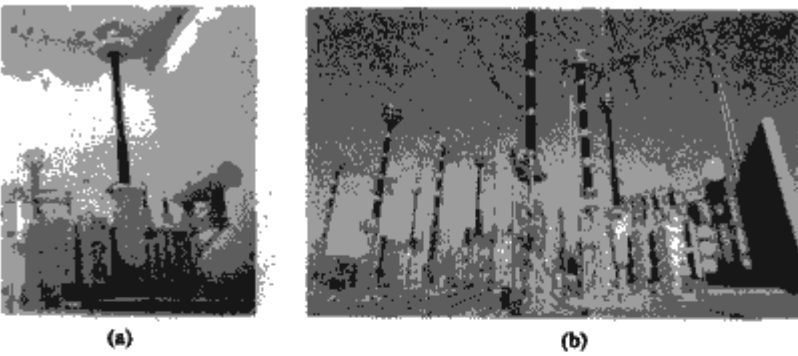


图 7.1-32 特高压变压器外形  
(a) 试验中；(b) 运行中

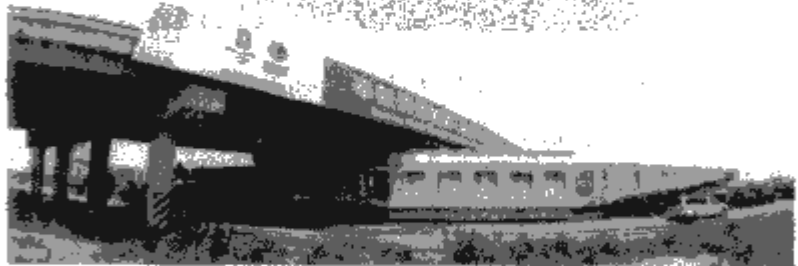


图 7.1-33 公路运输中的特高压变压器

表 7.1-7 特高压交流变压器主要性能参数表

主要参数		数 值
最高电压 $U_m$		1100 kV
额定容量		1000/1000/334 MVA
额定电压		$(1050/\sqrt{3})/(525/\sqrt{3})/110\text{kV}$
冷却方式		OFAF
调压方式		中性点无励磁调压， $\pm 4 \times 1.25\%$
绝 缘 水 平	高压	SI <sup>①</sup> /LI <sup>②</sup> /AC <sup>③</sup> (5min)
	中压	SI/LI/AC(1min)
	低压	LI/AC(1min)
	中性点	LI/AC(1min)
空载损耗 $P_0$		$\leq 200\text{kW}$
负载损耗 $P_k$		$\leq 1500\text{kW}$
短路阻抗 $U_k$		18%
噪声水平		75dB(A)

- ① 操作冲击耐受电压。
- ② 雷电冲击电压水平。
- ③ 短时工频耐受电压。

(2) 特高压并联电抗器。特高压并联电抗器有三种容量，分别是 320Mvar、240Mvar 和 200Mvar，均为单相、油浸式结构，通过中性点电抗器接地。

结合特高压电抗器的研制，各制造厂家设计生产了 1700kV 大容量试验变压器，根本上改善了特高压并联电抗器励磁特性试验及局部放电试验条件。特高压并联电抗器主要性能参数见表 7.1-8。

表 7.1-8 特高压并联电抗器主要性能参数表

主要参数	数 值		
额定容量 (Mvar)	320	240	200
额定电压 (kV)	$1100/\sqrt{3}$		
绝缘水平 SI <sup>①</sup> /LI <sup>②</sup> /AC <sup>③</sup> (5min) — LI/AC (1min)	1800/2250/1100 (5min) — 550/230kV		
冷却方式	ONAF		
损耗 (kW)	580	450	380
噪声 [dB (A)]	$\leq 75$		
振动 (μm)	$\leq 100\mu\text{m}$		

- ① 操作冲击耐受电压。
- ② 雷电冲击电压水平。
- ③ 短时工频耐受电压。

特高压并联电抗器工厂试验如图 7.1-34 所示。



图 7.1-34    特高压并联电抗器工厂试验  
运行中的特高压并联电抗器如图 7.1-35 所示。

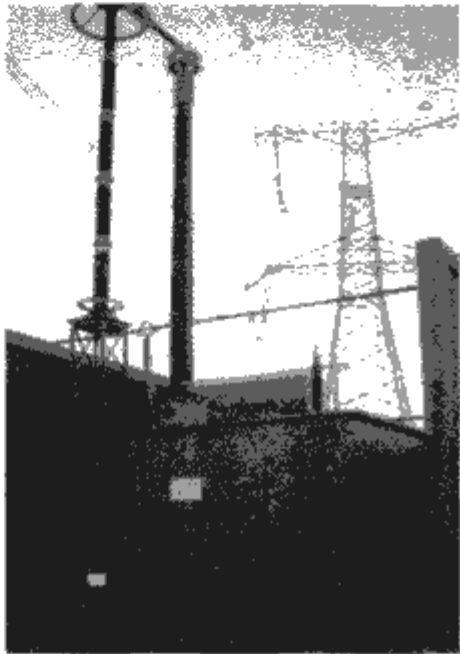


图 7.1-35    运行中的特高压并联电抗器

(3) 开关设备。试验示范工程中晋东南站采用 GIS，如图 7.1-36 所示；南阳和荆门站采用 HGIS，如图 7.1-37 所示。晋东南和南阳站的断路器为双断口、荆门站为四断口。

为了限制过电压，断路器内装设 560~600Ω 的合闸电阻，晋东南站同时设置了分闸电阻，并与合闸电阻共用。为了限制特快速暂态过电压（VFTO），晋东南站和南阳站隔离开关内装设了 500Ω 的分合闸电阻。特高压交流开关设备主要性能参数见表 7.1-9。

表 7.1-9      特高压交流开关设备主要性能参数

主要参数		数 值
额定电压 (kV)		1100
额定电流 (A)		4000/6300/8000
额定雷电冲击耐受电压 (kV)		2400
额定操作冲击耐受电压 (kV)		1800
额定短时工频耐受电压 (kV)		1100
断路器	每相断口数	2、4
	额定短路开断电流 (kA)	50
	额定短路关合电流 (kA)	135
	额定短时耐受电流 (kA)	50kA, 2s
	额定峰值耐受电流 (kA)	135
	合闸电阻 (Ω)	560~600
隔离开 关、母线	额定短时耐受电流	50kA, 2s/63kA, 3s
	额定峰值耐受电流 (kA)	135/171

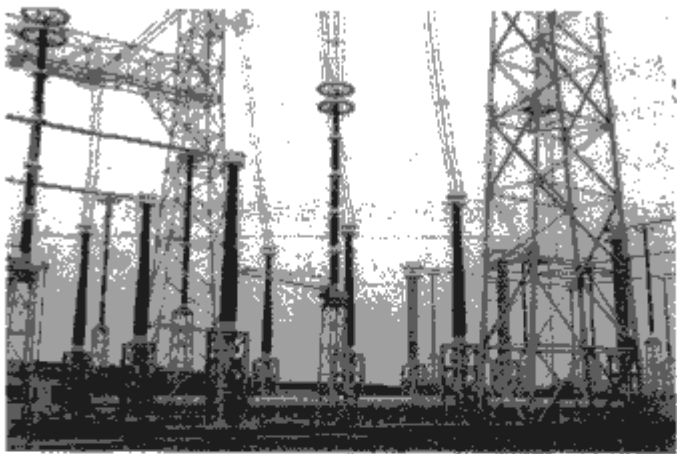


图 7.1-36    运行在荆门变电站的 1100kV HGIS



图 7.1-37    运行在晋东南变电站的 1100kV GIS

(4) 避雷器。采用罐式和瓷套型两种避雷器，特高压瓷套式避雷器的抗震试验如图 7.1-38 所示，晋东南站特高压罐式避雷器如图 7.1-39 所示。变电站母线侧和线路侧都采用相同额定电压 828 kV（相当于 1.3 p.u.）的避雷器，改变了传统的避雷器配置方法。避雷器采用大通流容量、高梯度、低压比氧化锌电阻片，四柱并联结构，主要性能见表 7.1-10。



图 7.1-38    特高压瓷套式避雷器的抗震试验



图 7.1-39    晋东南站特高压罐式避雷器



表 7.1-10 特高压交流避雷器主要性能参数

主要参数		数 值
系统标称电压 (kV 有效值)		1000
系统最高运行电压 (kV 有效值)		1100
额定电压 (kV 有效值)		828
持续运行电压 (kV 有效值)		645
标称放电电流 (kA)		20
工频参考电压 (峰值/√2, kV)		≥838/24mA
直流 8mA 参考电压 (kV)		≥1132
动作负载试验预注能量 (2 次, MJ)		63
工频电压耐受时间特性		1.15U <sub>R</sub> /1.0s
绝缘耐 受水平	工频 (湿) 耐受电压 (kV)	1223
	雷电冲击耐受电压 (kV)	2667
	操作冲击 (湿) 耐受电压 (kV)	2000

(5) 其他设备。电容式电压互感器准确度等级为 0.2 级, 额定电容 5000pF, 由 4~5 节电容器单元串联组成。绝缘水平为: SI1860/LI2600/AC 1300kV, 可以在 1.5 倍工频电压下持续运行。

变压器和并联电抗器用特高压套管均为油纸电容式结构, 采用分段焙烧、有机黏接的空心瓷绝缘子。GIS/H-GIS 出线套管采用了瓷和复合两种外套, 为 SF<sub>6</sub> 气体绝缘、非电容式结构。其中, 1000kV GIS 出线用复合式套管外绝缘采用高温硫化硅橡胶, 绝缘管内径达 1m, 长度为 12m, 内压力破坏值 (SIP) 达 4MPa 以上, 抗弯负荷达 54kN 以上。

支柱绝缘子由 5 节单元组成, 爬电比距为 25mm/kV, 弯曲破坏负荷大于 160kN·m。

工程全线的 75% 的区段采用了大吨位复合绝缘子。

线路导线采用双框架结构 8 分裂间隔棒、线夹回转式 8 分裂防舞间隔棒和 6 分裂防舞间隔棒。控制金具表面场强, 提高起晕电压至 808.9kV, 远大于通常 1.1 倍工频电压的要求。

(6) 杆塔。线路采用 8 分裂大截面导线, 铁塔高、横担长, 杆塔大量采用 Q420 高强度钢, 全线铁塔平均高约 77.2m、重约 70.5t。特高压杆塔真型试验如图 7.1-40 所示。



图 7.1-40 特高压杆塔真型试验

### 3.6.4 特高压试验基地建设

2005~2006 年, 中国制定了庞大的特高压电网建设规划和 1000kV 特高压交流试验示范工程建设计划。

特高压输电代表了当今电力科技的最高水平。根据当时中国的特高压试验能力和研究计算手段不足的现状, 国家电网公司于 2005 年起着手建设特高压试验基地。

为研究解决电网建设和运行中的关键问题, 国家电网公司建设了具有世界领先水平的特高压交流试验基地 (湖北武汉)、特高压直流试验基地 (北京昌平)、特高压杆塔试验基地 (河北霸州)、高海拔试验基地 (西藏羊八井, 海拔 4300m) 等四个试验基地和电网仿真中心与计量中心, 为特高压工程的顺利建设和安全运行提供了重要的科学依据。

#### 3.6.4.1 特高压交流试验基地建设

国家电网公司特高压交流试验基地位于湖北省武汉市江夏区凤凰山南, 占地面积 240 000m<sup>2</sup> (360 亩), 包括: 特高压试验电源、特高压单回和同塔双回试验线段、特高压设备带电考核场、电磁环境测量试验室、环境气候实验室、特高压交流电晕笼、车载式移动电磁兼容现场测试系统和电力系统电磁环境仿真平台、7500kV 户外冲击试验场等, 如图 7.1-41 所示。

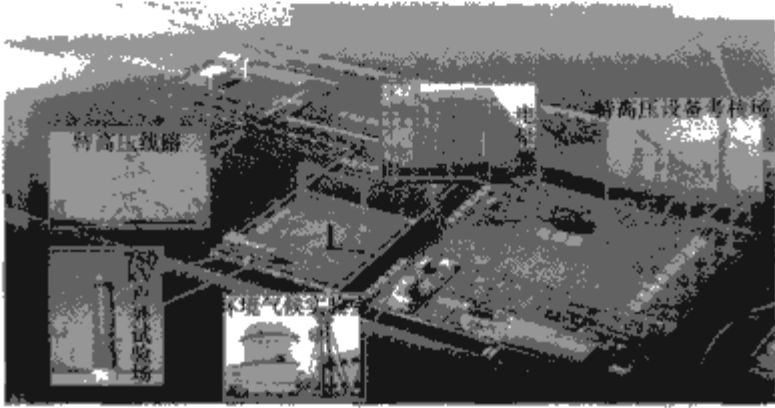


图 7.1-41 特高压交流试验基地

2006 年 10 月 10 日试验基地开工建设。2007 年 2 月 13 日单回试验线段成功带电, 6 月 15 日同塔双回试验线段成功带电。2008 年 5 月 26 日交流电晕笼投入使用, 9 月环境气候实验室建成投运, 12 月户外冲击试验场建成, 12 月 26 日试验基地建成投运。2009 年 1 月特高压交流试验基地通过项目技术验收和工程验收。

作为特高压交流试验示范工程的重要组成部分, 国家电网公司特高压交流试验基地的建设是实际特高压试验示范工程建设的预演。试验基地一期的建设, 在特高压电磁环境、特高压设计、设备技术要求、设备制造、工程建设、试验调试运行等方面取得有益的经验, 验证工程关键参数设计, 指导特高压设备研制, 演练特高压工程施工, 加速特高压工程建设的进程。

#### 3.6.4.2 特高压杆塔试验基地

国家电网公司特高压杆塔试验基地是中国唯一从事特高压杆塔真型试验研究的基地, 如图 7.1-42 所示。

特高压杆塔试验基地可满足 1000kV 交流同塔双回、±1000kV 直流同塔双回杆塔真型试验研究的需要, 为新型杆塔真型试验研究、部件试验研究提供技术支撑, 是世界规模最大、装备水平最先进、功能最全、试验能力最强的杆塔试验研究基地。

特高压杆塔试验基地拥有两套试验系统, 可以开展被试塔高度 100m 以下 (简称 100m 试验系统) 和 150m 以下 (150m 试验系统) 的杆塔真型试验。100m 试验系统位于北





图 7.1-42 特高压杆塔基地

京良乡, 成功完成了特高压交流试验示范工程多基杆塔真型试验与变电构架模型试验, 为特高压交流试验示范工程提供了重要的技术支撑。150m 试验系统位于河北霸州津港工业园区, 占地 200 000m<sup>2</sup> (300 亩), 试验系统主要包括: 试验组装系统、承力系统、液压加荷系统、荷载测控系统、数据采集系统、试验管理系统以及部件实验室。其中, 万能基础单腿抗上拔力达 2000t, 试验塔根开可达 40m; 加荷塔共 3 座, 纵向加荷塔、横向加荷塔高 153m, 纵向反向加荷塔高 133m, 可同时施加 4 个方向的荷载; 加载测控系统 188 套 (可扩充至 206 套) 液压缸自功同步加载; 部件试验室可进行静动态试验, 共 21 个液压伺服加载通道。

#### 3.6.4.3 西藏高海拔试验基地

高海拔试验基地位于西藏自治区的拉萨市当雄县羊八井镇, 海拔 4300m, 占地约 44 000m<sup>2</sup> (66 亩), 是世界上海拔最高的高电压试验研究基地, 如图 7.1-43 所示。

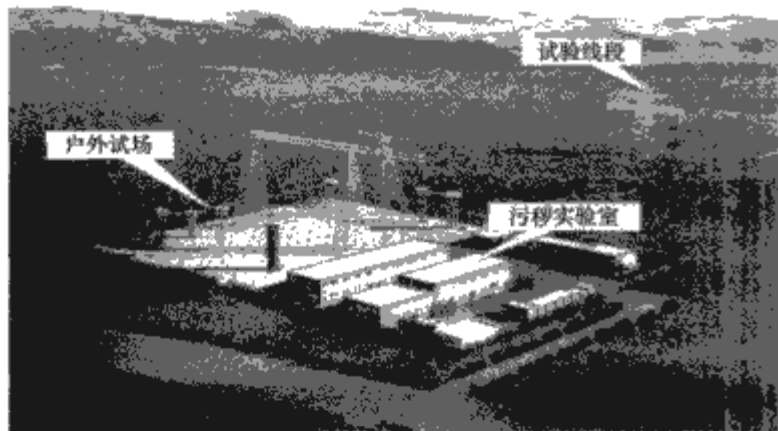


图 7.1-43 西藏高海拔试验基地

西藏高海拔试验基地于 2008 年 6 月 15 日开工, 10 月 31 日建成投运。由户外试验场、污秽实验室和试验线段三部分组成, 可进行高海拔地区交直流空气间隙、电磁环境、外绝缘污秽、设备绝缘等方面关键技术研究。其中, 户外试验场长 180m, 宽 100m, 主要设备包括: 4200kV 冲击电压发生器、两台 330kV 工频串级试验变压器、+1000kV 和 -1500kV 的直流电压发生器; 污秽实验室由 10m×10m×12m 雾室、±250kV 直流电源、测控楼及试品准备间等组成; 用以进行高海拔下线路电磁环境研究的试验线段全长 500m, 包括 3 基按 ±500kV 电压等级设计的杆塔和户外场共用直流电源和工频电源。

西藏高海拔试验基地的整体试验研究能力可满足高海拔地区超/特高压输变电工程建设及发展的需要, 在建设过程中, 进行了世界上首次海拔 4000m 以上地区空气间隙、电磁环境等方面的试验研究, 为高海拔地区输电工程设计及建设提供了有力的技术支撑, 在高海拔领域里的综合试验功能达到国际领先水平。

#### 3.6.4.4 国家电网仿真中心

国家电网仿真中心位于北京海淀区中国电力科学研究院内, 总占地面积 13 800m<sup>2</sup>, 由电力系统数模混合仿真试验室、电力系统动态模拟实验室、电力系统运行与监控仿真实验室以及国家电网仿真计算数据中心构成, 各个组成部分互为补充、紧密结合, 构成结构完整、功能完备、技术先进的电力系统仿真研究体系, 实现电力系统多层次、多角度的全方位仿真, 如图 7.1-44 所示。



图 7.1-44 国家电网仿真中心

电力系统数模混合仿真试验室主要研究特高压大电网和大型交/直流输电系统的规划和安全稳定运行技术, 主要设备包括: 4 套 ±500kV 双极长距离直流输电系统、2 套 ±800kV 双极长距离直流输电系统、1 套柔性直流输电系统和交流输电系统等物理仿真装置以及全数字仿真装置。

电力系统动态模拟实验室主要承担电力系统数学模型及参数试验研究、电力系统新型设备验证以及继电保护和自动装置检验测试等试验研究工作, 主要设备包括: 14 台发电机组、特高压交/直流输电模拟系统、各种负荷模型和可控串补、可控高压并联电抗器、光电互感器等新型电力设备及元件。

电力系统运行与监控仿真实验室以国家电网骨干网架数字仿真系统为主要监控和分析对象, 开展电力系统调度、运行、控制技术以及软件的研究和测试工作, 提供动态安全评估和决策支持服务, 为电力市场环境下的电网的安全稳定运行提供技术支撑。

国家电网仿真计算数据中心主要由数据库服务器及存储设备、应用服务器、Web 服务器、实时数据服务器、数据接口服务器及大屏幕显示系统构成, 利用现有 OMS 系统的数据传输通道, 通过专用的电力安全文件网关与国调及各网省调进行安全的文件传输。软件支撑系统主要由 PSD-PSDB 数据库管理系统、PSD-PSDB 数据库的 PSD-PCS 计算分析平台、PSD-Web 电网计算分析信息处理平台等构成。



## 第2章 交流特高压输电和示范工程选择

### 1 交流特高压输电的可行性研究

#### 1.1 特高压输电技术的可行性

20世纪60年代以来,美国、苏联、意大利、日本等国家先后制定了特高压输电计划,对特高压输电可能产生的许多问题如过电压、可听噪声、无线电干扰、生态影响等进行了大量研究,取得了重要进展。

从1980年起,苏联开始建设连接西伯利亚、哈萨克斯坦和乌拉尔联合电网的1150kV交流输电工程。其中在哈萨克斯坦境内埃基巴斯图兹—科克契塔夫—库斯坦奈特高压1150kV线路,全长约900km,全压运行时间累计长达5年,设备未出现故障。苏联解体后,由于送端电源未能按预定目标建设,导致特高压线路负载过轻,输送容量仅为额定容量的20%,从1994年起降压运行。

从1992年以来,日本共建有1000kV同杆并架线路427km,1996年投入使用了新榛名特高压设备实证试验场,做了多项试验,设备通过了9年的1000kV带电运行考核,初步验证了特高压技术的可行性。日本特高压线路建成后由于电力需求增长减缓,核电建设计划推迟,一直按500kV降压运行,目前计划2015年前后全压运行。

国外工程经验表明,发展特高压输电,在技术上没有难以克服的障碍,在工程上已具备实际应用的条件。国外特高压技术发展迟缓并非技术原因所致,而是由于用电市场趋于饱和,负荷增长有限,新增电源中气电占很大比重,均是分散化布局,靠近负荷中心等。

我国政府高度重视并积极支持特高压工作,从1986年开始,连续将特高压输电技术研究列入国家“七五”、“八五”和“十五”科技攻关计划。在过去的二十年里,我国科研机构在特高压领域做了大量工作,取得了一大批重要科研成果,其中部分成果处于国际先进水平。

近期,我国又将特高压输电技术研究和设备研制纳入2006~2010年国民经济和社会发展规划、国家中长期科技发展规划以及国家振兴装备制造业的重点工作。在政府支持下,国家电网公司组织科研咨询机构、高等院校、设备制造企业等有关方面的2000多名院士、专家和工程技术人员,对100多个特高压输电技术关键问题进行深入研究、反复论证,对关键设备研制联合开展技术攻关,全面完成过电压与绝缘配合、电磁环境等重大关键技术研究,为特高压输电技术的工程应用奠定了基础。目前,特高压输电技术标准已明确特高压电网的标准电压,电磁环境影响和过电压和绝缘配合。

#### 1.2 特高压电网的功能定位

##### 1.2.1 特高压交流与直流的定位

特高压电网是指快捷、高效输送电力的“高速公路”,具有大容量、长距离、低损耗输电和节约土地资源的优势。特高压交流与直流输电在电网中的应用各有特点,两者相辅相成,互为补充。

特高压交流的经济适用范围为1000~2000km,当输电距离超过1500km时,特高压直流输电方案在经济性方面占有明显优势。

从电网特点看,特高压交流可以形成坚强的网架结构,理论上其规模和覆盖面是不受限制的,对电力的传输、交换、疏散十分灵活;特高压直流是直达快车,不能形成网络,必须依附于坚强的交流输电网络才能发挥作用,但在受端电网直流落点过多,也存在着安全隐患。因此,1000kV特高压交流定位于更高一级电压等级的网架建设和跨大区联网送电;±800kV及以上直流输电定位于我国西部大水电基地和大煤电基地的超远距离大容量外送。

##### 1.2.2 交流各电压等级的关系

(1) 交流各电压等级的输电能力。330kV线路自然功率是500kV线路的0.378倍,造价是500kV线路的0.6倍左右;750kV线路自然功率是500kV线路的2.42倍,造价是500kV线路的1.64倍;1000kV线路自然功率是500kV线路的5.26倍,造价是500kV线路的3倍左右。330kV线路单位容量造价为2.5万元/万kW·km,500kV线路单位容量造价为1.6万元/万kW·km,750kV线路单位容量造价为1.1万元/万kW·km,1000kV线路单位容量造价为0.9万元/万kW·km,330kV、500kV、750kV、1000kV单位容量造价比为1.56:1:0.69:0.56,在相同投资情况下,1000kV线路输电能力是750kV线路输电能力的1.2倍,是500kV线路的1.8倍,是330kV线路的2.8倍。交流各电压等级线路经济输送距离和自然输送功率见表7.2-1。

表 7.2-1 交流各电压等级线路经济输送距离和自然输送功率

电压等级 (kV)	输电距离 (km)	输电容量 (万 kW)	自然功率 (万 kW)	线路的单位造价 <sup>①</sup> (万元/km)
110	30~120	3~6		
220	100~250	10~20	16	50
330	200~500	20~50	36	90
500	250~800	40~100	95	150
750	500~1200	100~250	230	246
1000	1000~2000	200~600	500	450

① 线路单位造价按目前造价水平考虑。

(2) 交流1000kV、500kV和750/330kV的定位。特高压电网是现有电网的发展和延伸,各电压等级电网的地位作用不同。

特高压交流电网应连接大煤电基地、大水电基地和主要负荷中心,承担大区间的电力交换。交流500kV电网输电范围相对较小,适合与特高压交流电网一起构筑各大区内部主网架,承担区域内部电力的输送、交换和分配,两者相辅相成和互为补充。

1000kV电网主要作为1000~2000km中远距离大容量送电、跨大区联网送电和更高一级电压等级的网架建设。

750kV电网主要作为西北地区跨省联网送电线路,



330kV 电网主要作为西北地区内省网主网架。

500kV 电网主要作为除西北以外区域内主网架。

### 1.3 构建交流特高压电网的主要原则

交流特高压电网与交流超高压电网具有相同特征,考虑运行电压、过电压的控制,一般每段线路长不宜超过 500km;为提高单一故障下的输电能力,节约线路走廊资源,通常每个输电通道可按双回路考虑,输电通道之间应有相互支援能力;交流特高压电网可分为送端电网、输电通道电网和负荷中心受端电网。

针对中国国情,着眼于能源资源优化配置的需要,构建连接大型水、火电基地和负荷中心的交流特高压电网是我国电网的发展方向之一。构建交流特高压电网的主要原则有:

(1) 以国家能源发展战略为指导。以晋陕蒙宁新煤电基地和西南水电开发为契机,贯彻国家能源发展战略的实施,通过特高压电网实现大水电基地、大煤电基地远距离、大容量外送。

(2) 以试验示范工程为依托,验证性能、全面推进。通过试验示范工程,验证特高压输电技术的可靠性、经济性和成熟性,全面掌握特高压输电各项关键技术,在试验示范工程成功的基础上,全面推进后续工程建设。近期要超前规划,解决好 1000kV 骨干通道与 500kV 跨省联络线的过渡配合问题。从中长期看,发展特高压电网,一要优化电源布局,加快建设大型煤电基地;二要建立合理的 1000kV 电网结构;三要实现与 500kV 电网的有效衔接。

(3) 坚持安全可靠原则。电网结构合理,满足安全稳定导则中规定的各项安全稳定标准。考虑特高压电网的重要性,对严重故障进行校核。加强安全自动装置建设,设立可靠的“三道防线”。加强故障应对措施预先研究,提高快速应对能力。

(4) 坚持经济合理原则。坚持市场经济的普遍规律和电网自身的客观规律相结合,以电力行业总体成本最低为原则,确保输电到网电价不高于负荷中心地区煤电上网电价,具有市场竞争力。

(5) 坚持统一规划、各级电网协调发展原则。坚持统一规划和上一级规划指导下级规划,以特高压电网规划为重点,各电压等级电网定位明确、协调发展,在各自功能范围内发挥作用。

电网规划历来强调全局观念。区域电网应根据特高压电网规划,对超高压网架进行调整,形成相互适应、功能互补的主网架。具体跨区、跨省及与主网架相关项目的论证与决策应服从全国电网格局及特高压电网目标结构的总体要求。

(6) 建设坚强的送端和受端电网,保证电力安全、大容量外送和承接。通过建设坚强的、以火电为主的送端电网,汇集电源基地电力,保证外送容量;通过建设坚强的受端同步电网,提高电力承载能力,实现特高压电网固有的输电能力送电。

(7) 为国内外资源配置提供坚强的网络平台。充分发挥电网优化资源配置的网络和市场功能,为国家加强宏观调控,实现更大范围资源优化配置,充分利用国际能源提供坚强的网络平台。

特高压电网规划要立足于当前,着眼于长远。首先,要根据全国能源发展战略,合理确定各区域电网之间在不同发展时期的电力流;其次,论证全国电网远期的目标格局,区域电网之间的互联模式及联网强度,统筹研究西部水火电开发后的外送电压等级、输电方案和框架结构。远景规划由于

存在许多不确定因素,应突出重点,暴露问题,反映趋势;第三,以特高压电网中长期目标格局指导近期区域电网网架方案的调整,实现远近结合。

## 2 试验示范工程选择

建设特高压交流试验示范工程的首要目的是验证和掌握特高压输电技术,考核设备,获取运行经验,为今后特高压电网建设奠定基础。

### 2.1 建设特高压交流试验示范工程的主要原则

(1) 自主创新原则。特高压交流输电技术属于国际前沿技术,苏联、日本均是结合本国实际制定自身的特高压技术路线。我国发展交流特高压需要引进和消化吸收国外的先进技术,结合我国国情和电网特点,走自主创新之路。

(2) 标准统一原则。要以试验示范工程为依托,建立统一的特高压技术规范和运行标准,经工程验证后加以推广。

(3) 规模适中原则。受设备供货、投资额、建设工期等条件约束,特高压试验示范工程的规模不宜过大;但从发挥试验、示范功能的角度看,工程规模也不宜过小。我国特高压电网将用于远距离大容量输电,长距离特高压系统存在充电功率大、过电压控制困难以及潜供电流影响等特殊问题。为验证解决上述问题的技术措施,试验示范工程的线路长度应在 500~700km 左右较为合适。

(4) 保证电网安全可靠原则。系统方案应有利于电网安全稳定运行,并能与 500kV 电网合理衔接,提高电网安全稳定水平。

### 2.2 建设特高压交流试验示范工程的技术路线

(1) 尊重客观规律,符合国家能源发展战略。发展特高压输电技术,应符合“加强电网建设,扩大西电东送规模”的发展趋势,为今后大规模工业性应用积累有价值的经验。

(2) 系统方案合理,有利于发挥特高压输电功能。试验示范工程选择符合特高压电网发展方向,成功后能够迅速转入商业化运行,有效发挥输电和联网效益。

(3) 系统运行灵活,适应试验要求。试验示范工程运行初期要能对变电站及线路设备进行各种工况考核,不要因起停、参数调整、突发故障而对系统带来较大的冲击。

(4) 总结国外经验,高技术高起点。发展特高压电网,不仅应充分利用国内外已有的技术和研究成果,还要结合我国电网特点,抢占特高压技术的制高点,达到全电压、大负荷的试验的要求,并以大负荷带电考核为重点。

(5) 全面考核、验证设备。特高压输变电在我国是一项全新的技术,试验示范工程必须能够综合评价特高压输变电的技术风险,有效验证各种类型变压器、断路器、线路等主设备的可靠性、绝缘水平以及适应各种气候和污秽环境的能力。

(6) 带电指标严格,便于发现问题。为考核各种电气设备的设计和制造质量,试验示范工程应最大限度地提供较为严酷的系统运行条件,包括工频过电压、操作过电压、工作电流和短路电流等,以便暴露设备可能存在的缺陷。

### 2.3 试验示范工程备选方案

根据交流特高压试验示范工程建设的原则和技术路线,结合我国未来交流特高压技术的工程应用,提出三个交流特高压工程初步方案供比选研究:

(1) 晋东南—南阳—荆门交流特高压输变电工程。该工



程起点山西晋东南，落点湖北荆门，中间经河南南阳开关站。晋东南—南阳—荆门线路全长约 640km，拟全压运行。该工程可加大华中电网与华北电网同步电网规模，有利于促进南北水火互济，减少华中电网弃水电量，提高电网运行可靠性，实现更大跨区资源优化配置；适应“三西”煤炭基地实施煤电集约化、一体化开发，是规划建设的神东、陕北、晋东南等多个大型煤电基地外送的重要通道。

(2) 淮南—上海交流特高压输变电工程。该工程起点安徽淮南，落点上海，中间经芜湖、浙北两变电站，线路全长约  $2 \times 660$ km，拟全线全压或部分线路全压运行。该工程建成后将成为华东电网西电东送和接受区外来电的重要通道，可使华东电网输变电工程站址、走廊资源更高效合理的利用，并为解决华东电网 500kV 电网短路电流超标问题提供有效途径。

(3) 四川水电外送交流特高压输变电工程。该工程起点四川乐山，落点湖北荆门，中间经重庆、恩施，初期乐山—重庆全压运行，重庆—恩施—荆门降压 500kV 运行。线路全长约 1000km，其中全压运行线路约 300km。该工程近期可为四川富裕水电提供外送通道，远期将为提高金沙江、大渡河、雅砻江外送等大容量直流输电工程安全稳定运行提供保证。

## 2.4 试验示范工程比选

### 2.4.1 系统运行条件

晋东南—南阳—荆门交流特高压输变电工程连接华北和华中两大电网，有利于水火调剂，可实现南北互供、双向输送，最大输送潮流可达 300 万 kW 左右，有利于考核设备承受大负荷、过电压能力等。

淮南—上海交流特高压输变电工程运行方式与淮南煤电开发进度密切相关。工程全压运行的情况下，输电能力较大，可达 580 万 kW，但淮南地区难以建成足够的新增电源与其协调。如淮南—芜湖单回 1000kV 线路全压运行，其余线路降压 500kV 运行，当采用点对网方式，最大输送能力仅有 180 万 kW；当电磁环网运行时，特高压线路上的潮流较小，最大仅有 160 万 kW。该工程还存在潮流只能单方向输送、潮流大小不易调节等不利情况。

四川水电外送交流特高压输变电工程，初期主要是满足四川水电外送的，受与 500kV 电网并联运行的约束，特高压线路潮流仅为 180 万 kW 左右，且潮流为单方向，不利于考核设备。

### 2.4.2 工程建设条件

三个工程均选定了交通、地形、地质条件合适的站址和线路路径，其中：晋东南—南阳—荆门和淮南—上海交流特高压输变电工程，已取得部分站址和路径协议；大件设备运输采用公路、铁路、水路等运输方案，均是可行的。工程建设条件均不存在难以克服的技术困难。

### 2.4.3 满足试验示范工程技术需求的情况

晋东南—南阳—荆门交流特高压输变电工程线路较长、

负荷重，接近过电压限制的线路允许最大长度，需要在线路上安装大容量高压并联电抗器、高性能避雷器，采用带合闸电阻的断路器，与我国未来特高压输电的技术路线是一致的。可对特高压工程的线路、变压器、高压电抗器、断路器、GIS 设备、避雷器、电压互感器、电流互感器、绝缘子等特高压设备在工频过电压、操作过电压、谐振过电压、雷电过电压、甩负荷过电压、短路电流、投切低压电容器、投切低压电抗器和投切空载线路等条件下的技术性能进行全面充分的考核。

此外，晋东南—南阳—荆门试验示范工程有两个变电站和一个开关站，可采用 GIS、AIS 和 HGIS 等多方案，对各类设备的考核全面，有利于充分发挥试验示范工程的作用。

淮南—芜湖—浙北—上海 1000kV 输变电工程，由于系统运行条件不如晋东南—南阳—荆门试验示范工程苛刻，且四个 1000kV 变电站受土地资源限制，均推荐采用 GIS 方案，因此，对设备考核不如晋东南—南阳—荆门试验示范工程，同时，同杆并架线路也增加了试验示范工程的技术难度。

四川水电外送交流特高压输变电工程，受与 500kV 并联运行限制，无法对设备进行大负荷下的全面考核，作为试验示范工程也不如晋东南—南阳—荆门工程。

## 2.5 风险评估

晋东南—南阳—荆门交流特高压输变电工程的两端都通过 500kV 线路与当地 500kV 电网相连。因此，若该工程投运初期不能完全正常运行时，晋东南电源可以通过与华北电网的联系就地消纳；湖北电网可通过启动备用容量，避免出现缺电情况，对华北和华中两大电网的影响较小。如特高压示范工程投入运行时晋东南电源尚未投运，也可以通过与华北电网的联系，组织华北电网的电源通过特高压输电系统向华中送电，从而达到试验示范的目的。因而，晋东南—南阳—荆门交流特高压输变电工程风险较小。

淮南—上海交流特高压输变电工程在电网中替代的是华东电网原规划的皖电东送 500kV 大通道，工程建设规模大、功能明确。在试验示范期间，一旦出现无法预见的故障导致较长时间不能正常运行时，将影响到淮南电源的外送。因此淮南—上海交流特高压输变电工程作为试验示范工程，其抗风险性不如晋东南—荆门工程。

乐山—重庆交流特高压输变电工程承担着四川水电的外送任务，当特高压线路因故障而不能正常运行时，影响四川水电外送能力。

## 2.6 结论

根据试验示范工程定位和所要达到的目的，综合比较、对比分析三个交流特高压试验示范工程之后，首选晋东南—南阳—荆门交流特高压输变电工程作为特高压交流试验示范工程。



## 第3章 交流特高压工程系统研究和技术研究成果

### 1 潮流稳定的研究

#### 1.1 华北—华中特高压互联电网潮流分析

华中电网水电装机比例接近40%，丰枯期网内潮流变化复杂；华北电网主要以火电装机为主，网内送电通道潮流相对稳定，但元件输电压力较大。特高压交流试验示范工程投产前，华北与华中电网之间通过500kV辛涇线联网，网间功率交换相对较小。特高压交流试验示范工程投产后，华北华中电网之间具备进行大容量功率交换的能力，特高压输电线路送端大功率电力组织以及受端大功率电力消纳，将引起两侧电网潮流特点发生较大变化。因此，需要结合华北、华中电网的运行特点，从潮流分布的角度研究两侧电网对特高压交流试验示范工程的适应性。

##### 1.1.1 华中电网潮流分布特点

特高压落点的荆门站仅与斗笠站相连，华北、华中电网间功率交换必须通过三峡近区网络汇集或转供。

丰水期时，华中电网四川和三峡水电大发，送往鄂东、湖南、江西等负荷中心，三峡出口的斗笠—江陵大母线上汇集了四川和三峡水电，其出线潮流较重，单回线输电潮流接近或者高于1000MW。若丰水期安排特高压线路潮流为华中送华北，可分流四川和三峡的水电，有效缓解鄂西送鄂东断面斗笠—孝感，兴隆—咸宁500kV线路压力，潮流分布较为合理；若安排特高压线路潮流由华北送华中，将进一步增加斗笠—江陵线、斗笠—孝感线转供的压力，其斗笠—江陵、斗笠—孝感线路潮流过重，N-1元件开断后剩余线路将发生过载现象。

枯水期时，华中水电出力减小，三峡近区网络潮流较轻，若安排特高压线路潮流华中送华北，北送电力需要从河南电网来组织，加重了鄂豫断面潮流压力，并形成了潮流迂回，线路损耗较高。若特高压线路潮流安排为华北送华中，华北火电通过斗笠向龙泉、江陵侧分别向川渝、湖南分流，河南火电向南部三省送电，华中主网架潮流分布合理，满足N-1静态安全的要求。

##### 1.1.2 华北电网潮流分布特点

特高压试验示范工程在华北电网的落点为晋东南站，电力汇集与转供均需要通过山西电网。山西是京津唐电网的重要电源基地，外送需求较大，尤其是大同一房山双回500kV线路、神木—保北双回500kV线路潮流较重。特高压线路潮流华北送华中时，山西外送及省内主要断面潮流分布合理，网架适应性较好。在特高压线路潮流华中送华北方式下，如果输送电力在京津冀电网消纳，将增加山西外送京津冀断面潮流水平，潮流重载。

在黄骅—板桥双回线投产前，受大房线热稳能力制约，山西外送断面和京津南部受电断面输送能力不能完全满足华北网调直调机组和山西外送需求，因此，京津唐地区和河北南网不具备消纳特高压电力的能力，特高压北送电力须由山西和山西境内的网调直调机组消纳。由于山西境内的网调直调机组直接参加京津冀电网的电力平衡，安排网调直调机组

消纳特高压电力，就相当于京津唐电网间接消纳了特高压电力。随着华北电网省间联络线的进一步加强，京津唐地区和河北南网消纳特高压电力的能力有所提高，具备一定的特高压电力的消纳能力。在满足山西电力外送需求基础上，可以转送部分特高压电力，从而实现特高压北送功率在京津唐负荷中心的直接消纳。

综上所述，根据华北、华中电网电源结构、潮流分布的特点和水火互济的需要，丰水期特高压宜采用华中水电北送方式，枯水期时，宜组织华北火电南送华中。

#### 1.2 特高压交流试验示范工程输电能力分析

##### 1.2.1 特高压设备通流能力

特高压晋东南站和荆门站主变压器的额定容量均为3000MVA。联网计算表明：特高压线路输送2800MW时通过主变压器吸收大量500kV系统和变压器低压侧无功，单侧约为1050Mvar，变压器达到满载。因此，受限于特高压试验示范工程配套设备最大负荷水平，特高压交流试验示范工程输送的最大有功功率不能超过2800MW。

##### 1.2.2 特高压交流试验示范工程静稳水平

电网输送能力同时受到热稳定、暂态稳定、动态稳定和静稳定的限制，一般来讲，电气距离较短的线路主要受限于热稳定，而较长线路则受到暂态稳定和动态稳定的限制，只有少数长距离、大功率送出系统则需进行静稳定的校核和分析。特高压交流试验示范工程属于这样的线路，因此需要对特高压试验示范工程进行静稳校核。

(1) 理论分析。特高压交流试验示范工程由晋东南和荆门两台变压器以及晋东南—南阳—荆门特高压输电线路构成，其近似标么电抗为 $X_{\Sigma}$ （基于100MVA）。

考虑特高压线路两侧变压器阻抗 $X_l$ 后，特高压线路联网方式下华北、华中电网间实际电抗（标么值）为

$$2X_l + X_{l1} + X_{l2} = 0.0285 \text{ p.u.} \quad (7.3-1)$$

式中： $X_l$ 为特高压线路两侧变压器阻抗； $X_{l1}$ 为长南线电抗值； $X_{l2}$ 为南荆线电抗值

其值是目下500kV辛涇线电抗值0.006p.u.的4倍多，等效于4倍多距离的辛涇线联网。

特高压试验示范工程最大传输功率

$$P_{\text{MAX}} = \frac{U_1 U_2}{X_{\Sigma} + X_{S1} + X_{S2}} \quad (7.3-2)$$

式中： $X_{S1}$ 、 $X_{S2}$ 分别为晋东南和荆门侧的系统等值电抗； $U_1$ 、 $U_2$ 分别为晋东南和荆门侧的500kV母线电压。

假设 $X_{S1}$ 、 $X_{S2}$ 为零， $U_1$ 、 $U_2$ 均为1.0p.u.，则

$$P_{\text{MAX}} = \frac{1}{X_{\Sigma}} = 35.08 \text{ p.u.} \quad (7.3-3)$$

即仅考虑特高压试验示范工程的电抗，则其静稳极限为3508MW。

实际系统中特高压试验示范工程静稳极限与送受端的等值系统电抗（华北、华中电网等值内阻同两侧电网机组开机方式、无功补偿装置投切方式、负荷特性等多种因素相关，其计算结果存在一定偏差。例如特高压近区电网开机较多，



则华北、华中等值阻抗将缩小，静稳将提高；反之，如近区电网线路检修，则系统等值阻抗变大，系统静稳将减小）、开机方式、机组励磁系统的性能、实际电网的电压水平等因素有关。送电距离越远，则等值系统电抗越大，静稳极限越低；优异的励磁系统性能会提高静稳极限；电网运行电压水平越高、静稳极限越高，一般来讲接近静稳极限时，系统电压很难达到 1.0p.u.。

(2) 工程实用算法计算结论。由于特高压单线联网时联系阻抗较大，导致其静稳极限偏低，根据特高压两侧落点电压的不同（系统电压越高，静稳极限越高）网架结构的不同（特高压落点附近网架结构越强，两侧区域电网的等值内阻越小，静稳极限越高），对系统进行仿真计算，可以看出特高压联络线静稳极限在 3030~3400MW 之间变化。若特高压线路输送功率达到 2800MW，静态功角稳定储备系数在 8.2%~21.4% 之间变化，如系统电压偏低，就无法满足《电力系统安全稳定导则》的要求，极端方式下，输送功率与静稳极限相差只有 230MW，抵御联络线功率波动和受端负荷功率缺额故障的能力不足。

当特高压落点电压在 510kV 附近时，特高压静稳极限在 3050MW 左右，如荆门、长治落点电压提高至 540kV，特高压静稳极限可大致提高至 3400MW。特高压近区电网网架检修、机组投停均对特高压静稳极限有较大影响。

因此，在特高压大功率运行时，必须提高系统运行电压（一般要求在 535kV 以上，静稳极限可提高至 3300MW），特高压落点近区电网机组多开，不进行特高压近区电网线路检修等。

(3) 特高压静稳裕度给互联电网安全稳定运行带来的挑战。目前，华北、华中电网内存在大量安控切机装置，且存在较多的 2×600MW 电厂典型送出系统，出现损失 2 台及以上机组的概率较高；特高压示范工程线路输送较大功率条件下，若系统发生短路故障或产生有功功率缺额，产生的不平衡功率将由华北、华中电网按机组惯性分配（华北、华中电网发电出力大致比例在 1.2:1~1.6:1 之间），特高压线路产生功率转移，可能引起特高压线路功率超过其静稳极限，导致华北、华中电网失去同步。因而，特高压试验示范工程运行初期，不宜输送太多电力。

按照《电力系统安全稳定导则》的要求，2009 年枯水期组织华北地区电源通过特高压试验示范工程向华中送电方式下，影响联络线送电能力的主要因素是三峡近区网络的稳定水平，与三峡电站机组开机数量和相关联络线潮流水平密切相关，综合考虑各种故障形式的影响，特高压北电南送功率控制在 2400MW 以内为宜；2009 年丰水期华中电网电源通过特高压试验示范工程向华北电网送电，影响联络线送电能力的主要因素是北京地区负荷中心短路故障冲击，特高压试验示范工程南电北送功率控制 2000MW 以下为宜。

## 2 无功补偿和平衡

### 2.1 无功补偿原则

特高压输电线路充电功率大，传输功率变化时无功波动很大，因而无功补偿及电压控制问题相对突出。电力系统无功补偿和电压控制措施主要有调节发电机无功出力、调节变压器分接头以及安装低压无功补偿设备（低压电容器组、低压电抗器组等）等，随着科学技术的发展，串联补偿设备、静止无功补偿设备和可控高压并联电抗器也逐步在电力系统中得到了应用。

特高压输电线路充电功率大约是 500kV 线路的 4~5 倍，为限制工频过电压及降低线路轻载时的电压水平，特高压输电线路一般安装一定比例的高压电抗器。但线路重载时高压电抗器对无功平衡产生不利影响，同时还会引起电压水平降低。合理配置线路高压并联电抗器和低压无功补偿设备，在线路传输功率变化时通过投切低压无功补偿设备保持无功平衡，同时满足运行电压要求，是特高压输电系统无功补偿和电压控制研究的主要内容。

在无功补偿配置中遵循的原则如下：

(1) 无功补偿用于补偿轻载时线路充电功率及重载时主变压器和线路的无功损耗。

(2) 无功配置应满足分层分区平衡原则，1000kV 系统与 500kV 系统无功交换尽可能小，特高压节点电压控制在 1000~1100kV 之间。

(3) 低压无功补偿应不超过变压器第三绕组容量。

### 2.2 低压无功补偿设备

低压无功补偿设备分组容量影响投切后电压波动。根据 DL 5014—2005《330~500kV 变电所无功补偿装置设计技术规定》的规定，并联电容器组和低压并联电抗器组的分组容量，应满足下列要求：

(1) 分组装置在不同组合方式下投切时，不得引起高次谐波谐振和有危害的谐波放大。

(2) 投切一组补偿设备所引起的变压器中压侧的母线电压变动值，不宜超过其额定电压的 2.5%。

(3) 应与断路器投切电容器组的能力相适应。

为简化接线和节省投资，宜加大分组容量和减少分组数。

低压电容器分组容量按单组 210Mvar 考虑，最高运行电压 126kV；低压电抗器分组容量按单组 240Mvar 考虑，额定电压 105kV。

### 2.3 特高压交流试验示范工程无功补偿方案

#### 2.3.1 高压并联电抗器方案

根据特高压电磁暂态相关专题研究结果，晋东南至荆门特高压交流试验示范工程线路高压并联电抗器配置考虑如下：

(1) 晋东南—南阳线路长度为 358.5km，高压并联电抗器配置为：南阳侧 720Mvar，晋东南侧 960Mvar。

(2) 荆门—南阳线路长度为 281.3km，南阳侧高压并联电抗器按 720Mvar 配置，荆门侧按 600Mvar 配置。

#### 2.3.2 低压无功补偿方案

特高压试验示范工程低压侧无功补偿方案如表 7.3-1 所示。

表 7.3-1 低压无功补偿配置推荐方案

晋东南 (Mvar)		荆门 (Mvar)	
低压电容器组	低压电抗器	低压电容器组	低压电抗器
4×210	2×240	4×210	2×240

晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程在拟定的低压无功配置方案下，在丰大方式、枯小方式、重载方式（最大 2800MW）、空载方式以及反送方式等典型方式下，无功补偿满足分层分区平衡原则，电压均能控制在允许范围内。低压电容器组分组容量为 210Mvar 和低压电抗器分组容量考虑为 240Mvar 时，单组投切时在变电站主变压器中压侧引起的电压波动均在允许范围内。



### 3 过电压控制、保护和绝缘配合

#### 3.1 概述

现代电网应具有安全、不间断运行的基本功能。衡量电网安全运行的可靠性，由故障次数和故障引起的停电时间所决定。实践表明，停电事件中以电网电气装置（输电线路和变电站电气设备）的绝缘闪络或击穿为最主要的原因。因此，为保证电网具有一个可接受的可靠性指标，科学合理的选择电网电气装置的绝缘水平至关重要。

电网中电气装置在运行中会受到工作电压、暂时过电压、操作过电压和雷电过电压的作用，其绝缘在上述各种电压作用下呈现出相应的绝缘强度。而绝缘配合技术则是在考虑运行环境和过电压保护装置特性的基础上，根据电网电气装置上可能出现的电压，科学合理的选择电网中电气装置的绝缘水平。在此过程中，应权衡设备造价、维修费用和故障损失，力求用较为合理的成本获得较好的经济效益。

随着电网电压等级的提高，特别是在特高压电网中，由于操作过电压作用下空气间隙的放电电压随着间隙距离的增加呈现饱和的趋势，深度限制操作过电压和正确选择空气间隙距离对保证电网安全运行和节约工程投资具有重要意义。

本节阐述了特高压电网中的工频过电压、操作过电压和雷电过电压以及它们的限制和保护方法。同时论述了绝缘配合的统计方法以及利用所述方法对特高压输电线路绝缘子、特高压线路和变电站的空气间隙和变电站电气设备绝缘水平选择的研究结果。

#### 3.2 工频过电压、操作过电压及其保护

##### 3.2.1 特高压交流电网中的工频过电压

电力系统中在正常或故障时可能出现幅值超过最大工作相电压、频率为工频或接近工频的电压升高，统称为工频过电压。工频过电压对确定超/特高压输电系统的绝缘水平起着重要的作用，必须予以充分重视。因为：①工频过电压的大小将直接影响操作过电压的幅值；②工频过电压的大小影响保护设备（如避雷器）的工作条件和保护效果；③工频电压升高持续时间长，对绝缘及其运行性能有重大影响。

1000kV 特高压交流输变电工程具有输电距离长、输送容量大、线路损耗小和线路的充电功率大等特点，其中每 100km 的 1000kV 交流线路充电功率约达 530Mvar，为 500kV 线路的 4 倍左右，这使得：①在甩负荷时可能导致严重的工频过电压；②在正常运行负荷变化时将给无功调节、电压控制以及单相重合闸潜供电弧熄灭等造成一系列问题。由于西电东送和南北互补等大容量、远距离送电的要求，工频过电压问题在我国显得更加突出，对工频过电压的控制是特高压系统设计中的重要因素之一。

参照我国超高压电网的工程经验和对特高压试验示范工程的研究，1000kV 系统工频过电压的水平宜控制母线侧 1.3p.u. 以下，线路侧可短时（持续时间不超过 0.5s）允许在 1.4p.u. 以下。

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程的系统额定电压为 1000kV，最高运行电压为 1100kV，包括晋东南、荆门两个变电站和南阳一个开关站。1000kV 变电站主变压器的额定容量为 3000MVA（单相 1000/1000/334MVA）。1000kV 晋东南站通过主变压器与华北电网相联，荆门站与华中电网相联。图 7.3-1 给出了该工程的系统等值示意图。

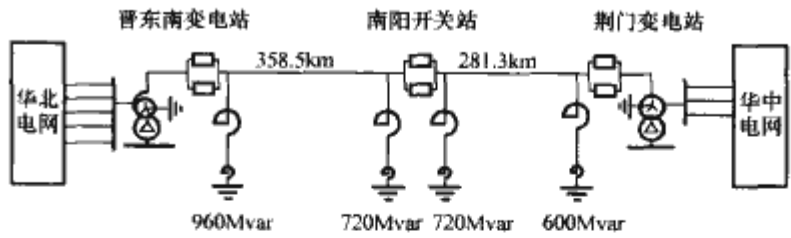


图 7.3-1 1000kV 特高压交流试验示范工程系统等值图

研究时的系统条件：④方式一：在联网条件下，1000kV 线路由晋东南向荆门输送零功率，其中晋东南和荆门主变压器投入一组低抗；⑤方式二：在联网条件下，1000kV 线路由晋东南向荆门输送 2800MW 功率，其中晋东南和荆门主变压器的四组低容全部投入；⑥方式三：在联网条件下，1000kV 线路由荆门向晋东南输送 2800MW 功率。

1000kV 晋东南—南阳和南阳—荆门线路工频过电压的研究结果分别见表 7.3-2 和表 7.3-3。

表 7.3-2 1000kV 晋东南—南阳线路工频过电压研究结果

序号	运行方式	跳开端	无故障三相跳闸时 工频过电压(p.u.)		单相接地三相跳闸时 工频过电压(p.u.)	
			母线侧	线路侧	母线侧	线路侧
1	方式一	晋东南	1.01	1.01	1.10	1.22
2	方式二		1.06	1.06	1.17	1.29
3	方式三		1.06	1.06	1.17	1.29
4	方式一	南阳	0.96	0.98	0.96	1.14
5	方式二		1.06	1.08	1.06	1.26
6	方式三		1.05	1.07	1.05	1.25

表 7.3-3 1000kV 南阳—荆门线路工频过电压研究结果

序号	运行方式	跳开端	无故障三相跳闸时 工频过电压(p.u.)		单相接地三相跳闸时 工频过电压(p.u.)	
			母线侧	线路侧	母线侧	线路侧
1	方式一	南阳	0.97	0.97	0.99	1.12
2	方式二		1.02	1.02	1.04	1.18
3	方式三		1.02	1.02	1.05	1.19
4	方式一	荆门	1.02	1.03	1.15	1.24
5	方式二		1.12	1.13	1.27	1.37
6	方式三		1.11	1.12	1.26	1.36

由计算结果可以看出：

(1) 晋东南—南阳无故障甩负荷时，母线侧和线路侧最高工频过电压分别为 1.06p.u. 和 1.08p.u.，单相接地甩负荷时，母线侧和线路侧最高工频过电压分别为 1.17p.u. 和 1.29p.u.，均在允许的范围。

(2) 南阳—荆门无故障甩负荷时，母线侧和线路侧最高工频过电压分别为 1.12p.u. 和 1.13p.u.，单相接地甩负荷时，母线侧和线路侧最高工频过电压分别为 1.27p.u. 和 1.37p.u.，均在允许的范围。

考虑我国单段特高压线路输电距离可能较长，工频过电压控制目标是合适的，有利于特高压系统的建设，提高特高压运行的安全可靠。

##### 3.2.2 特高压交流电网中的操作过电压

操作过电压是系统内部过电压的一种类型，它具有电压幅值高、存在高频振荡、强阻尼以及持续时间短（相对工频过电压）的特点。



操作过电压的能量来源于系统本身,所以过电压的幅值与系统的额定电压存在着一定的倍数关系。通常以系统最高相电压的幅值为基准,将过电压水平用基准的倍数表示。操作过电压与系统的额定电压、电网结构、操作类型(或故障类型)以及设备的特性等因素有关,而且一些因素具有随机性,因此过电压的波形和幅值均为随机数值,需要通过大量的计算或模拟试验、系统的实测给出一定范围的概率。超高压和特高压交流系统中的操作过电压通常以过电压出现概率为2%的相对地过电压作为统计操作过电压,并以该数据进行绝缘配合。目前对我国统计操作过电压的倍数规定如下:①330kV系统为2.2p.u.;②500kV系统为2.0p.u.;③750kV系统为1.8p.u.。我国1000kV交流特高压输电系统的统计操作过电压暂定为1.6~1.7p.u.。

操作过电压是决定超高压及特高压输电系统绝缘水平的最重要依据。随着电网电压等级的提高,操作过电压的幅值也随之增大,由于避雷器的性能不断的改善,雷电过电压的防护措施不断的完善,在超高压和特高压电网中,操作过电压对线路和某些设备的绝缘水平将起着决定性的作用,因此对操作过电压的限制是发展特高压电网的主要研究课题之一。

研究操作过电压的手段,主要是数值计算、模拟试验、现场测试和对运行纪录资料的归纳和总结。常用的计算程序为电磁暂态计算程序(EMTP或EMTDC),性能完善的网络暂态分析仪(TNA)也是研究的主要工具。

### 3.2.2.1 合闸(重合闸)操作过电压

限制合闸(重合闸)操作过电压的措施有装设金属氧化物避雷器(MOA)、断路器采用控制合闸相角、断路器装设合闸电阻等。研究表明,采用MOA和控制合闸相角的措施,不能将合闸(重合闸)操作过电压限制在允许水平;而通过采用断路器装设合闸电阻和MOA,能够有效抑制合闸(重合闸)操作过电压。

本部分着重分析1000kV系统中断路器合闸电阻的对过电压的限制效果。

(1) 断路器合闸电阻值及接入时间选取。研究中取并联合闸电阻200~900 $\Omega$ ,以便确定特高压断路器合适的合闸电阻值。图7.3-2中列出不同合闸电阻值对相对地合闸过电压的影响。不同系统方式及线路长度时,不同合闸电阻的合闸过电压水平也不同,图7.3-2并不完全代表特高压线路合闸电阻与过电压关系,尤其不能反映各种工况下过电压的实际幅值。但从图7.3-2及其他的计算表明,当合闸电阻值在300~400 $\Omega$ 时,过电压相对而言最低。而电阻值低,其所需的能量就比较大,综合比较后,考虑取合闸电阻值为400~600 $\Omega$ 。

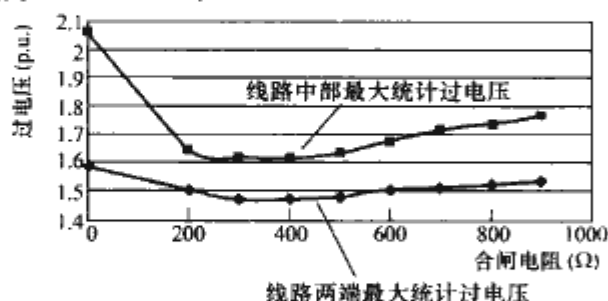


图 7.3-2 某一种运行方式下不同合闸电阻的合闸操作统计过电压值

合闸电阻的投入时间大于10ms之后,继续增加合闸电阻接入时间能够降低合闸统计过电压,其效果与输电系统运行方式有关,有的效果明显,有些方式并不明显,但电阻的

能量却明显增加。

综合各种因素后,确定1000kV断路器合闸电阻值取600 $\Omega$ 、接入时间取 $9.5 \pm 1.5$ ms。

2) 1000kV输电系统合闸及单相重合闸操作过电压水平。对于普遍性线路,当线路长度500km及以下时,400~600 $\Omega$ 合闸电阻可将线路中部相对地操作统计过电压限制在1.7p.u.以下、线路两端相对地操作统计过电压限制在1.6p.u.以下,线路两端相间操作统计过电压限制在2.6p.u.以下,线路中部相间操作统计过电压限制在2.8p.u.水平以下。

对于晋东南—荆门试验示范线路,断路器装设600 $\Omega$ 合闸电阻后,合闸操作统计过电压均在允许范围之内,其中两端合闸过电压最高达1.53p.u.,线路中部最高达1.62p.u.,线路相间统计过电压达2.75p.u.,同时将合闸电阻能耗控制在3MJ左右,避雷器能耗也随之大大降低。

图7.3-3为采用MOA及合闸电阻限制合闸过电压波形。图中从上到下依次为线路首端、末端及中部的过电压,MOA能量、电流和合闸电阻能量。

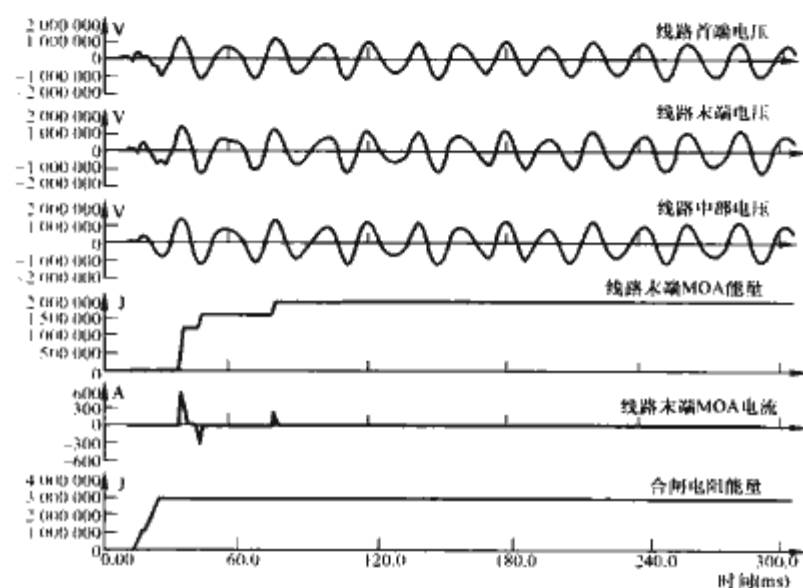


图 7.3-3 采用 MOA 及合闸电阻限制合闸过电压波形

### 3.2.2.2 分闸(甩负荷)操作过电压

超高压和特高压系统分闸过电压主要考虑两种情况:①甩负荷分闸操作过电压:系统因故障(单相或多相)使得线路断路器三相跳闸,或线路正常输电,因某种原因断路器突然跳闸将负荷甩掉引起的分闸过电压;②故障清除后的转移过电压:一条线路发生故障及清除后,在其他相邻或远端无故障线路上,因为线路过渡过程电压的变化,在某些特殊情况下,也会产生相当高的过电压,可以将这种过电压称为故障清除后的转移过电压。

限制分闸(甩负荷)操作过电压的措施有装设金属氧化物避雷器(MOA)和断路器装设分闸电阻。

(1) 甩负荷操作过电压。甩负荷过电压主要包括单相接地故障后三相甩负荷和三相无故障甩负荷两种典型的甩负荷操作过电压。下面着重讨论采用不同措施限制甩负荷操作过电压的效果。

1) 仅使用MOA限制分闸过电压。特高压交流试验示范工程中仅采用MOA限制晋东南—荆门试验示范线路无故障和接地故障甩负荷分闸操作过电压见表7.3-4。

从表7.3-4可以看出:在只使用MOA条件下,试验示范工程晋东南—荆门段甩负荷分闸操作过电压首端为1.51p.u.,线路中部为1.64p.u.,均在可接受范围内且有一定裕度。



表 7.3-4 试验示范线路甩负荷分闸操作过电压（仅用 MOA）

运行方式	操作线路	故障类型	相对地统计过电压 (p. u.)	
			线路首端	线路中部
晋东南向荆门 输送潮流 2300MW	晋东南—南阳	晋东南甩负荷	1.47	1.60
		南阳甩负荷	1.19	1.28
		晋东南接地甩负荷	1.51	1.62
		南阳接地甩负荷	1.20	1.32
	南阳—荆门	南阳甩负荷	1.06	1.12
		荆门甩负荷	1.41	1.48
		南阳接地甩负荷	1.30	1.42
		荆门接地甩负荷	1.50	1.64

2) 使用断路器分闸电阻及 MOA 限制甩负荷分闸操作过电压。目前我国 500kV 和 750kV 断路器都不采用分闸电阻，因此本节重点讨论 1000kV 系统中在 MOA 基础上增加使用断路器分闸电阻，对甩负荷过电压的限制效果。

研究中取并联分电阻 200~900Ω 以便确定特高压断路器合适的分闸电阻值。图 7.3-4 中列出了不同分闸电阻值对单相接地甩负荷分闸操作过电压的影响。

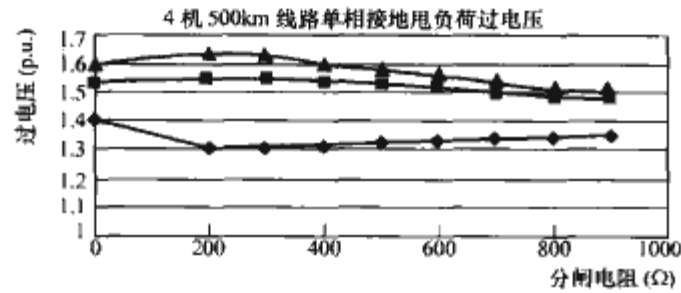


图 7.3-4 不同分闸电阻的分闸操作过电压值

◆—线路首端过电压；■—线路末端过电压；▲—线路中段过电压

从图 7.3-4 中可知，线路中部和末端的分闸操作过电压要高于首端（分闸操作端），从总体趋势看，分闸电阻大于 200Ω 后，阻值越大，限制线路中间过电压效果越好。

分闸电阻接入时间要比合闸电阻长才能发挥作用，在初步研究中，选取分闸电阻接入时间为 30ms。

使用分闸电阻的最大问题是其所需的能量很大，下面将对此讨论。

3) 合闸与分闸电阻能量及分闸电阻取舍。在合闸与分闸过程中，合分闸电阻都要消耗相当大能量。考虑分合闸电阻能量时应注意以下问题：①由于制造上原因，分合闸只能共用一个电阻，根据上面分析，合闸电阻取 400Ω 较好，分闸电阻取 800Ω 较好，折中后取 600Ω；②对分合闸电阻能量起决定性作用的并不是限制操作过电压过程的能量消耗，而是线路断路器其他分合要求，这个要求也反映在断路器试验要求中，在我国及 IEC 断路器试验标准中主要有以下两项要求：一是断路器分合试验：要求断路器能在额定短路容量下，承受分—合分—合分的试验要求；二是断路器失步下合分试验要求。根据这两种要求，可以初步计算出合分闸电阻能量，见表 7.3-5。限制操作过电压过程的能量消耗均小于表 7.3-5 的能量水平。如采用分合闸电阻，取两项中的较大值，600Ω 分合闸电阻需要能量 193MJ；作为参考，日本

1000kV 断路器采用 700Ω 合分闸电阻，其能量取 133MJ，这无疑是巨大的能量。

表 7.3-5 断路器合分闸电阻能量

断路器分合闸电阻类型	分—合分—合分能量 (MJ)	失步合分能量 (MJ)
仅有 400Ω 合闸电阻	21	41
400Ω 合闸及分闸电阻	90	262
仅有 600Ω 合闸电阻	14	30
600Ω 合闸及分闸电阻	63	193

(2) 清除接地故障转移过电压。在我国 500kV 和 750kV 系统中，清除接地故障转移过电压一般较合闸过电压低，因此一般不作为主要研究内容。以下着重分析 1000kV 系统中产生的上述过电压。

短路故障清除后的转移过电压和系统构成及故障地点和故障方式有非常密切的关系。本部分主要讨论仅用 MOA 限制这种过电压效果。

1) 清除线路单相短路故障的转移过电压。表 7.3-6 给出了试验示范工程中晋东南—南阳—荆门线路单相短路故障清除后，在其他正常线路上产生的转移过电压最大值。在仅使用 MOA 及高压并联电抗器条件下，其变电站与开关站最大过电压为 1.56p. u.；线路侧最高 1.70p. u.，均低于上述 1.6~1.7p. u. 的要求。

表 7.3-6 晋东南—南阳—荆门线路单相接地故障三相分闸后的转移过电压

故障点	相对地统计过电压(p. u.)		MOV 最大能耗 (MJ)
	其他线路		
	线路最大	两端最大	
晋南线	1.70	1.56	1.24
南荆线	1.61	1.55	0.69

2) 线路三相短路故障清除过程的转移过电压。试验示范工程晋东南—南阳—荆门线路三相故障清除后的最大转移过电压见表 7.3-7 所示。

在仅使用 MOA 及高压并联电抗器条件下，变电站与开关站部分最大过电压仍不超过 1.6p. u.，这种低过电压不会对变电站和开关站的电气设备造成损坏；但在一些无故障线路中部杆塔部分产生较高的操作过电压，可达 1.76p. u.。至于这种过电压出现的概率及其对线路绝缘的影响，将在下面讨论。

表 7.3-7 晋东南—南阳—荆门线路三相接地故障清除后的转移过电压

故障点	其他线路上的相对地统计过电压 (p. u.)		MOV 最大能耗 (MJ)
	线路最大	两端最大	
晋南线	1.76	1.59	1.22
南荆线	1.95	1.60	1.67

3) 故障清除过程的转移过电压对策分析。

电力系统中可能会出现各种各样过电压，而有些过电压出现概率极低，如三相短路故障清除过程的转移过电压，对这种过电压是否要采取措施，采取什么样的措施，不同国家有不同做法。有的国家建议采用分闸电阻限制这种过电压，



也有的认为不必采取特殊措施，而通过逐步改善系统结构解决这个问题。按 500kV 线路计，我国 500kV 线路已运行 20 多年，累计长度 4 万多千米，至今只统计到一次三相短路故障（也有说二次）。特高压线路发生三相短路故障可能性预计更低。而分合闸电阻出现故障的概率要比这个大得多，据 1994 年的不完全统计，500kV 合闸电阻的损坏相数已达 15 相次左右。20 世纪 90 年代中期之后大部分新线路断路器取消了合闸电阻。即使如此，2003 年贵阳还发生了 2 台进口断路器共三相合闸电阻爆炸事故。若分合闸电阻共用，损坏率预计还要高。用一种损坏率相对较高的元件去保护一种出现概率低得多（预计不足雷电跳闸率的百分之一），而且对变电站、开关站电气设备不造成损坏的过电压是否可行，是值得认真考虑的。

更重要的是，国内外研究表明，这种清除三相故障的达到转移过电压也会出现在 500、750kV 及其他系统中，其线路中部过电压倍数也可能达到 2.1p.u. ~ 2.2p.u.，500kV 系统的统计过电压允许水平是 2.0p.u.，750kV 为 1.8p.u.。照此推理，500kV 及 750kV 断路器也应装设分闸电阻。而我国 500kV 线路除了第一条锦辽线装有分闸电阻（后拆除）外，其他从来没有装设过分闸电阻，后来连大部分合闸电阻也被取消，而且一直运行正常。国内 750kV 系统也不装设断路器分闸电阻；而国外 750kV 系统基本上都不装设分闸电阻，也没有出现转移过电压造成线路停运问题。

实际上，这种概率极低的高幅值转移过电压只出现在极少数运行初期系统结构不够强的线路上，对大部分线路不构成威胁。系统结构较合理的淮南—皖南—浙北—沪西特高压系统，清除三相故障，线路中部 2% 转移过电压均小于 1.7p.u.。而对于晋东南—南阳—荆门示范线路中的部分线段和初期的陕北—晋东南线路，可能出现较高的转移过电压。

总之，因为运行初期个别线路中部出现概率极低的清除三相短路故障转移过电压，而要在其他段线路断路器上装设分闸电阻既没有必要，也不合理。可以采用国内外 500 ~ 750kV 系统的运行经验，除了 MOA 外没有必要采取特殊措施对付这种极低概率而又不损坏线路两端电气设备的过电压。切实可行的方法是通过逐步加强电网结构以便全面、合理地解决这个问题。表 7.3-8 给出了国外特高压过电压限制措施研究比较。

表 7.3-8 国外特高压过电压限制措施研究比较

项 目	苏 联	日 本	美国(BPA)	意大利
合理的最长单段线路长度	500km 左右		400km 左右	400km 左右
高压电抗器	采用	不用	采用	未用
可控或可调节高压并联电抗器	高压并联电抗器火花间隙接入	不用	不用	不用
两端联动跳闸		采用		
断路器合闸电阻	采用	采用	采用	采用
断路器分闸电阻	不采用	采用	不采用	采用
断路器并联电阻值(Ω)	378	700	300	500
避雷器	采用	采用	采用	采用

注 日本特高压线路建成，但一直降压 500kV 运行；美国和意大利均处于研究阶段。

### 3.3 特高压电网中的雷电过电压与防雷保护

#### 3.3.1 架空输电线路上的雷电过电压和防雷保护

##### 3.3.1.1 架空输电线路上的雷电过电压

雷电过电压是雷云放电时在导线或电气设备上所形成的过电压，可分为直击雷过电压和感应雷过电压两类。雷电直击于电网（导线、设备等）时产生的过电压称直击雷过电压。直击雷过电压对任何电压等级的线路和设备都可能产生危险。雷击于大地或其他目的物，在附近的导线或电气设备上形成的过电压称感应雷过电压。

在我国，110kV 及以上架空输电线路几乎全部采用悬挂地线的措施来防止雷直击导线。

雷击杆塔时，导线上的感应过电压的磁分量比电分量要小得多，故仅考虑后者。若忽略导线至地面间场强的变化，且视为与地面处相同，则雷电流斜角波作用下杆塔处导线上的感应过电压的电分量为

$$u_R = \frac{60aH_C}{\beta \cdot c} \ln \frac{H_T + d_R + \beta \cdot \alpha}{(1 + \beta)(H_T + d_R)} \quad (7.3-4)$$

式中： $\beta$  为反放电速度与光速  $c$  的比值，取  $\sqrt{I/(500+I)}$ ； $H_T$  为杆塔高度，m； $H_C$  为导线的平均高度，m； $d_R$  为雷击杆塔时，迎面先导的长度，m，参照自然观测数据和实验室试验结果取其等于击距（ $r_s$ ）的 50%； $\alpha$  为雷电流陡度，kA/ $\mu$ s。

##### 3.3.1.2 特高压架空输电线路上的雷电绕击与保护

由于特高压输电线路杆塔高度很高，导线上工作电压幅值很大，比较容易由导线上产生向上先导，这些因素会使地线屏蔽性能变差。例如在雷电活动不太强烈的苏联，1150kV 特高压架空输电线路在不长的运行期间（3000km·a）内已发生雷击跳闸 21 次。这比我国 500kV 输电线路的运行统计值 0.14/(100km·a) 高得多。这些跳闸的根本原因是在耐张转角塔处雷电绕击导线。苏联研究人员认为提高特高压输电线路防雷性能的主要措施是采用更小的地线对导线的保护角。

日本 1000kV 特高压架空输电线路东西线所在地区年雷暴日数为 25，在以 500kV 运行期间雷击跳闸率却高达 0.9/100km·a。尽管其地线采用了负保护角，但据分析认为是线路杆塔很高，遭到线路侧面雷击导线引起了绝缘子闪络。

以前，在评估输电线路的地线对导线的屏蔽作用时，主要是根据保护角的大小。最早计算绕击导线的概率的公式仅考虑保护角这一单一因素。其后，又在此类公式中引入了杆塔高度的因素。自 1968 年前后，E. R. Withehead 等提出了研究输电线路地线屏蔽性能的电气几何模型（EGM）。

中国电力科学研究院开发的基于电气几何原理的地线屏蔽性能研究程序中采用了 IEEE1243—1997 标准推荐的击距公式，见式（7.3-5）和式（7.3-6）。

$$r_g = 10I^{0.65} \quad (7.3-5)$$

$$r_g = \begin{cases} [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] I^{0.65} & (y_c < 40\text{m}) \\ 5.5 I^{0.65} & (y_c \geq 40\text{m}) \end{cases} \quad (7.3-6)$$

式中： $I$  为雷电流，kA； $r_s$  为雷电对地线的击距，m； $r_g$  为雷电对大地的击距，m； $y_c$  为导线平均高度，m。

对于导线的击距还考虑了其上的工作电压，经推导得到



雷电对导线的击距公式 (7.3-7)。

$$r_c = 1.63(5.015I^{0.578} - U_{ph})^{1.125} \quad (7.3-7)$$

式中： $r_c$  为雷电对其上有工作电压的导线的击距，m； $U_{ph}$  为导线上工作电压瞬时值，MV。

应用 EGM 模型计算可获得在一定导、地线布置条件下的雷电绕击到导线的概率，并非所有绕击都会引起绝缘闪络，只有当雷电流大于线路绕击的耐雷水平  $I_{min}$  时才会发生闪络。

雷电为负极性时，绕击耐雷水平可由下式确定

$$I_{min} = \left( U_{-50\%} + \frac{2Z_0}{2Z_0 + Z_c} U_{ph} \right) \frac{2Z_0 + Z_c}{Z_0 Z_c} \quad (7.3-8)$$

式中： $I_{min}$  为绕击耐雷水平，kA； $U_{-50\%}$  为绝缘子负极性 50% 闪络电压绝对值，kV； $Z_0$  为闪电通道波阻， $\Omega$ ； $Z_c$  为导线波阻抗， $\Omega$ ； $U_{ph}$  为导线上工作电压瞬时值，kV。

苏联科学家通过观测和分析得出，雷电通道的等值波阻抗  $Z_0$  在 300~3000 $\Omega$  间变动。与雷电流幅值相关，在 5~30kA 范围时， $Z_0$  值为 900~600 $\Omega$ 。

绕击闪络率  $P_1$  可由下式计算

$$P_1 = \int_{I_{min}}^{I_{max}} X(I) F(I) dI \quad (7.3-9)$$

式中： $F(I)$  为雷电流概率密度。

$$\begin{aligned} F(I) &= \frac{d(1-P)}{dI} = \frac{d(1-10^{-I/88})}{dI} \\ &= 0.026166 \times 10^{-I/88} \end{aligned} \quad (7.3-10)$$

利用上述程序，对我国交流 1000kV 特高压输电线路的地线屏蔽性能进行了初步研究，主要结论如下。

特高压输电线路导线上的工作电压对地线屏蔽性能有一定影响。这主要是对于绝大多数的负极性雷击而言，虽然雷击时刻导线上的工作电压极性可能是正的或负的且是等可能性的，但前者因其强烈吸引雷击的作用而导致相应的绕击闪络率与无工作电压时相比的增量部分要比等概率的负极性工作电压下的相应的绕击闪络率减少部分要大一些，这一点可由表 7.3-9 看出。表中数据是 3V 水平排列杆塔的若干计算结果，杆塔形状和主要尺寸如图 7.3-5 所示。从表 7.3-9 也可看出考虑与不考虑工作电压的绕击闪络率相比要高出 71%，这表明考虑工作电压是必要的。

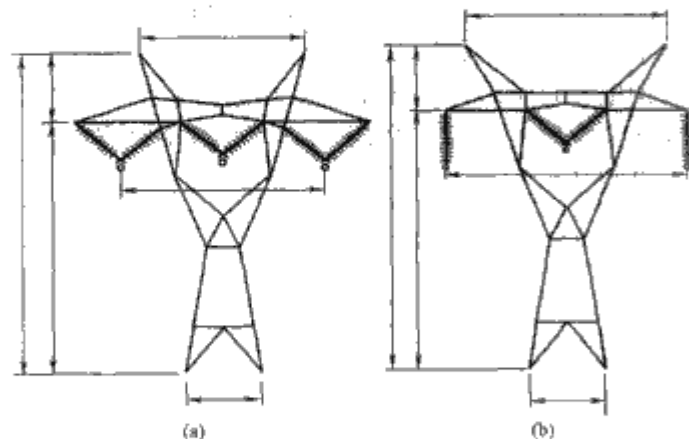


图 7.3-5 1000kV 特高压输电线路直线杆塔型式 1  
(a) 3 “V” 水平排列；(b) “IVI” 型水平排列

表 7.3-9 不同工作电压下相应的绕击闪络率

(保护角为 9.72°)		%
电压类型	绕击闪络率	绕击闪络率增量
无工作电压	1.28	0
相电压反极性峰值	6.09	+4.81
相电压同极性峰值	0.10	-1.18
随机的的工作电压	2.19	+0.91

特高压输电线路地线保护角的选择除考虑上述绕击闪络率的研究结果外，还需分析线路因雷电绕击导线而致的跳闸次数评估的结果。100km 线路的雷击次数 ( $N$ ) 可按下式计算

$$N = (0.023T_d^{1.3}) \times 0.1(b + 28h_g^{0.6}) \quad (7.3-11)$$

式中： $T_d$  为线路所经地区年雷暴日数； $b$  为地线之间的宽度，m； $h_g$  为地线的平均悬挂高度，m。

图 7.3-6 所示两种塔型不同杆塔高度、不同地面倾角下、不同保护角，2 根地线时，特高压普通输电线路的绕击跳闸率的计算结果见表 7.3-10。

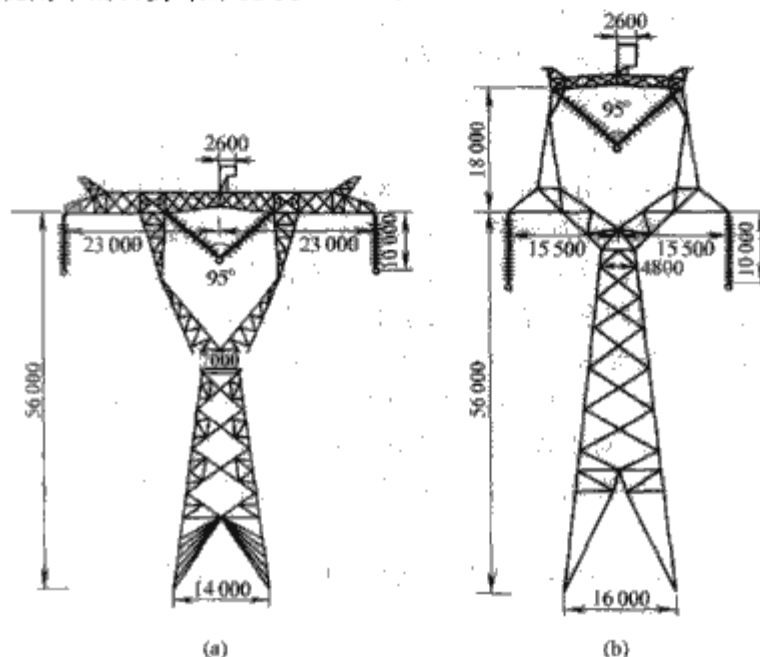


图 7.3-6 1000kV 特高压输电线路直线杆塔型式 2  
(a) ZB1 型；(b) ZM1 型

对于山区的线路，由于地形很复杂，且有微气象等因素，用单一的地面倾角很难描述实际的地形，即考虑地面倾角的电气几何方法不宜用来定量估计山区线路的绕击耐雷性能。建议对山区特高压输电线路的设计，尽量采用较低的塔型，在对经济性没有显著影响的情况下，尽量采用较小的地线保护角。表 7.3-10 提供了用电气几何方法考虑 10°~30° 地面倾角时，特高压线路的绕击跳闸率。

此外还对图 7.3-6 所示的另两种塔型，两导线间的中相是否有遭到绕击的可能进行过研究。计算了中相导线的最大绕击电流，计算结果见表 7.3-11。中相最大绕击电流和中相绕击率，均是在工作电压相位和雷电流反极性，且在峰值的严苛条件下计算的。

从表 7.3-11 的计算结果可知，如图 7.3-6 中的特高压普通杆塔两导线水平间距均未超过中相导线与地线垂直距离的 4 倍，这样从两导线中部绕击到中相导线的电流就较小。表 7.3-11 也给出了考虑工作电压对击距的影响，用电气几何方法计算，雷电从两导线间绕击至中相导线的最大电流均未超过 10kA。这样小的雷电流不足以使特高压输电线路闪络，即中相绕击跳闸率为 0。另外，对采用负保护角时中相绕击的可能性进行了判断，在两导线间距更大的负保护下，中相导线的最大绕击电流仍未超过 10kA。



表 7.3-10 特高压线路的绕击跳闸率和反击跳闸率

类 型	ZB1 酒 杯 塔												
地线保护角	10°			5°			0°			-5°			地面坡度 (°)
地线头高度 (m)	5			6			7			8.5			
杆塔呼高 (m)	56	53	50	56	53	50	56	53	50	56	53	50	
边相绕击跳闸率 (次/100km·a)	0.293	0.227	0.168	0.073	0.045	0.024	0.005	0.000	0	0	0	0	
	0.702	0.599	0.510	0.350	0.285	0.232	0.127	0.094	0.069	0.013	0.008	0.004	10
	1.930	1.788	1.667	1.168	1.083	1.014	0.612	0.557	0.528	0.124	0.111	0.098	20
	3.378	3.228	3.073	2.133	2.038	1.939	1.195	1.142	1.086	0.271	0.259	0.246	30
中相绕击跳闸率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	—
最低反击耐雷水平 (kA)	259	264	270	257	262	268	255	260	266	252	255	253	-
反击跳闸率 (次/100km·a)	0.018	0.015	0.012	0.019	0.016	0.013	0.020	0.017	0.014	0.022	0.019	0.016	平地
	0.026	0.022	0.018	0.028	0.024	0.019	0.030	0.025	0.020	0.033	0.028	0.023	山地

类 型	ZM1 猫 头 塔												
地线保护角	10°			5°			0°			-5°			地面坡度 (°)
地线头高度 (m)	3			3			3			6			
杆塔呼高 (m)	56	53	50	56	53	50	56	53	50	56	53	50	
边相绕击跳闸率 (次/100km·a)	0.424	0.316	0.218	0.100	0.054	0.021	0.004	0.000	0	0	0	0	
	1.037	0.900	0.772	0.537	0.437	0.344	0.150	0.109	0.078	0	0	0	10
	2.688	2.507	2.361	1.938	1.785	1.658	0.788	0.727	0.655	0	0	0	20
	4.520	4.339	4.150	3.622	3.476	3.323	1.594	1.527	1.457	0	0	0	30
中相绕击跳闸率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	—
最低反击耐雷水平 (kA)	261	267	274	257	262	269	251	257	263	242	250	249	—
反击跳闸率 (次/100km·a)	0.019	0.016	0.013	0.021	0.018	0.015	0.025	0.020	0.017	0.032	0.030	0.027	平地
	0.029	0.024	0.019	0.032	0.027	0.022	0.037	0.030	0.025	0.048	0.045	0.041	山地

注 绕击最小闪络电流受边相导线悬挂位置影响,但和地面坡度以及地线保护角无关,呼高 56m、53m 和 50m 杆塔边相导线的最小绕击电流分别为 33.8kA、34.4kA 和 35.1kA;反击跳闸率是按视在反击耐雷水平计算的,即考虑了不同雷击时刻导线上工作电压瞬时值不同对跳闸率的影响。

表 7.3-11 特高压普通线路中相绕击可能性的判断

塔型	地线对边相导线的保护角	地线间距 $S_g$ (m)	导线与避雷线垂直距离 $L_m$ (m)	$S_g/L_m$	中相导线最大绕击电流 (kA)	中相首次雷绕击率
ZB1	10°	40.9	12.5	3.3	4.23	0.035
	5°	43.3	13.5	3.2	4.47	0.038
	0°	46.0	14.5	3.2	4.81	0.039
	-5°	49.1	16.0	3.1	5.10	0.042
ZM1	10°	20.2	10.5	1.9	1.04	0.009
	5°	25.7	10.5	2.5	1.69	0.014
	0°	31.0	10.5	3.0	2.60	0.022
	-5°	36.9	13.5	2.7	3.07	0.026

上述针对特高压输电线路雷电绕击的初步研究结果,仅为特高压输电线路的防雷保护设计提供了若干参考。在工程设计中应充分关注雷电绕击保护的重要性,特别是对耐张塔和转角塔也要专门研究、精心设计,务使其也具有较小的保护角。对于山区,因地形影响(山坡、峡谷),地线的保

护也尽可能的采取负保护角。

特高压架空输电线路上的雷电反击与保护。特高压架空线路由于雷电冲击放电电压很高,致使当雷击塔顶或其附近地线时,线路反击的雷电流(反击耐雷水平)幅值大,出现概率小。反击耐雷水平与杆塔高度关系很大,这主要是因为杆塔高度较高时,雷电流流经杆塔时在悬挂绝缘子串的横担处形成的杆塔感应电压降分量变大。塔高后导线悬挂高度也必然提高,这自然加大了雷击时导线上感应过电压的分量。

杆塔接地电阻也是影响反击耐雷水平一个因素,特高压架空输电线路杆塔埋在地中的塔腿和基础尺寸较大,散流较好。据估计,即使在土壤电阻率为  $400\Omega\cdot m$  的地区,特高压输电线路普通杆塔的自然接地电阻也仅在  $15\Omega$  以下。当土壤电阻率更高时,则需再增装人工的水平接地极以降低杆塔接地电阻。当杆塔接地电阻相同时,杆塔高度越高则反击耐雷水平将越低。苏联的特高压架空输电线路采用水平拉线 V 型杆塔,杆塔高度约 46m。

超高压电网的运行经验证明,雷击地线的档距中间且与导线发生闪络引起跳闸的情况是极罕见的。故在特高压普通线路反击计算中仅考虑了雷击杆塔的情况。

雷击塔顶时,作用于绝缘子两端的电压,可由杆塔上绝

缘子悬挂点电压和导线上电压之差决定。前者可用行波法计及杆塔、横担等具体尺寸加以计算。

雷击时，导线上的电压  $u_c$  有如下 3 个电压分量

$$u_c = (1 - k_0) \cdot u_R + k_{\infty} U_1 + U_m \sin \alpha \quad (7.3-12)$$

式中： $u_R$  为雷击塔顶在导线上形成的感应过电压分量，见式 (7.3-4)； $U_1$  为雷击点（塔顶、地线）的电压； $U_m$  为导线上工作相电压峰值； $k_0$  为地线与导线间的几何耦合系数； $k_{\infty}$  为地线与导线间考虑地线上冲击电晕影响后的耦合系数。

各相导线上的工作电压按不同相角分别加以考虑，通过统计就可求得计及工作电压瞬时值影响的雷击塔顶绝缘反击闪络的概率。

在计算时还根据导线或地线上的电压，对电晕状态下的耦合系数进行了实时修正。

针对特高压架空输电线路的几种塔型，应用上述程序获得的雷电反击闪络率研究结果见表 7.3-12。

表 7.3-12 特高压架空输电线路的雷电反击闪络率

塔型	塔高(m)	导线排列	单回闪络	双回闪络
拉线 V 型	46	水平	$1.6 \times 10^{-4}$	—
自立塔	73.3	水平(M串)	$4.7 \times 10^{-4}$	—
自立塔双回	88~148	双回垂直	$3.9 \times 10^{-3}$	$3.4 \times 10^{-4}$

注 塔型自上而下国家依次为苏联、中国和日本。后者用于计算的塔高 108m。

由表 7.3-12 可见，随着杆塔高度的增加，雷电反击闪络率也相应变大。从防止反击闪络来说，拉线 V 型塔最好。导线水平排列的自立塔，导线对地高度比拉线 V 型塔要高，其雷电反击闪络率为后者的 2.9 倍。自立塔双回路塔型的雷电反击闪络率最差，为拉线 V 型塔的 24 倍。

在各种土壤电阻率条件下，特高架空输电线路杆塔的接地电阻可参照采用我国电力行业标准 DL/T 621—1997《交流电气装置的接地》的推荐值（参见表 7.3-13）。土壤电阻率大于  $2000 \Omega \cdot m$ ，接地电阻仍不能降低到  $30 \Omega$  时，可采用 6~8 根总长不超过 500m 的水平放射形接地极。

表 7.3-13 特高压架空输电线路杆塔的接地电阻

土壤电阻率 ( $\Omega \cdot m$ )	$\leq 100$	$>100 \sim 500$	$>500 \sim 1000$	$>1000 \sim 2000$	$>2000$
接地电阻 ( $\Omega$ )	10	15	20	25	30

我国交流 500kV 超高压输电线路雷击跳闸率的运行值是 0.14 次/100km·a，特高压输电线路的雷击跳闸率应低于 500kV 交流输电线路，暂要求特高压输电线路的雷击跳闸率是 500kV 线路雷击跳闸率的 70%~80%，即 0.10~0.11 次/100km·a。特高压线路雷击跳闸率计算结果见表 7.3-10。

从表 7.3-10 的计算结果可知，平原地区（地面倾角为  $0^\circ$  时）针对 ZB1 酒杯塔，当保护角在  $5^\circ$  及以下时，线路的每 100km 每年的雷击跳闸率（反击跳闸率+绕击跳闸率）在 0.1 以下；对 ZM1 猫头塔，当保护角在  $5^\circ$  及以下，杆塔呼高 53m 及以下时，线路的每 100km 每年的雷击跳闸率在 0.1 以下。同样呼高同样保护角的 ZB1 酒杯塔的耐雷性能优于 ZM1 猫头塔，这是由于 ZM1 塔较 ZB1 塔高，线路遭受雷击的次数增加的原因。

根据研究结果，特高压交流试验示范工程在平原和山区线路保护角分别不大于  $5^\circ$  和  $-5^\circ$ 。

本文中线路的保护角一般指在杆塔处，不考虑风偏，通过地线的竖直面和通过地线和导线平面之间的夹角。对于分裂导线，采用分裂导线的几何中心定义地线保护角。对于特高压单回线路，保护角指地线对边相分裂导线中心的夹角。

### 3.3.2 特高压变电站的雷电过电压保护

(1) 变电站的直击雷过电压保护。对于直击雷的防护，国内外通用的做法是在变电站安装避雷针和避雷线。根据我国 110~500kV 大量变电站多年来的变电站直击雷防护的运行经验，按照现行规程的方法进行设计，其防护效果是可靠的。因此，特高压变电站直击雷防护同样可参照现行规程方法进行设计。

电力行业标准 DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》要求，对于 110~500kV 变电站，为了避免反击，构架与导线之间的空气间隙应与构架上悬挂的绝缘子串的长度相当。对于特高压变电站，由于绝缘子串长度可达 10m 或更长，需要进一步分析是否采用上述原则。

图 7.3-7 给出了用于研究的荆门特高压变电站构架避雷线的轮廓图。

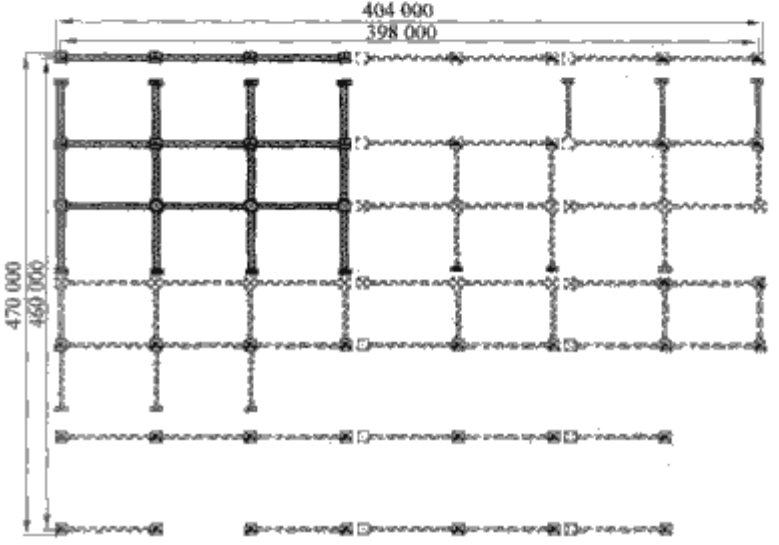


图 7.3-7 荆门特高压变电站  
构架避雷线的轮廓图

上图构架支柱有黑三角处为避雷线的支撑点。装有避雷线的构架有两种：出线构架和母线构架。它们横梁的断面尺寸均为  $4m \times 4m$ ，出线/母线构架横梁宽度 54m/60m，出线/母线构架高度为 57m/40m，出线/母线构架支柱的最大断面尺寸为  $(10m \times 6m)/(6m \times 4m)$ ，避雷线高度为 75m。为简化计算，均按出线构架避雷线遭受雷击考虑。图 7.3-8 所示为雷击出线构架避雷线的一个示意图。各构架横梁下面的 A、B 和 C 表示三相导线。A 和 C 相导线各距支柱 12m，导线相间距离 15m。

应用电磁暂态程序 (ATP) 计算的雷击避雷线（雷电

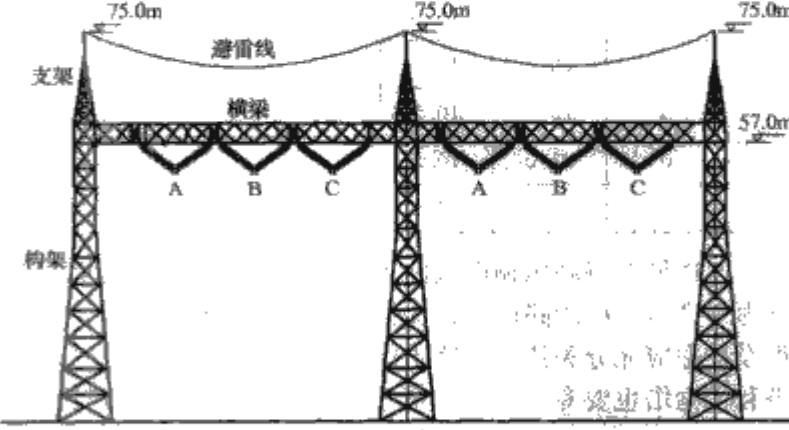


图 7.3-8 雷击出线构架避雷线的示意图



流幅值 430kA) 后, 构架横梁对应三相导线的反击雷电过电压结果见表 7.3-14。

根据反击过电压短尾波波形特点, 针对上表所示反击电压选择反击距离 7.0m 是合适的。

表 7.3-14 雷击时各构架横梁对应三相导线处的反击雷电过电压

kV						
雷击点	支架 3			支架 4		
	A	B	C	A	B	C
横梁 3-4	5000/ 5034	4662/ 4743	4472/ 4478	4588/ 4733	4926/ 5073	5422/ 5445
横梁 2-3	4189/ 4270	4603/ 4643	4938/ 4982	3142/ 3159	3409/ 3421	3742/ 3750
横梁 1-2	3455/ 3507	3617/ 3683	3727/ 3804	3408/ 3478	3256/ 3317	3248/ 3331

注 分子/分母数据对应构架支柱冲击接地电阻 4.5Ω/7.9Ω。

(2) 变电站雷电侵入波的保护。与高压、超高压变电站一样, 特高压变电站电气设备也需考虑由特高压架空输电线路传入的雷电侵入波过电压的保护。而对雷电侵入波过电压保护的根​​本措施在于在变电站内适当位置安装金属氧化物避雷器 (MOA)。由于限制线路上操作过电压的要求, 在变电站线路断路器的线路侧必然安装有 MOA, 变压器回路也要求安装 MOA。至于变电站母线上是否要安装金属氧化物避雷器以及各避雷器距被保护设备的距离, 则需要通过数字仿真计算予以确定。

对于特高压变电站雷电侵入波过电压保护的研究, 应用统计法进行。对离变电站最近的第 1 基杆塔起, 至第  $n$  基杆塔 (更远一些线路上的雷击已不再对变电站构成威胁) 的进线段内的所有危险雷电侵入波过电压均加以考虑。危险雷电侵入波过电压, 是指通过仿真计算确认的该进线段内线路因绕击或反击在导线上产生的引起变电站内电气设备绝缘损坏的危险侵入波过电压。变电站的防雷可靠性, 则用变电站的耐雷指标——雷害事故重现期 (年) 来加以表征。苏联有关标准提出, 1150kV 的变电站耐雷指标为 1200~1500 年。参考上述规定, 推荐我国特高压变电站耐雷指标为 1500 年。

以下分别给出我国特高压 GIS 变电站和 HGIS 变电站侵入波过电压研究的结果。

两个变电站 MOA 的电气特性见表 7.3-15。1000kV 特高压输电线路进线段杆塔为 ZB1 型 (如图 7.3-6 所示)。

表 7.3-15 特高压 AIS 变电站 MOA 电气特性

安装地点	额定电压 (rms, kV)	在下列雷电流下的残压(kV)	
		2kA	20kA
站内/线路侧	826	1460	1620

1) GIS 变电站。晋东南站为 GIS 变电站, 早期主接线采用双断路器双母线接线, 计算用等值接线及电气距离如图 7.3-9 (方案 1) 所示。晋东南站本期有一回出线 (南阳 I) 和一组主变压器 (1 号主变压器) 运行, 南阳出线连接在双断路器间隔上, 主变压器通过跨条连接两母线。避雷器配置方案是在南阳 I 出线、主变压器回路、高压并联电抗器回路以及两母线上均安装一组避雷器。计算结果见表 7.3-16。

另外, 若出线间隔的其余设备可以往出线方向移动 (方案 2), 间隔各设备连接线电气距离如图 7.3-10 所示, 计算结果亦见表 7.3-16。

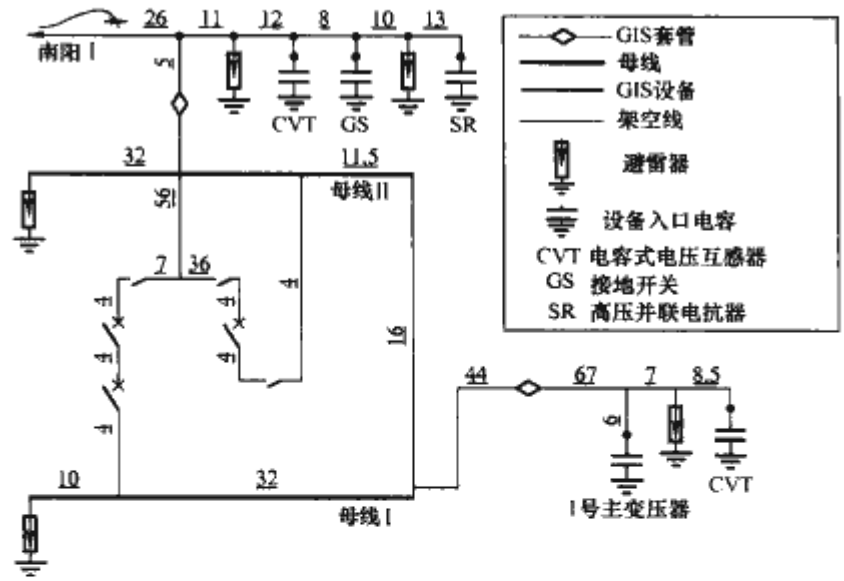


图 7.3-9 晋东南变电站等值接线及电气距离  
注: 图中有下划线的数字是 GIS 管道或架空线的电气距离, 单位为 m。下图同。

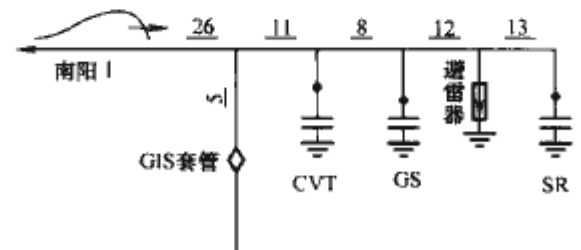


图 7.3-10 晋东南站方案 2 高压  
并联电抗器间隔电气距离

表 7.3-16 晋东南 1000kV 变电站耐雷指标

避雷器 配置 方案	进线段 线路保 护角	运行方式	雷击造成站内设备 损坏的故障率 (次/年)			耐雷 指标
			反击故 障率	绕击故 障率	总故 障率	
方案 1	9.23°	双断路器	$2.879\ 8 \times 10^{-5}$	0	$2.879\ 8 \times 10^{-5}$	34\ 724
		靠近母线 I 的断路器检修	$7.369\ 7 \times 10^{-5}$	0	$7.369\ 7 \times 10^{-5}$	13\ 569
		靠近母线 II 的断路器检修	$6.604\ 8 \times 10^{-5}$	0	$6.604\ 8 \times 10^{-5}$	15\ 141
		断路器断开方式	$2.185\ 4 \times 10^{-4}$	$4.718\ 8 \times 10^{-3}$	$4.937\ 3 \times 10^{-3}$	203
	5°	断路器断开方式	$2.185\ 4 \times 10^{-4}$	$1.172\ 6 \times 10^{-3}$	$1.391\ 1 \times 10^{-3}$	719
	3°	断路器断开方式	$2.185\ 4 \times 10^{-4}$	$5.752\ 1 \times 10^{-4}$	$7.937\ 5 \times 10^{-4}$	1260
	0°	断路器断开方式	$2.185\ 4 \times 10^{-4}$	$1.730\ 2 \times 10^{-4}$	$3.915\ 6 \times 10^{-4}$	2554
方案 2	9.23°	双断路器	$2.667\ 0 \times 10^{-5}$	0	$2.667\ 0 \times 10^{-5}$	37\ 495
		靠近母线 I 的断路器检修	$3.229\ 5 \times 10^{-5}$	0	$3.229\ 5 \times 10^{-5}$	30\ 965
		靠近母线 II 的断路器检修	$3.229\ 5 \times 10^{-5}$	0	$3.229\ 5 \times 10^{-5}$	30\ 965
		断路器断开方式	$2.600\ 0 \times 10^{-4}$	$3.970\ 3 \times 10^{-3}$	$4.230\ 3 \times 10^{-3}$	236
	5°	断路器断开方式	$2.600\ 0 \times 10^{-4}$	$8.209\ 1 \times 10^{-4}$	$1.080\ 9 \times 10^{-3}$	925
	3°	断路器断开方式	$2.600\ 0 \times 10^{-4}$	$3.486\ 3 \times 10^{-4}$	$6.086\ 3 \times 10^{-4}$	1643
	0°	断路器断开方式	$2.600\ 0 \times 10^{-4}$	$6.512\ 3 \times 10^{-5}$	$3.251\ 2 \times 10^{-4}$	3076

从表 7.3-16 计算结果得知：若不考虑断路器断开方式，进线段杆塔保护角为  $9.23^{\circ}$  时，晋东南站安全运行年数在 2000 年以上。在断路器断开方式下，进线段杆塔保护角为  $9.23^{\circ}$  时，晋东南站安全运行年数为 203 年。需考虑减小进线段地线保护角限制雷电过电压。进线段杆塔保护角降为  $0^{\circ}$  时，断路器断开方式下晋东南站安全运行年数为 2554 年。

从表 7.3-16 计算结果得知：对于方案 2，若不考虑断路器断开方式，进线段杆塔保护角为  $9.23^{\circ}$  时，晋东南站安全运行年数在 1500 年以上。在断路器断开方式下，在进线段杆塔保护角为  $9.23^{\circ}$  时，晋东南站在断路器断开方式下的安全运行年数为 236 年。需考虑减小进线段地线保护角限制雷电过电压。若将进线段杆塔保护角改为  $3^{\circ}$  时，晋东南站在断路器断开方式下的安全运行年数为 1643 年；进线段杆塔保护角改为  $0^{\circ}$  时，晋东南站在断路器断开方式下的安全运行年数在 1500 年以上。

若不考虑断路器断开方式，在主变压器回路、高压并联电抗器回路以及两母线上均安装一组避雷器（方案 1、方案 2），晋东南站即可满足防雷保护要求。若考虑断路器断开方式，原避雷器配置方案可以满足防雷保护要求；对于方案 2，则需要将进线段杆塔的地线保护角降为  $3^{\circ}$  进行配合，来达到防雷保护要求。

2) HGIS 变电站

荆门 HGIS 变电站本期主接线采用双断路器双母线接线，表 7.3-17 给出了该站耐雷指标的计算结果。由表可见：①进线段线路杆塔上地线保护角不大于  $5^{\circ}$ ，在断路器开断状态下，变电站的耐雷指标为 631 年， $0^{\circ}$  时为 1987 年；②进线段线路杆塔上地线保护角  $-5^{\circ}$  时，则上升至 20962 年；③综上所述，荆门变电站可仅在主变压器附近、高压并联电抗器附近和两母线上安装 MOA。断路器间隔中部不需要安装 MOA。

表 7.3-17 荆门 1000kV 变电站耐雷指标

进线段线路保护角	运行方式	雷击造成站内设备损坏的故障率 (次/年)			耐雷指标
		反击故障率	绕击故障率	总故障率	
$5^{\circ}$	双断路器	$3.6280 \times 10^{-5}$	0	$3.6280 \times 10^{-5}$	27 563
	靠近母线 1 的断路器检修	$2.7949 \times 10^{-5}$	$3.0532 \times 10^{-4}$	$3.3327 \times 10^{-4}$	3001
	靠近母线 2 的断路器检修	$4.5529 \times 10^{-5}$	$2.3321 \times 10^{-4}$	$2.7874 \times 10^{-4}$	3588
	断路器开断状态	$4.7706 \times 10^{-5}$	$1.5380 \times 10^{-3}$	$1.5857 \times 10^{-3}$	631
$0^{\circ}$	断路器开断状态	$4.7706 \times 10^{-5}$	$4.5556 \times 10^{-4}$	$5.0327 \times 10^{-4}$	1987
$-5^{\circ}$	断路器开断状态	$4.7706 \times 10^{-5}$	0	$4.7706 \times 10^{-5}$	20 962

3) 进线保护段的长度。超高压变电站进线保护段的杆塔一般并不特殊设计。经过研究，试验示范工程变电站进线段杆塔平原、丘陵采用  $5^{\circ}$  以下保护角，山区采用  $-5^{\circ}$  以下保护角。为此应对变电站进线保护段的长度加以分析。

现假定雷电绕击发生于距变电站  $L$  (km) 处，在该处导线上出现的雷电电压波幅值为  $U_0$  (kV)。当其传播到变电站时，其幅值将衰减至  $U_s$  (kV)。且可按式计算

$$U_s = U_0 / (1 + kLU_0) \tag{7.3-13}$$

式中： $k$  为衰减系数，其值为  $0.16 \sim 1.2 \times 10^{-3}$ 。

将  $U_0 = 5000\text{kV}$  (线路绝缘子串雷电冲击 50% 放电电压) 和  $U_s = 2087\text{kV}$  (使断路器开断状态下断路器断口侧对地雷电冲击电压达到其耐受电压除以 1.15 时的变电站入口处的最小雷电侵入波电压) 和  $k = 0.16 \times 10^{-3}$  代入式 (7.3-13) 可求出  $L = 1.7\text{km}$ 。这样，出于安全的考虑，建议采用  $-5^{\circ}$  保护角的变电站进线保护段长度仍取 2km。

3.4 1000kV 特高压架空输电线路绝缘子选择

3.4.1 特高压线路绝缘子人工污秽试验结果与选型

由于特高压 1000kV 工程的重要性，考虑到串长及环境温度等因素，在大雾室进行了常压下的污闪试验，得出常压下不同绝缘子在不同污秽条件下的污闪曲线。在人工气候室，进行了不同气压下的污闪试验，从而得到不同类型绝缘子的污闪电压随海拔变化的规律。

(1) 瓷和玻璃绝缘子。研究采用的试品外形图如图 7.3-11 所示，结构参数见表 7.3-18。

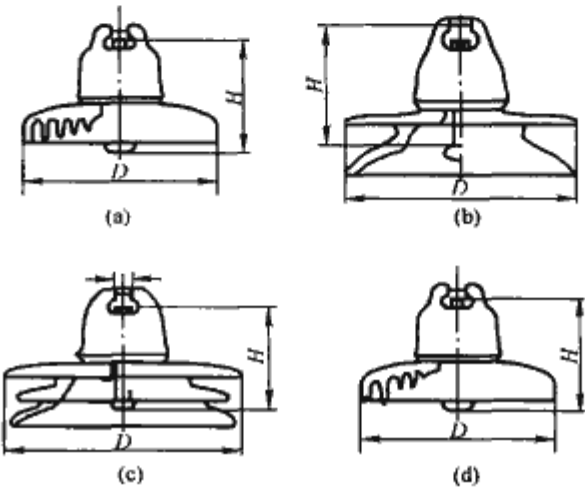


图 7.3-11 瓷和玻璃绝缘子试品外形图  
(a) 普通型 CA-590；(b) 双伞型 XWP-300；  
(c) 三伞型 CA-876；(d) 普通型 FC300/195

表 7.3-18 悬式绝缘子的几何参数

序号	材质	伞型	结构高度 (mm)	爬电距离 (mm)	盘径 (mm)	表面积 (cm <sup>2</sup> )	机械负荷 (kN)
1	瓷	CA-590	195	505	320	3404	300
2		XWP-300	195	495	330	3400	300
3		CA-876	195	675	400	5591	300
4	玻璃	FC300/195	195	485	330	3148	300

(2) 复合绝缘子。考虑不同的伞型，不同的伞间距的复合绝缘子，本次试验选用了盘径相近的三种试品。其外形图如图 7.3-12 所示，结构参数见表 7.3-19。

表 7.3-19 复合绝缘子几何参数

伞型	盘径 $D$	爬距 $l$	伞间距 $p$	绝缘高度 $h$	大伞间距/大伞伸出 $s/p$	爬距/绝缘高度 $l/h$	平均直径
	mm	mm	mm	mm			mm
一大一小 (长)	215/167/50	10640	110/55	2890	0.67	3.682	112.8
一大一小 (短)	200/150/24	9995	90/45	2500	0.51	3.998	92.4
一大二小	215/167/50	9793	150/50/50	2890	0.91	3.389	104.2



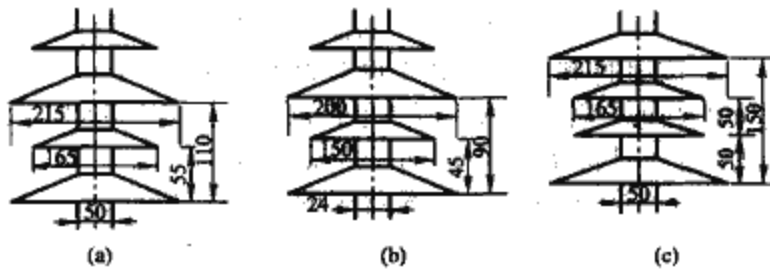


图 7.3-12 复合绝缘子试品外形图

(a) 一大一小(长); (b) 一大一小(短); (c) 一大二小

### (3) 污闪试验结果及分析。

1) 常压下人工污秽试验结果。试验时灰密取  $1.0\text{mg}/\text{cm}^2$ ，在 5 种盐密下，分别对各种类型的绝缘子进行了人工污秽试验。试验结果如图 7.3-13 所示，图中为各种不同类型的绝缘子在不同的盐密下的单位长度下的 50% 闪络电压 ( $\text{kV}/\text{m}$ )。

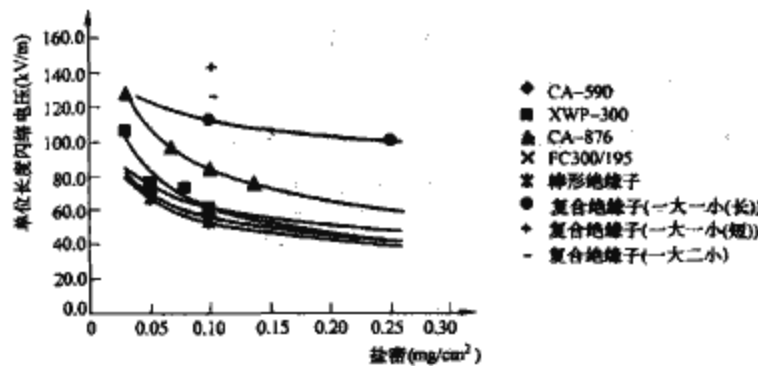


图 7.3-13 不同绝缘子的不同盐密下沿单位长度的闪络电压的比较

从图 7.3-13 中可以明显地看出，在同样的高度下，三种复合绝缘子的耐污闪电压最高，其次是 CA-876，而对于 CA-590、XWP-300、FC300/195 以及棒形瓷绝缘子，则相差不多，XWP-300 相对稍高，CA-590、棒形瓷绝缘子相对稍低。

2) 高海拔低气压下绝缘子耐污闪性能的比较。不同气压、不同污秽条件下的瓷绝缘子、玻璃、复合绝缘子和棒形瓷绝缘子的人工污秽试验结果如图 7.3-14 所示。为了便于比较，以常压 (0m 海拔) 下的 50% 闪络电压为基准值，同种伞型、同样污秽条件下，不同气压条件下绝缘子 50% 污闪电压和基准值的比值作为标么值。

根据不同气压下不同材质的绝缘子的人工污闪试验结果，可以得出不同绝缘子的闪络电压随海拔的下降斜率  $k$ ，见表 7.3-20。

表 7.3-20 不同绝缘子的随海拔变化的闪络电压的下降斜率  $k$  ( $\%/ \text{km}$ )

盐密 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	伞型					
	CA-590	XWP-300	CA-876	FC300/195	复合 (一大一小)	棒型
0.05	7.9	7.5	6.5	5.4	—	6.2
0.1	—	4.8	—	0.052	2.9	5.2
0.25	—	—	—	—	6.7	—
平均	7.9	6.2	6.5	5.3	4.8	5.7

见表 7.3-20，CA-590 的  $k$  值为 7.9，即在同样污秽条件下，海拔每升高  $1\text{km}$ ，悬式绝缘子 CA-590 的闪络电压就会下降 7.9%。从表中可以明显看出，CA-590 的  $k$  值最大，也就是说，随着海拔的升高，其闪络电压的降幅最大。在常压下 CA-590 的闪络电压就最低，在高海拔条件下，其耐污闪性能更低。XWP-300、CA-876、FC300/195 以及棒形瓷绝缘子、复合绝缘子  $k$  值相差不多。对于玻璃普通型绝缘子，由于其下伞棱的最大的第二棱伸出，不易导致棱间弧络，随着海拔的升高，其闪络电压的降幅最小。XWP-300 和 CA-876 属于开放型绝缘子，下表面没有棱，所以随着海拔的升高，只有伞间的弧络增大。也就是说，海拔对闪络电压的降幅影响，相对较小。而对于棒形瓷绝缘子，由于其伞间距相对较小，在常压下伞间弧络已经很严重，所以，随着海拔的升高，其闪络电压降低得并不多。对于复合绝缘子，由于局部电弧相对较少，泄漏电流较小，所以不易造成伞间弧络。

### (4) 选型建议。

- 1) 在轻污秽及中等污秽地区首选 300kN 三伞型绝缘子 CA-876 绝缘子。
- 2) 在轻污秽地区，也可采用双伞型绝缘子 XWP-300。
- 3) 在中等以上的重污秽地区，建议采用复合绝缘子。

### 3.4.2 特高压 1000kV 线路推荐绝缘配置

采用污耐压方法，对不同悬式绝缘子，分别计算它们在不同污区所需的绝缘子片数和串长。综合国内外研究结果，本文按串长与闪络电压呈线性关系进行绝缘子串长选择。

(1) 单 I 串绝缘子串长的选取。常压下绝缘子的污闪电压与盐密之间的关系为

$$U = aS^b \quad (7.3-14)$$

式中： $S$  为盐密， $\text{mg}/\text{cm}^2$ ； $a$ 、 $b$  为常数， $b$  表征绝缘子污闪电压随盐密增加而衰减的规律，两者通过实际污闪试验结

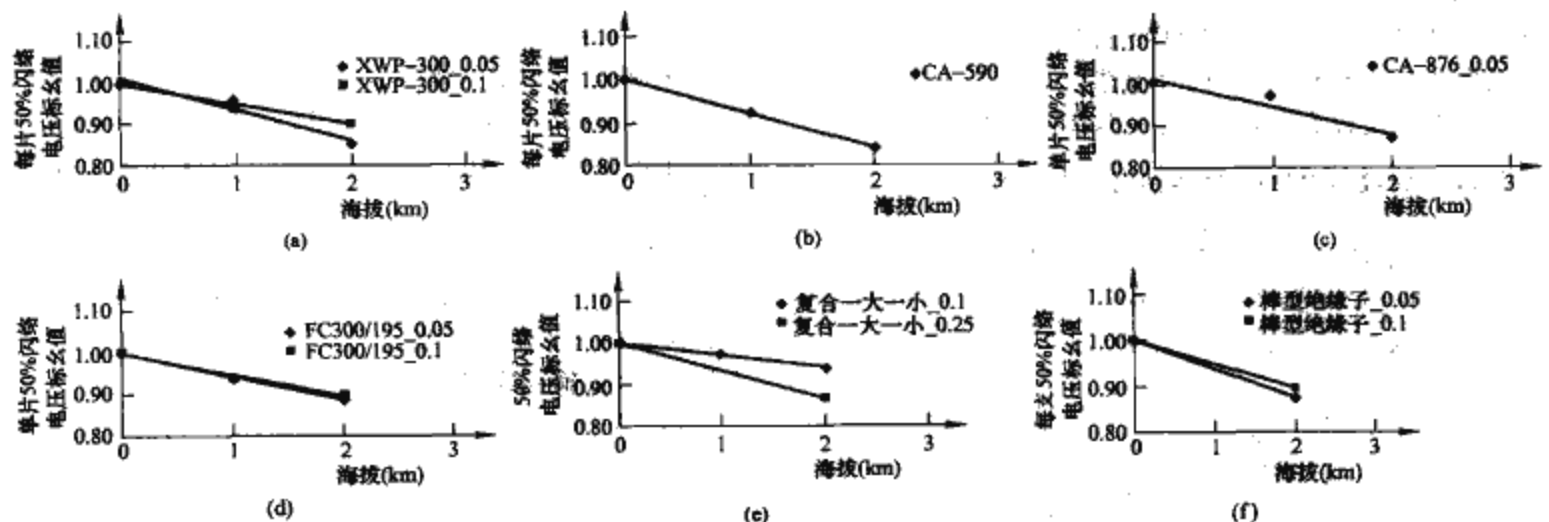


图 7.3-14 各种类型绝缘子闪络电压和海拔的关系

(a) XWP-300; (b) CA-590; (c) CA-876; (d) FC300/195; (e) 复合绝缘子(一大一小); (f) 棒形瓷绝缘子

果拟合得出。

绝缘子的耐受电压  $U_n$  由式 (7.3-15) 得出

$$U_n = U(1 - 3\sigma) \tag{7.3-15}$$

式中： $U$  为升降法确定的闪络电压，kV； $\sigma$  为标准偏差，本报告按 7% 计。

考虑可溶盐的种类、不溶物的种类及附着密度、污秽物在绝缘子表面的不均匀分布和灰密等的影响，修正的耐受电压  $U'_n$  如式 (7.3-16) 所示

$$U'_n = K_1 K_2 U_n \tag{7.3-16}$$

式中： $K_1$  为灰密修正系数； $K_2$  为绝缘子上下表面污秽不均匀分布修正系数。

考虑海拔高度的修正后，最高运行电压 (1100kV) 下线路悬式绝缘子串的片数  $m$  为

$$m = 1100 / [\sqrt{3}(1 - kH)U'_n] \tag{7.3-17}$$

经计算，1000kV 输电线路不同伞型绝缘子所需片数和串长，见表 7.3-21。

表 7.3-21 1000kV 级输电线路需要各种伞型绝缘子的片数和串长

伞型	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	海 拔							
		0~1000m		1000~1500m		1500~2000m		2000~2500m	
		片数 (片)	串长 (m)	片数 (片)	串长 (m)	片数 (片)	串长 (m)	片数 (片)	串长 (m)
CA-590	0.03	42	8.19	46	8.97	48	9.36	50	9.75
	0.06	55	10.73	60	11.70	62	12.09	65	12.68
	0.1	58	11.31	63	12.29	66	12.87	69	13.46
XWP-300	0.03	34	6.63	37	7.22	38	7.41	39	7.61
	0.06	48	9.36	52	10.14	53	10.34	55	10.73
	0.1	52	10.14	56	10.92	57	11.12	59	11.51
FC300/195	0.03	41	8.00	43	8.39	44	8.58	45	8.78
	0.06	51	9.95	54	10.53	56	10.92	57	11.12
	0.1	54	10.53	57	11.12	58	11.31	60	11.70
CA-876	0.03	27	5.27	29	5.66	30	5.85	31	6.05
	0.06	37	7.22	39	7.61	41	8.00	42	8.19
	0.1	39	7.61	42	8.19	44	8.58	45	8.78

采用同样的方法，可拟合出一大一小复合绝缘子的盐密和闪络电压的曲线关系。其中，等值盐密的修正按式 (7.3-14) 进行修正，灰盐比仍采用 5 进行灰密修正，不进行上下表面不均匀污秽修正。可以计算出在 0.1mg/cm<sup>2</sup>、0.25mg/cm<sup>2</sup>、0.35mg/cm<sup>2</sup> 盐密下复合绝缘子所需要的串长，见表 7.3-22。钢脚和钢帽部分以 540mm 计算，同时考虑 10% 的裕度，可以得出 1000kV 线路所需复合绝缘子 (一大一小伞型) 的串长。

表 7.3-22 特高压 1000kV 输电线路所需复合绝缘子串长

伞 型	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	0~1000m	1000~1500m	1500~2000m	2000~2500m
一大一小 (长)	0.1	7.47	7.81	8.00	8.20
	0.25	9.02	9.44	9.67	9.92
	0.35	9.67	10.13	10.38	10.64
一大二小	0.1	6.83	7.15	7.32	7.50
一大一小 (短)	0.1	6.00	6.28	6.43	6.58

建议在三级污区及以下串长采用 9.0m，四级污区采用 9.7m。该串长和美国 EPRI 设计结构长度 (146 × 60 = 8.8m) 相近。复合绝缘子所选串长也与目前国内 500kV 复合绝缘子的结构高度为 4.45m 的 2 倍相近。

和瓷绝缘子相同，复合绝缘子的机械强度可取 300kN，400kN 以及 530kN。根据国内外的设计、运行经验，V 型串和 I 型串的复合绝缘子取相同高度的结构高度。很明显，复合绝缘子的结构长度 9m，会带来制造、运输和安装等很多问题。由于单只绝缘子太长，对柔性 (绕曲) 就会有很大要求，复合绝缘子玻璃纤维的芯棒很容易被损伤，有可能给将来线路运行埋下事故隐患。而且，单只复合绝缘子电压分布也要作深入的分析。所以，建议考虑采用两只复合绝缘子串联。

(2) V 型串绝缘子串长的选取。其中有关 V 型串片数的选择，其长期积污按 I 型串的 3/4 计，其他计算方法和单 I 串相同。通过计算，可以得出特高压 1000kV 线路 V 型串绝缘子串长的选取，见表 7.3-23。

表 7.3-23 1000kV 级输电线路需要各种伞型绝缘子的片数和串长

伞型	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	海 拔							
		0~1000m		1000~1500m		1500~2000m		2000~2500m	
		片数 (片)	串长 (m)	片数 (片)	串长 (m)	片数 (片)	串长 (m)	片数 (片)	串长 (m)
CA-590	0.03	38	7.41	41	8.00	43	8.39	45	8.78
	0.06	49	9.56	53	10.34	56	10.92	58	11.31
	0.1	52	10.14	57	11.12	59	11.51	62	12.09
XWP-300	0.03	30	5.85	32	6.24	33	6.44	34	6.63
	0.06	42	8.19	45	8.78	46	8.97	48	9.36
	0.1	45	8.78	48	9.36	50	9.75	52	10.14
FC300/195	0.03	37	7.22	39	7.61	40	7.80	41	8.00
	0.06	47	9.17	49	9.56	51	9.95	52	10.14
	0.1	49	9.56	52	10.14	53	10.34	55	10.73
CA-876	0.03	24	4.68	25	4.88	26	5.07	27	5.27
	0.06	32	6.24	35	6.83	36	7.02	37	7.22
	0.1	35	6.83	37	7.22	38	7.41	40	7.80

3.5 特高压架空输电线路杆塔和变电站空气间隙的选择

3.5.1 概述

空气间隙的放电电压与作用的电压种类、极性 (操作/雷电过电压)、波形 (操作过电压的波头长度)、构成空气间隙电极的形状、距离以及所在地区的空气气象参数等因素有关。正极性操作/雷电过电压作用时，空气间隙呈现出较小的放电电压。

在输电线路的绝缘配合中采用简化统计法，变电站空气间隙的绝缘配合采用以避雷器残压为基础，而将绝缘放电电压按随机变量处理的方法。

3.5.2 架空输电线路杆塔上空气间隙的选择

(1) 工作电压要求的空气间隙。0m 海拔高度地区输电线路受风偏 (计算用的风速取线路设计风速，对特高压输电工程，重现期取 100a) 影响，悬垂 (I 型) 绝缘子串风偏后导线对杆塔空气间隙的工频交流 50% 放电电压  $U_{50AC}$ ，应符合式 (7.3-18) 的要求，即



$$\begin{aligned}
 U_{50ac} &\geq \frac{1}{(1-n\sigma_{ac})}(\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}) \\
 &= 1.13(\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}) \\
 &= k_1(\sqrt{2}U_m/\sqrt{3})
 \end{aligned}
 \quad (7.3-18)$$

式中:  $U_m$  为系统最高电压, 取 1100kV;  $\sigma_{ac}$  为工频电压下空气间隙放电电压的变异系数, 0.03;  $n$  为变异系数的倍数(当并联间隙数为 20 时,  $n=3.82$ )。

各种电压下相对地外绝缘(空气间隙)所在地区海拔高度为  $H$  时, 其放电电压  $U_{(P_H)}$  可按式(7.3-19)校正:

$$U_{(P_H)} = U_{(P_0)} e^{m(H/8150)} \quad (7.3-19)$$

式中:  $U_{(P_0)}$  为海拔高度 0m 时空气间隙的放电电压, kV;  $m$  为与电压种类相关的系数, 工频、雷电冲击电压  $m=1.0$ , 操作冲击电压  $m$  与电压幅值相关。

(2) 操作过电压要求的空气间隙。以绝缘配合的简化统计法确定线路杆塔上操作过电压要求的空气间隙时, 风险率一般控制值为每次操作 0.01~0.001 次。

针对特高压试验示范工程的操作过电压研究表明, 线路上操作冲击电压波头长度均超过 1000 $\mu$ s。因此对空气间隙距离应按与特高压电网中实际长波头操作冲击电压相适应的放电电压的特性来选择。此方法在中国尚属首次应用。

线路上的统计操作过电压为 1.7p.u. (1.0p.u. =  $\sqrt{2}U_m/\sqrt{2}$ )。

现考虑 1000kV 线路全长 400km, 档距长度 500m。线路的最高的统计操作过电压为 1.7p.u., 且假定其只占全线长度的 1/4。该过电压服从正态分布, 标准偏差  $\sigma_0 = 0.080u_0$ 。线路中相绝缘子为 V 串、两边相为 I 串。

1) 中相 V 型绝缘子串空气间隙。计算线路中相导线对杆塔空气间隙的闪络放电概率时, 绝缘总数  $Z=200$ ,  $\sigma_f = 0.06u_f$ , 操作过电压变异系数  $\sigma_0/u_0 = 0.08$ , 空气间隙长度 7.2m。计算得出多个绝缘闪络概率  $P'_z=0.0032$ , 操作过电压闪络率(闪络次数/100 次操作)为 0.32。此时, 操作过电压的统计配合系数  $K(K = u_f/U_0)$  为 1.27。

2) 边相 I 型绝缘子串空气间隙。我国 330kV 和 500kV 超高压输电线路, 对受风偏(计算用的风速取线路设计风速 50%)影响、悬垂(I 型)绝缘子串风偏后导线对杆塔空气间隙的操作冲击 50%放电电压与统计过电压之间的统计配合系数, 取 1.1。由于过电压与较高风速同时出现的概率极低, 这一配合的可行性已被大量运行经验所证实。特高压线路参照相关标准, 对此也采用 1.1 的配合系数, 相应空气间隙对应海拔高度 500、1000、1500m 分别为 5.0、5.2 和 5.4m。

(3) 带电作业的安全距离。针对特高压试验示范工程在线路上进行带电作业时可能遭遇到的最大操作过电压进行研究后发现, 线路发生单相接地故障而引起高幅值转移过电压的概率较小, 而且其与带电作业恰恰同时出现的概率极低, 对带电作业取 1.7p.u. 的最大操作过电压是安全和可行的。

带电作业时, 空气间隙的 50%放电电压 ( $U_{50\%}$ ) 应符合下式要求

$$U_{50\%} = U_{over} / (1-3\sigma^*) \quad (7.3-20)$$

式中:  $U_{over}$  为带电作业时可能遭遇到的最大操作过电压, kV;  $\sigma^*$  为塔窗中导线对作业人员之间空气间隙放电电压的变差系数, 其值取 0.06。

考虑到海拔高度 1000m 的放电电压校正, 取  $U_{over} = 1.7p.u.$ , 塔窗侧面宽度为 3.5m, 则带电作业的安全距离要

求 6.7m。此外, 还需考虑人体活动范围为 0.5m。

(4) 特高压试验示范工程线路空气间隙的选定值。试验示范工程线路杆塔上的空气间隙, 经有关方面研究确定的结果, 汇总于表 7.3-24。

表 7.3-24 特高压试验示范工程线路杆塔的空气间隙 kV

海拔高度(m)			500	1000	1500
工作电压			2.7	2.9	3.1
操作过电压	中相	V 串	6.7	7.2	7.7
		I 串	6.2	6.6	7.0
	边相 I 串		5.6	6.0	6.4
带电作业	中相 V 串		6.2	6.7	7.2
	边相 I 串		5.6	6.0	6.4

注 带电作业间隙还需考虑 0.5m 的人体活动范围。

### 3.5.3 特高压变电站空气间隙的选择

(1) 工频电压要求的空气间隙。工频电压要求的特高压变电站空气间隙除考虑工作电压要求的空气间隙外, 还应考虑工频过电压的要求。

1) 变电站相对地空气间隙的工频 50%放电电压要求值应符合下式的要求。式中的 1.4 是最大工频过电压标么值

$$\begin{aligned}
 u_{50,ac} &= \frac{1}{1-3.82\sigma_{ac}}(1.4 \times \sqrt{2}U_m/\sqrt{3}) \\
 &= k_1(1.4 \times \sqrt{2}U_m/\sqrt{3})
 \end{aligned}
 \quad (7.3-21)$$

式中:  $\sigma_{ac}$  为空气间隙工频放电电压的变异系数, 0.03;  $k_1$  为变电站空气间隙的工频电压统计配合系数, 1.13。

2) 变电站相间空气间隙的工频 50%放电电压要求值应符合下式的要求。式中的 1.3 是母线侧最大工频过电压标么值

$$\begin{aligned}
 u_{50,sp} &= \frac{1}{1-3.82\sigma_{ac}}(1.3 \times \sqrt{2}U_m/\sqrt{3}) \\
 &= k_1(1.3 \times \sqrt{2}U_m/\sqrt{3})
 \end{aligned}
 \quad (7.3-22)$$

(2) 操作过电压要求的空气间隙。

1) 相对地空气间隙。变电站操作过电压要求的相对地空气间隙的正极性操作冲击电压波 50%放电电压要求值应符合式(7.3-21)的要求且不得低于变电站电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值

$$u_{50,sspc} = \frac{U_{ps}}{1-3\sigma_{pc}^*} = k_2 U_{ps} \quad (7.3-23)$$

式中:  $U_{ps}$  为避雷器操作过电压保护水平, kV;  $\sigma_{pc}^*$  为操作波放电电压变差系数, 0.06;  $k_2$  为统计配合系数, 1.22。

2) 变电站相间空气间隙的操作冲击电压波 50%放电电压要求值应符合下式的要求

$$u_{50,sspp} = \frac{k_3 U_{ps}}{1-3\sigma_{pp}^*} = k_4 U_{ps} \quad (7.3-24)$$

式中:  $\sigma_{pp}$  为相间空气间隙在操作过电压下放电电压的变异系数, 0.035;  $k_3$  为相间与相对地过电压的比值, 1.81;  $k_4$  为变电站相间空气间隙操作过电压配合系数, 2.0;  $U_{ps}$  为避雷器操作过电压保护水平。

(3) 雷电过电压要求的空气间隙。

1) 相对地空气间隙。雷电过电压要求的变电站相对地空气间隙(绝缘子串)正极性雷电冲击电压波 50%放电电压要求值应符合下式的要求, 且不得低于变电站电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值

$$u_{50,1,r} = k_8 U_{pl} \quad (7.3-25)$$

式中:  $U_{pl}$  为避雷器雷电过电压保护水平, 取标称雷电冲击

下的残压值, kV;  $k_8$  为变电站空气间隙雷电过电压配合系数, 1.45。

2) 相间空气间隙

变电站相间空气间隙的雷电电压波 50%放电电压要求值应符合下式。

$$u_{50,1,r} = k_7 U_{pl} + U_m \sqrt{2} / \sqrt{3} \tag{7.3-26}$$

结合国内针对特高压变电站操作过电压空气间隙的试验结果, 经有关方面研究确定的特高压试验示范工程变电站的空气间隙(安全净距), 汇总于表 7.3-25。

表 7.3-25 1000kV 屋外配电装置最小安全净距			m
符号	适用范围	安全净距	
$A_1'$	四分裂导线对地, 管母对地	6.80	
$A_1''$	环—地	7.50	
$A_2$	带电导体相间	四分裂导线—四分裂导线	9.20
		均压环—均压环	10.10
		管母—管母	11.30
$B_1$	带电导体至栅栏, 运输设备外轮廓线至带电导体, 不同时停电检修的垂直交叉导体之间	8.25	
$B_2$	网状遮栏至带电部分之间	7.60	
C	带电导体至地面	单根管母	17.30
		四分裂架空导线	19.50
D	不同时停电检修的两平行回路之水平距离, 带电导体至围墙顶部, 带电导体至建筑物边缘	9.50	

- 注 1. 表中数据为海拔 1000m 时的安全净距。  
2. 交叉导体之间需要同时满足  $A_2$  和  $B_1$  的要求。  
3. 当考虑带电作业时, 人体活动半径取 0.75m。

此外, 对特高压变电站其上装有避雷针、线的构架与相导体之间的距离不应小于 7m。当变电站土壤电阻率大于  $500\Omega \cdot m$  时, 该距离需另行研究确定。

3.6 特高压电气设备的绝缘配合与绝缘水平选择

3.6.1 绝缘配合原则

电气设备绝缘配合的目的是为了确定电气设备的绝缘水平。目前, 国内外采用的主要方法是惯用法。惯用法是按作用在电气设备上的最大过电压水平和最小的绝缘强度的概念进行配合的。即首先确定电气设备上可能出现的最大过电压水平, 然后根据运行经验乘上一个考虑各种因素的影响和一定裕度的系数, 从而决定设备应耐受的绝缘水平。惯用法对自恢复和非自恢复绝缘都是适用的。

对于特高压输电工程, 其电气设备绝缘配合的方法是, 电气设备内绝缘的耐受电压以避雷器的操作冲击、雷电冲击保护水平为基础, 同时乘以一配合系数(安全裕度), 用惯用法加以确定。我国特高压输电系统在选择电气设备的绝缘水平时, 应充分考虑我国和国外超高压/特高系统的工程经验和标准, 且应留有一定的裕度。

参照 IEC 和我国的有关标准, 取绝缘配合系数如下: 变压器、高压并联电抗器、开关设备和电压、电流互感器等内绝缘的操作冲击绝缘配合系数均取 1.15。变压器、高压并联电抗器内绝缘的雷电冲击绝缘配合系数取 1.15, 且考虑运行老化因素再引入一裕度系数 1.15。开关设备和电压、电流互感器等考虑保护距离的因素, 其内绝缘的雷电冲击绝缘配合系数取 1.45。

参照 IEC 标准, 对电气设备(变压器/高压并联电抗器

/开关设备)外绝缘的操作冲击和雷电冲击的绝缘配合系数均取 1.05。考虑有关的距离因素和海拔高度引起的气象条件变化对于电气设备外绝缘放电电压的校正之后, 对于 1000m 及以下地区特高压电气设备外绝缘的耐受电压可取该设备内绝缘相应耐受电压的同一值。

特高压变电站用避雷器电气参数见表 7.3-26。

表 7.3-26 1000kV 系统用避雷器电气参数				kV
安装位置	额定电压 (有效值)	持续运行电压 (有效值)	30/60 $\mu$ s, 2kA 下操作 冲击残压	8/20 $\mu$ s, 20kA 下雷电 冲击残压
线路侧、母线侧	828	638	$\leq 1460$	$\leq 1620$

3.6.2 设备绝缘水平的选择

电气设备的绝缘水平包括雷电冲击耐受电压、操作冲击耐受电压和短时工频耐受电压。

特高压输电工程电气设备的雷电冲击耐受电压和操作冲击耐受电压, 按 3.6.1 推荐的绝缘配合原则设计, 并按电气设备的额定冲击耐受电压标准等级选取。

工频耐受电压是对变压器绝缘寿命的重要考核, 对于特高压输电工程采用和日本一样的方法。变压器类设备工频耐受电压和作用时间如下

变压器:  $1.5p.u. (5min) \quad \sqrt{3}p.u. (5min) \quad 1.5p.u. (1h)$   
GIS:  $1.5p.u. (30min) \quad \sqrt{3}p.u. (1min) \quad 1.5p.u. (30min)$

工程确定的我国海拔高度 1000m 及以下地区 1000kV 级交流电气设备的内、外绝缘水平见表 7.3-27。

表 7.3-27 1000kV 设备的额定绝缘水平				kV
设 备	雷电冲击	操作冲击	工 频	
变压器、电抗器	2250 (截波 2400)	1800	1100(5min)	
GIS(断路器、 隔离开关)	2400	1800	1100(1min)	
支柱绝缘子、隔离 开关(敞开式)	2550	1800	1100(1min)	
电压互感器(CVT)	2400	1800	1200(5min)	
套管(变压器、电抗器)	2400 (截波 2760)	1950	1200(5min)	
套管(GIS)	2400	1800	1100(1min)	
开关设备纵绝缘	2400+900	1675+900	1100+635 (1min)	

3.6.3 特高压电气设备承受一定时间暂时过电压的要求

特高压变压器、并联电抗器和金属氧化物避雷器等应能承受一定时间暂时过电压以确保运行安全。1000kV 晋东南—荆门—南阳试验示范工程产品的相应技术条件, 分别见表 7.3-28~表 7.3-30。

表 7.3-28 1000kV 变压器承受暂时过电压的要求			
承受的暂时过电压 p. u. (运行分接头的额定电压)	1.05	1.10	1.25
持续时间	额定负 载持续	80%额定 负载持续	额定负载 20s

表 7.3-29 1000kV 并联电抗器承受暂时过电压的要求					
承受的暂时过电压 p. u. (基准电压为 $U_m/\sqrt{3}$ )	1.15	1.20	1.30	1.40	1.50
持续时间(min)	60	20	3	20s	8s



表 7.3-30 1000kV 金属氧化物避雷器  
承受暂时过电压的要求

承受的暂时过电压 p. u. (避雷器额定电压)	1.0	1.1	1.15	1.20	1.30
持续时间(s)	1200	10	1	0.2	0.1

#### 4 潜供电流控制和单相重合闸

在电力系统运行中，架空输电线路是相对容易发生故障的。根据我国超高压电网的运行经验，在电网出现的各种故障中，线路单相瞬间接地故障占有很高的比率（2004 年统计数据达到 92.68%）；而对于单相接地故障，单相重合闸成功率也在 80% 以上。因此，在我国 220kV 及以上电压等级的电网中，广泛采用单相重合闸技术。当故障线路被迅速断开之后，接地电弧即行熄灭，故障点的绝缘强度重新恢复。因此，在线路被断开以后再进行一次重合闸，如果重合闸的成功率较高，就会大大提高供电的可靠性和运行系统的稳定性。在我国特高压输电工程设计中，也采用单相重合闸技术。单相重合闸的成功率很大程度上取决于潜供电流电弧是否能在重合闸间隔内熄灭，并留有一定的裕度。本节主要介绍单相重合闸的可行性和加速潜供电流熄灭的措施。

##### 4.1 单相自动重合闸的可行性

自动重合闸包括单相重合闸和三相重合闸。我国 110kV 及以下线路大多采用三相重合闸。220kV 及以上电压等级的电网，一般采用单相重合闸。单相重合闸过程中出现的非全相运行状态对保护装置的影响，以及单相重合闸过程中出现的潜供电流，是 1000kV 特高压架空线路采用单相重合闸需要考虑的因素。

（1）单相重合闸过程中出现的非全相运行使系统出现纵向不对称，产生负序和零序分量，对一些继电保护产生影响，如零序电流保护、距离保护、方向高频保护等。为了实现会对误动保护的的非全相运行闭锁，在单相重合闸与保护连接端设立两端子。其中，N 端子连接非全相运行中不会误动的保护；M 端子连接非全相运行中会误动的保护，在单相重合闸的非全相运行中将该保护退出工作。

（2）单相重合闸过程中会出现潜供电流。潜供电流大小与线路参数有关。一般来说，线路电压越高，线路越长，负荷电流越大，潜供电流也越大。若潜供电流较大，故障点电弧不易熄灭，可能需延长单相重合闸重合间隔时间，影响系统的输送能力。作为示例，表 7.3-31 给出了特高压示范工程初期华北—华中断面极限输送容量和单相重合闸间隔时间的关系。结果表明，重合闸间隔时间每延长 0.1s，华北—华中断面输送极限下降 40~100MW。重合闸间隔时间短，可能增大重合在故障相的几率而致断路器三相跳开。因此如何抑制潜供电流，加速潜供电流熄灭和选择合适的重合闸时间是单相重合闸能否成功的重要因素。

表 7.3-31 2008 年单相重合闸间隔时间与  
华北—华中断面极限输送容量关系

单相重合闸间隔时间(s)	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
丰大方式(MW)	3450	3370	3270	3215	3170	3125
枯大方式(MW)	3440	3380	3300	3220	3150	3060

采用三相重合闸技术，虽可以避免电气设备非全相运行，但较采用单相重合闸而言，主要存在如下问题：

（1）采用单相重合闸，在重合闸期间，线路非故障相仍

然可输送一部分功率，有利于系统保持稳定。如果对于单相接地故障采用三相重合闸，可能会降低系统的稳定水平，减少输送能力。对于弱系统或只有单回联络线的情况，这个问题更加突出。

（2）采用三相快速重合闸将产生较高的操作过电压。在采用断路器合闸电阻及金属氧化物（MOA）限制过电压的条件下，使用单相重合闸时其重合闸操作过电压可限制在 1.6~1.7p. u.。若使用三相快速重合闸，其重合闸操作过电压可能达 1.8~2.0p. u.。由于高电压长空气间隙绝缘的饱和特性、高海拔的影响以及电气设备制造上的因素，使用三相重合闸后将显著提高设备和线路的绝缘造价，增加特高压的难度。

（3）近 20 年来，国内外的对采用单相和三相重合闸技术引起大型汽轮机组轴系中的扭力矩以及疲劳寿命消耗等问题进行了广泛研究。研究结果表明，如果采用三相快速重合闸，在重合闸失败时，可能在汽轮机组轴系上产生很大的机械力矩，会严重影响轴系的寿命，在大型汽轮机组直接升压到超高压或特高压系统的情况下，此问题将显得更加突出。而单相重合闸在重合闸失败时，所引起的轴系疲劳寿命消耗数值不大。

基于上述原因，我国特高压系统也采用单相重合闸技术。但由于特高压线路的潜供电流及其恢复电压比 500kV 要大，因此对潜供电流及其恢复电压的控制是我国特高压工程建设需要解决的关键技术之一。

##### 4.2 潜供电流及其抑制措施

在单相自动重合闸过程中，当线路某一相因单相接地故障而被切除（该相线路两端断路器跳闸）后，由于相间互感和相间电容的耦合作用，被切除的故障相在故障点仍流过一定数值的接地电流，这就是潜供电流。该电流是以电弧的形式出现的，也称潜供电弧。如图 7.3-15 所示，当线路发生单相（A 相）接地故障时，故障相两端断路器跳闸后，其他两相（B、C）仍在运行，且保持工作电压。由于相间电容  $C_{12}$  和相间互感  $M$  的作用，故障点仍流过的潜供电流为  $I$ 。

潜供电流由两部分组成：电容分量和电感分量（也称横分量和纵分量）。电容分量是指正常相上的电压通过相间电容  $C_{12}$  向故障点提供的电流。同时，正常相上的负载电流经相间互感在故障相上感应出电势，这个电势通过相对地电容及高压并联电抗器形成的回路向故障点提供电流，称之为潜供电流的电感分量。在大部分无补偿情况下，电容分量起主要作用。当潜供电弧（电流）熄灭后，同样由于相间电容和互感的作用，在原弧道间出现恢复电压，如果恢复电压过高可能造成重击穿，延长潜供电弧的熄灭时间。线路的潜供电流和恢复电压与输电线路的参数、线路的补偿情况和线路两端的运行电压、输送潮流有关，线路两侧的网络结构对其影响很小。

当潜供电流较小时，在弧道热气流、电动力和风速等因

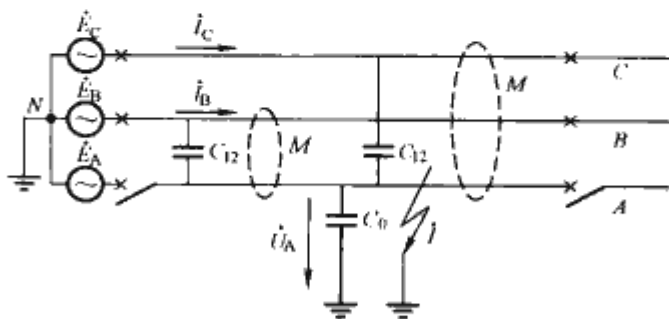


图 7.3-15 潜供电流示意图



素的作用下,不断拉长和冷却而熄灭,在电弧熄灭之后,还要经过一段去游离时间,空气介质的强度才能完全恢复,只有在这以后线路重合闸才能成功。如果不采取措施,随着线路长度及线路负载的增加,潜供电流和恢复电压也随之加大,这增加了潜供电弧自动熄弧的困难,可能使自动重合闸失败,从而影响到供电安全和系统稳定。世界很多国家均对潜供电流进入过深入研究,我国多家研究单位也从计算方法、抑制措施、自灭特性等多个方面进行过研究。而特高压线路由于相间电容较大,系统运行电压较高,潜供电流和恢复电压较超高压系统更大些,更应该引起重视。

潜供电弧的熄灭时间具有一定的随机性。根据中国电力科学研究院、华北电力科学研究院等单位的试验结果,不同电流和恢复电压下的潜供电弧自灭时限推荐值(概率保证率 90%)见表 7.3-32。该研究建议潜供电弧熄灭后的弧道介质恢复时间按 0.04s 以上考虑,一般可选为 0.1s。

表 7.3-32 不同电流下的潜供电弧自灭时限  
推荐值(概率保证值 90%)

有无并联电抗补偿	电压梯度 (稳态, kV/m)	潜供电弧 (Arms)	自灭时限 (s)
无补偿	10	12	0.1~0.15
		24	0.35~0.56
		40	0.4~0.65
		50	0.53~0.79
		60	0.62~0.97
	16.8	80	0.96~1.40
		12	0.3~0.5
		24	0.55~0.8
		40	0.7~1.0
		50	0.85~1.23
有补偿	8~15	60	1.05~1.5
		80	1.2~2s 以上
		10	0.1s 以下
		20	0.1s 以下
		30	0.18~0.22

注 以上数据为风速范围 1.5~2.5m/s 条件下测得。

从表 7.3-32 中可看出,潜供电流和恢复电压值(稳态值)相同或相近的情况下,有高压并联电抗器补偿时,潜供电弧燃弧时间比无补偿时短很多。并联电抗器从两个方面影响潜供电弧:①并联电抗器中性点常接有小电抗,适当选择中性点小电抗的数值,可以补偿相间电容和相对地电容;②并联电抗与线路的相间电容和相对地电容可产生振荡,当电弧电流过零后,弧道上所承受的是一个拍频振荡的电压,其幅值为电源电压与电抗器上电压的叠加,在电弧电流过零瞬间,补偿电抗上的电压与电源电压反相,电弧弧道上承受的暂态恢复电压较无补偿电抗器时的电压低。这些因素导致有并联电抗器补偿时潜供电弧燃弧时间比无补偿时短很多。

从表 7.3-32 中还可以看出,潜供电流和恢复电压越大,潜供电弧自灭时间就越长。为了提高单相自动重合闸的成功率,潜供电流和恢复电压都应限制在较小值。当潜供电流较大和恢复电压较高时,就要采取一些限制措施以加快潜供电弧的熄灭。特高压输电系统可考虑采取以下措施:

(1) 在高压并联电抗器上加装中性点小电抗。在装有合

适并联电抗器的线路上,为了限制潜供电流及其恢复电压,利用加装高压并联电抗器中性点小电抗(又称小电抗)的方法来减小潜供电流和恢复电压,其示意图如图 7.3-16(a)所示。选择合适的小电抗补偿线路相间电容和相对地电容,特别是使相间接近全补偿(即使相间阻抗接近无穷大),以减小潜供电流的电容分量。此外,还可以适当加大对地阻抗,以减少潜供电流的电感分量。

该方法在我国 330~750kV 系统广泛使用,在特高压试验示范工程也采用这种方法。图 7.3-16(a)所示的四电抗器回路图通过电路变换,可等效为一个三相星形接地和一个三角形的六电抗器回路,如图 7.3-16(b)所示。两者有如下关系

$$X_{L0} = X_L + 3X'_L \quad (7.3-27)$$

$$X_L = \frac{X_{L12}/3X_{L0}}{X_{L12}/3 + X_{L0}} \quad (7.3-28)$$

$$X_{L12} = \frac{3X_L X_{L0}}{X_{L0} - X_L} \quad (7.3-29)$$

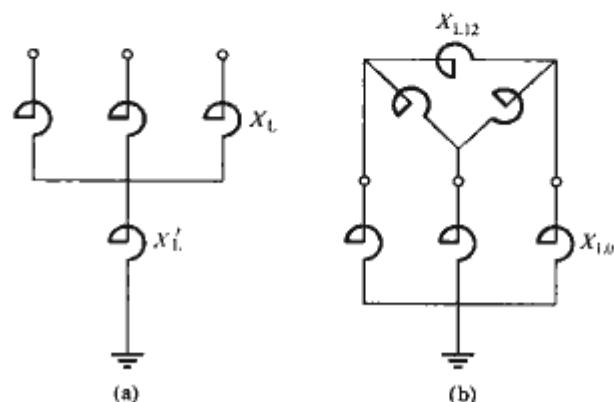


图 7.3-16 电抗器中性点接小电抗的等值电路  
(a) 四电抗器回路图; (b) 等效电路图

将图 7.3-16(b)加入图 7.3-15 中,在系统发生单相故障时,当故障相线路两侧的断路器分闸后,为简化分析过程,暂不考虑相间电感耦合分量,只考虑潜供电流中起主要作用的电容分量,利用戴维南等值电路可以得出图 7.3-17 的等值电路,图中  $E$  为正常相电压有效值,从故障相看,两正常相戴维南等效电势  $E/2$ 、内阻抗即相间阻抗为  $X_{L12}/2$  与  $X_{C12}/2$  的并联后的计算值。

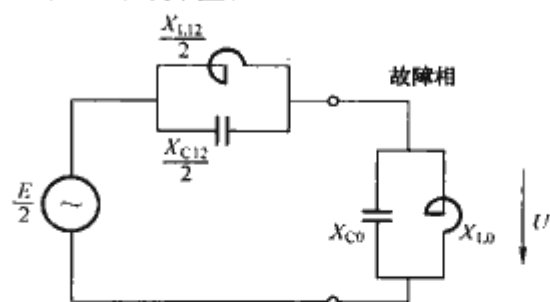


图 7.3-17 电抗器中性点经小电抗  
接地后线路开断一相等值电路

适当选择小电抗,使相间接近全补偿,即  $|X_{L12}| \approx |X_{C12}|$ ,导致相间阻抗变得非常大,这样一方面显著减少潜供电流,另一方面也降低了恢复电压。恢复电压的稳态值为

$$U = \frac{E}{2 + \frac{X_{L12} X_{C12} (X_{L0} + X_{C0})}{X_{L0} X_{C0} (X_{L12} + X_{C12})}} \quad (7.3-30)$$

由于选  $|X_{L12}| \approx |X_{C12}|$ ,中性点小电抗也显著降低了恢复电压。

(2) 使用快速接地开关(HSGS)。有的特高压线路可能不装高压电抗器,若这些线路潜供电流和恢复电压不能满



足要求，此时可考虑采用高速接地开关（High Speed Ground Switch, HSGS）加速潜供电弧的熄灭。该方法由日本一家公司提出，目前仅在韩国一些 750kV 线路上采用高速接地开关加速潜供电弧的熄灭。HSGS 示意图如图 7.3-18 所示。



图 7.3-18 快速接地开关示意图

这种方法是在故障相线路两侧开关跳开后，先快速合上故障线路两侧的 HSGS，以促使接地点潜供电弧熄灭；然后打开 HSGS，利用开关的灭弧能力将其电弧强迫熄灭；最后再重合故障相线路。断路器和接地开关的动作顺序如图 7.3-19 所示，操作步骤如下：

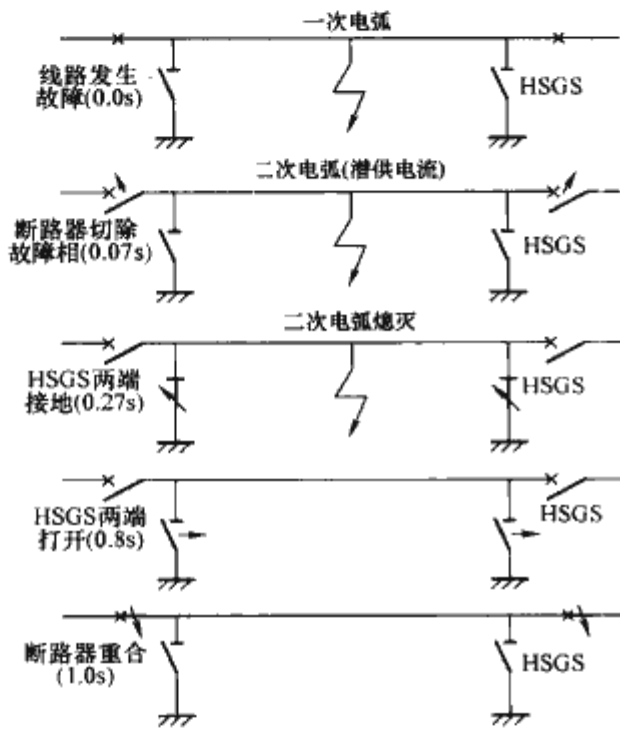


图 7.3-19 快速接地开关的动作顺序

- 1) 单相接地故障发生，产生一次电弧。
- 2) 故障相两端断路器跳闸，一次电弧熄灭，二次电弧（潜供电弧）产生。
- 3) 装设于故障相两端的 HSGS 快速接地；潜供电弧迅速自灭。
- 4) HSGS 断开。
- 5) 断路器重新闭合，输电线路恢复正常工作。

（3）采用良导体架空地线。采用良导体架空地线并将其连续接地也有助于加速潜供电弧的熄灭。通过对潜供电流的电感分量的分析表明，采用良导体架空地线后，由于其互感减小，促使感应电势降低，潜供电流的电感分量随之降低。

华东某 500kV 线路的潜供电流计算结果如表 7.3-33 所示。当输送潮流为 640MW 时，采用 GJ-70 型与 LGJ-95/55 型（良导体）地线相比较，潜供电流电容分量相差不大而电感分量相差很多，采用良导体地线有利于降低潜供电流。

表 7.3-33 华东 500kV 西线工程第一回线路的潜供电流 A

地线型号	总潜供电流	电容分量	电感分量
2×LGJ-95/55 (铝钢绞良导体地线)	20.85	16.36	11.31
2×GJ-70(钢绞线)	28.01	16.36	20.85

我国特高压试验示范工程主要采用高压并联电抗器及中性点小电抗的方法限制潜供电流及其恢复电压。另外两根地线中一根良导体地线（OPGW）连续接地，也对限制潜供电流起一定作用。

### 4.3 特高压输电系统的潜供电流及其恢复电压

#### 4.3.1 常规固定高压并联电抗器线路的潜供电流和恢复电压

1000kV 特高压交流试验示范工程使用固定高压并联电抗器，通过其中性点接地小电抗，可以将线路上的潜供电流和恢复电压限制在较低值。表 7.3-34 为试验示范工程线路的高抗及中性点小电抗配置方案，表 7.3-35 为潜供电流和恢复电压计算结果。晋东南—南阳—荆门试验示范工程潜供电流可限制在 10A 以内，恢复电压梯度限制在 10kV/m 以内。特高压线路在使用高压并联电抗器和中性点接地电抗器补偿后，其潜供电流和恢复电压的梯度与我国 500kV 系统中的数值大致相当。根据特高压试验示范工程现场试验表明，潜供电弧在 0.1s 内熄灭，该潜供电流水平不会影响 1s 左右的单相重合闸，实际上还可以适当缩短单相重合闸间隔时间。

表 7.3-34 特高压交流试验示范工程线路高压并联电抗器及中性点接地电抗器配置

线 路	位 置	高压并联电抗器容量(Mvar)	小电抗(Ω)
晋东南—南阳	晋东南	960	275
	南阳	720	365
南阳—荆门	南阳	720	450
	荆门	600	530

表 7.3-35 特高压交流试验示范工程线路潜供电流及恢复电压

线 路	潜供电流 (有效值, A)		恢复电压 (有效值, kV)		中性点小电抗电压 (有效值, kV)	
	送端	受端	送端	受端	送端	受端
晋东南—南阳	10.22	2.67	43.87	13.05	84.14	78.49
南阳—荆门	3.61	3.90	19.64	21.01	85.11	82.22

#### 4.3.2 使用可控高压并联电抗器线路的潜供电流和恢复电压

可控高压并联电抗器的采用能够有效解决过电压抑制和无功平衡及电压控制间的矛盾。为限制潜供电流和恢复电压以及避免出现工频谐振过电压，可控高压并联电抗器中性点也要经过适当电抗值的小电抗接地，该值一般按照可控高压并联电抗器最大容量条件进行配置。

表 7.3-36 给出了某研究中的 1000kV 特高压线路采用可控高压并联电抗器、线路输送 3500MW 时，潜供电流和恢复电压的计算结果。计算时假定正常运行时，可控高压并联电抗器补偿度为 60%。发生单相接地故障线路两侧断路器单相跳闸后，高压并联电抗器容量在 100ms 内调节至 90% 补偿度。为了便于比较，表中还给出了高压并联电抗器容量未进行调节的情况。

从计算结果可知，故障相跳闸后，若可控高压并联电抗器没有调节到高补偿度，此时潜供电流较大，500km 线路可达 57~83A。高压并联电抗器容量调节到最大值时，潜供电流明显降低。因此在线路上采用可控高压并联电抗器时，线路发生单相接地故障、两侧断路器单相跳闸后，高压并联



电抗器容量应调整到最大值,使得线路上的潜供电流降低到较小值,以提高单相重合闸的成功率。

表 7.3-36 使用可控高压并联电抗器时  
潜供电流和恢复电压

序号	线路长度 (km)	电抗器容 量调节	补偿度(%)		潜供电流 (A)	恢复电压 (kV)
			正常运行	故障相 跳闸后		
1	500	不调节	60	60	57.0	58.4
2		调节	60	90	17.6	62.8
3	600	不调节	60	60	82.8	70.7
4		调节	60	90	26.9	72.4
5	2×350 (有开关站)	不调节	60	60	26.6	41.1
6		调节	60	90	7.7	45.4

4.3.3 无高压并联电抗器补偿的特高压短线路潜供电流和恢复电压

当特高压短线路不装高压并联电抗器时,同样长度特高压线路的潜供电流比 500kV 线路高得多。而对于同样的潜供电流,无补偿线路要比有补偿线路难熄灭。试验表明,在电压梯度为 10kV/m 时,有补偿线路 30A 潜供电流自灭时间(90%概率)约需 0.2s 左右;而无补偿线路 30A 潜供电流自灭时间(90%概率)则需 0.4~0.65s。

以长度为 80km 的 1000kV 线路为例,若该线路不装设高压电抗器,输送 4000MW 功率时,潜供电流为 56A、恢复电压 75kV(电压梯度约 8kV/m)。根据 500kV 经验,潜供电流无补偿自灭时间约 0.6~0.97s。由于高速接地开关造价较高,在这种情况下是否要采用高速接地开关,也有待于进一步论证。

此外,特高压潜供电弧的自灭特性,包括有高压并联电抗器补偿的长线路、无高压并联电抗器补偿的短线路以及高速接地开关下潜供电弧的自灭特性,不仅是计算问题,还要通过专门的等效试验研究才能掌握。如此才能决定是否使用快速接地开关,以及快速接地开关的效果。

5 交流特高压工程的控制和保护

交流特高压工程的重要地位决定了其控制保护系统必须安全可靠。在我国多年对控制保护技术研究的基础上,结合西北 750kV 输电系统的建设运行经验,依托 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程,开展了特高压系统电气特性对控制保护的影响、控制保护装置配置原则以及设备技术条件的深入研究,取得显著成果。

5.1 1000kV 特高压与超高压系统电气特征的区别

5.1.1 输电线路

(1) 线路阻抗角。为了提高特高压线路的传输能力,减小损耗,特高压线路采用 8 分裂导线。特高压输电线路与 750kV 和 500kV 线路相比单位长度的阻抗下降,线路阻抗角明显增大。500kV、750kV、1000kV 单回线路典型参数参见表 7.3-37。

表 7.3-37 500kV、750kV、1000kV 单回典型线路参数

参 数	500kV	750kV	1000kV
电阻(Ω/km)	0.022	0.012 2	0.008 05
电抗(Ω/km)	0.28	0.268	0.259 13
阻抗角(°)	85.51	87.39	88.22
品质因数	12.73	21.97	32.19

(2) 线路分布电容。特高压输电线路的分布电容增大,线路较长,电压等级高,线路充电电流较 500kV、750kV 线路明显增加,线路容抗及电容电流典型值参见表 7.3-38。

表 7.3-38 每 100km 各电压等级线路容抗和电容电流值

线路电压 (kV)	500	750	1000
正序容抗 (Ω)	2590	2330	2269
零序容抗 (Ω)	3790	3424	3525
电容电流有效值 (A)	111	186	255

理论分析及仿真试验表明,线路故障时分布电容引起的高频分量丰富,故障后的谐波分量与系统短路容量大小、故障点位置、故障时刻等因素有密切关系,在不同情况下 2.5 次,3.5 次,9 次谐波含量明显,这些谐波成分对保护装置提出了更高的要求。

由于特高压输电线路对地及相间分布电容均增大,故障切除后由健全相的感应电压产生的潜供电流将会导致自动重合闸过程中二次灭弧时间的延迟。

5.1.2 并联电抗器

为了补偿线路充电电流,降低过电压水平,特高压线路均装设并联电抗器。特高压并联电抗器容量大,系统发生故障时,由于并联电抗器电感电流不能突变,会产生数值大、衰减慢的非周期分量,断路器断开后,线路电压衰减过程缓慢。

特高压线路故障或线路跳闸后,由于电抗器电感与线路分布电容谐振产生的过电压和各种谐波的影响,影响电抗器保护匝间短路灵敏度。

由于电抗器保护动作后将跳开断路器导致线路停运,需防止电抗器保护在线路正常运行及线路单相故障后的非全相过程中的误动作。

5.1.3 互感器

由于特高压系统电流互感器变比增加,在线路轻载运行及高阻接地故障时,线路电流值较小,要求保护具备较高的灵敏度,其可整定范围应在  $0.05I_n \sim 15I_n$ 。

线路发生短路时,电容式电压互感器(CVT)的暂态过程对线路保护装置的动作行为影响较大。根据设备技术规范的要求,高压端子在额定电压下发生短路时,带有 0~100%额定负荷( $\cos\varphi=1$  时)的主二次侧电压应在额定频率的一个周波内降低到短路前电压峰值的 10%;应用于快速继电保护装置的电容式电压互感器,其值应小于 5%,此时 CVT 的阻尼器应采用饱和电抗器。此项要求,与 750kV 及以下电压等级的要求相比,区别在于考虑了快速保护的要求,对保护装置的动作会更加有利。

5.1.4 变压器

特高压变压器的结构与以往的变压器相比有较大的变化,由主体变压器和调压变压器(含低压电压补偿器,简称补偿变压器)两部分组成。主体部分为不带调压的自耦变压器,调压补偿变压器与主体变压器通过硬铜母线连接,由共用一个油箱的调压器和低压电压补偿器两部分构成,调压补偿变压器的励磁绕组与主体变压器的低压绕组并联。低压电压补偿器的励磁绕组与调压绕组并联,补偿绕组与主体变压器的低压绕组串联。如图 7.3-20 所示。

特高压变压器的特殊结构要求其变压器保护必须充分考虑结构特点。



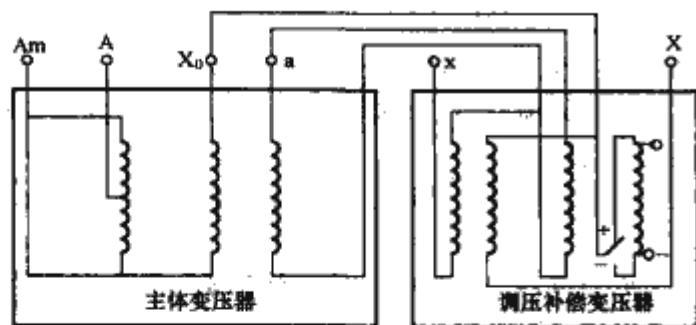


图 7.3-20 特高压变压器结构示意图

A—高压线圈首端；Am—中压线圈首端；X<sub>0</sub>—调压线圈；  
a, x—低压线圈；X—中性点

特高压变压器的短路阻抗比较大，以特高压交流试验示范工程的变压器为例，其各侧的短路电抗分别为  $U_{k1-2} = 18\%$ ， $U_{k1-3} = 62\%$ ， $U_{k2-3} = 40\%$ ，变压器的高压侧和低压侧短路时故障电流相对 500kV 系统明显减小，对变压器保护的灵敏度提出了更高的要求。

### 5.1.5 变电站电磁环境

抗干扰性能是衡量二次设备性能的重要指标。特高压变电站电磁环境的研究结果表明，1000kV 变电站电磁骚扰水平与 500kV 变电站相当，对保护装置的抗扰度要求中仅提高了阻尼振荡磁场抗扰度水平，需达到 GB/T 17626.10—1998《电磁兼容 试验和测量技术 阻尼振荡磁场抗扰度试验》中的 5 级要求。

### 5.1.6 特高压系统电压控制

特高压交流试验示范工程 1000kV 开关三相跳闸或者变压器 500kV 侧开关三相跳闸，出现 1000kV 线路空载或线路空载并且末端连接着变压器及 110kV 侧的无功补偿装置的情况，导致系统稳态电压升高，可能超过系统最高运行电压。为确保试验示范工程系统和 1000kV 设备的安全和稳定运行，需要研究过电压控制装置预防发生系统稳态过电压。

## 5.2 1000kV 特高压系统对保护装置的影响和要求

### 5.2.1 非周期分量的影响

对于线路本身而言，随着电压等级的不断升高，非周期分量衰减时间常数是不断增大的。表 7.3-39 列出了各电压等级线路典型时间常数。

表 7.3-39 各电压等级非周期分量典型衰减时间常数

电压等级(kV)	500	750	1000
X/R	10~13	20	35
衰减时间常数(ms)	31.8~41.4	63.7	111.5

从表 7.3-39 中可以看出，特高压系统故障电流中非周期分量的衰减时间将远大于常规超高压系统。衰减的非周期分量不易采用滤波器滤除，衰减较慢将影响保护计算结果的稳定性。同时衰减缓慢的非周期分量使 TA 更容易饱和，线路电流差动保护、母线差动保护、变压器差动保护、电抗器差动保护需考虑 TA 饱和对保护动作性能的影响。

差动保护宜适当提高继电器的制动系数，并根据波形对称度、谐波分量、电流电压波形变化顺序等特性，采用浮动制动门槛、提高制动门槛、比例制动加权法或增加动作延时等方法，提高识别 TA 饱和的能力。

### 5.2.2 分布电容的影响

特高压线路电容电流很大，对差动保护的灵敏度产生严重影响。安装高压并联电抗器后，补偿了部分稳态电容电流，有利于提高差动保护的灵敏度。但在空载合闸、区外故

障及切除、重合闸等暂态过程中，暂态电容电流远远大于稳态电容电流，必须对暂态电容电流进行补偿。图 7.3-21 为特高压交流试验示范工程晋东南站侧空充线路时的仿真电流波形。

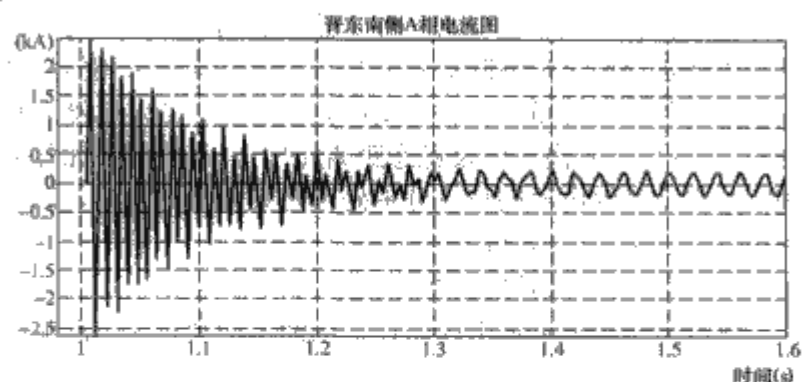


图 7.3-21 晋东南侧空充线路时的仿真电流波形

分相电流差动保护通过两侧数据的交换，采用时域法进行暂态电容电流补偿，计算公式为

$$i_c(t) = C \frac{du_c(t)}{dt} - i_L(t) \quad (7.3-31)$$

$$i_L(t) = i_L(t - \Delta t) + \frac{1}{L_p} \int_{-\Delta t}^t [u_L(t) - u_f(t)] dt \quad (7.3-32)$$

式中： $i_c(t)$  为线路电容电流； $C$  为电容值； $u_c(t)$  为电容两侧的电压降； $i_L(t)$  为并联电抗器电流； $L_p$  为并联电抗器相电感值； $u_L(t)$  为相电压； $u_f(t)$  为并联电抗器中性点电压。

图 7.3-22 为无补偿、不同补偿算法计算得到的空充线路时的差流幅值。

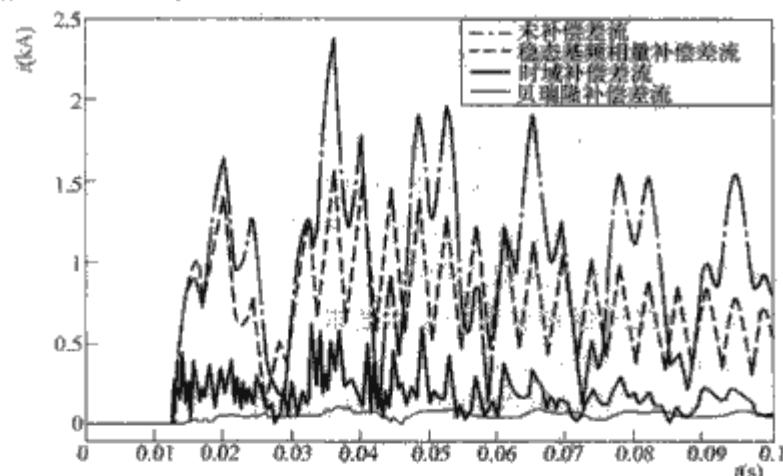


图 7.3-22 无补偿及不同补偿算法计算得到的空充线路时的差流幅值

可见，实用的时域补偿算法可对暂态电容电流实现有效补偿，使动作门槛大大降低，而无需像稳态补偿那样必须通过高低两套不同来提高反应过渡电阻能力，从而大大提高了区内故障，特别是高阻接地故障的灵敏度和动作速度。

### 5.2.3 高频分量的影响

在故障、空载合闸、区外故障切除和重合闸等暂态过程中，由于分布电容的存在，使暂态电流中含有相当的非整次高频分量，其大小与短路发生时刻等有关，其特点是衰减较快，一般在故障后 40~100ms 会完全消失。但特高压线路高频分量的一个显著特点是：幅值最大的高频分量，其频率比超高压系统产生的高频分量更加接近工频，且其频率通常是非整次谐波，对特高压控制保护设备的数字滤波尤其是短数据窗的滤波算法设计提出了更高的要求。

暂态过程中的高频分量使波形产生了畸变，对半波宽度、波形过零点都有影响，严重时可能会使一个周波内波形

多次过零点,造成测距和阻抗计算结果波动。特别是在保护范围末端故障时,基波分量非常小,大量高频分量的存在,对距离继电器的保护范围和动作速度的影响很大,需采取有效措施减小之。在硬件上采用低通模拟滤波器滤除高频分量;在软件上加入了差分滤波环节滤除非周期分量,对主保护采用快速滤波算法滤除高频分量,对后备保护采用傅氏滤波算法滤除高频分量。对各个受高频分量影响的继电器元件(如工频变化量距离元件及稳态距离元件),还需要在元件处理中,根据各继电器的特点分别处理高频分量的影响,以达到在特高压系统中最佳的适用性。

#### 5.2.4 高阻接地故障的影响

特高压系统要求输电线路保护应能识别经较大过渡电阻接地故障,能够切除大于 800A 的故障电流。由于线路较长,TA 变比很大,特高压系统初期短路容量较小,在发生故障尤其是高阻接地故障时,互感器二次侧电流很小,特别是二次零序电流值非常小,这给零序方向判断造成很大的困难。因此需要提高保护装置内二次传感器的精度,在保护装置硬件回路上专门设计了针对小电流的高精度采样回路。

#### 5.2.5 变压器结构参数的影响

特高压变压器具有特殊的结构。调压变压器连接于主变压器公共绕组和低压侧绕组之间,两者联系紧密。由于调压变压器相对主变压器的容量较小,保护范围为整个变压器的差动保护难以反应调压变压器和补偿变压器的区内故障,必须为调压变压器和补偿变压器配置单独的差动保护以提高其区内故障的灵敏度。在不同调压抽头下,调压变压器的实际容量变化范围较大,针对不同抽头,采用不同的平衡系数实现差动保护的平衡。

此外,由于单独配置的调压变压器和补偿变压器的差动保护主要是用来提高小故障情况下的灵敏度,所以可不配置差动速断保护。

由于主变压器可以在不带调压变压器和补偿变压器的情况下运行,调压变压器和补偿变压器保护独立配置,由一台装置完成主变压器的保护功能,另外一台装置实现调压变压器和补偿变压器的保护功能。

#### 5.2.6 特高压保护装置的技术要求

##### 5.2.6.1 线路保护装置

具备可投退的联跳功能,当线路上发生故障导致一侧保护动作跳开三相时,应向对侧发远方三相跳闸信号,对侧收

到远跳信号后,直接跳三相。

系统发生经高阻接地的故障时,故障点电流大于 800A,保护应能切除故障。当差动电流大于 800A 时,分相差动保护应能选相动作。

保护应具备较高的灵敏度,其可整定范围应在  $0.05I_n \sim 15I_n$ 。

在由分布电容、并联电抗器、变压器、高压直流输电设备和串联补偿电容等所产生的稳态和暂态的谐波分量和直流分量的影响下,保护装置不应误动作或拒动。保护装置应有专门的滤波措施,以减小特高压系统产生的谐波和非周期分量对保护装置的影响。

光纤电流差动保护应对暂态电容电流进行补偿,应能适用于线路两侧使用不同变比电流互感器的情况。

保护装置与通道接口设备之间采用光缆连接,应具有对复用光纤通道的监视功能,当通道中断时应能发出告警信号,并闭锁与通道有关的保护。

##### 5.2.6.2 变压器保护装置

应充分考虑特高压变压器的结构、参数特点以及特高压系统的特性,要求变压器保护的动作时间不受电流中的高次谐波成分增加的影响。

空投变压器时,因变压器容量增加后涌流特征有所减弱,差动保护不应误动作。

在出现变压器过励磁状态时,变压器保护不应误动作。

调压变压器和补偿变压器保护应保证对匝间短路有足够的灵敏度。

调压变压器和补偿变压器差动保护的定值应根据调压变抽头的位置进行调整。

##### 5.2.6.3 电抗器保护装置

在电抗器绕组内部距中性点匝数比大于等于 10% 处发生接地故障时应可靠动作。

在系统振荡及振荡过程中线路故障、非全相运行、线路不对称故障等异常状态下,电抗器保护装置不应误动。

当电抗器发生大于等于 5% 匝间短路故障时,匝间短路保护应正确动作。

##### 5.2.6.4 母线保护装置

技术要求与 500kV 相同,但由于特高压系统短路水平的提高,对母线保护的抗 TA 饱和的能力有更高的要求。



## 第4章 交流特高压工程设计

### 1 线路设计

#### 1.1 概述

输电线路的输电能力大致与电压的平方成正比, 1000kV 线路的自然输送功率可达 500kV 的 4 倍以上。当输电距离长且输电容量大时, 特高压线路具有输电能力强、输电损耗低、线路走廊节省的特点, 因此具有良好的经济效益和社会效益。

我国第一条 1000kV 特高压输电线路(1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程)已于 2009 年 1 月 6 日正式投入商业运行, 各项指标均在预期范围内, 充分表明特高压输电线路在技术上是可行的, 经济上是合理的。

#### 1.2 导线

导线选择是特高压输电技术的重要内容, 它对线路的输送容量、环境指标和工程经济性有很大影响, 导线选择是特高压线路设计的关键因素之一。

导线作为输电线路最主要的部件之一, 既要满足电能的输送要求, 也要满足环境保护要求, 还必须是经济合理的。特高压对导线的电气和机械性能都提出了更加严格的要求。特高压线路由于电压的升高使得导线电晕更易发生, 因此更需重点考虑无线电干扰和可听噪声等环境因素, 主要措施是合理选择分裂根数和子导线直径。同时, 导线要有优良的机械性能和较高的可靠性, 以保证特高压输电线路能安全可靠地运行。

#### 1.3 绝缘及防雷

在 1000kV 特高压输电线路设计中, 绝缘子选型及片数选择和杆塔空气间隙的确定也是关键问题之一, 其不但直接影响输电线路工程的造价, 更关系到特高压线路的安全运行。

研究表明, 在 1000kV 条件下, 更长的绝缘子串污耐压值与串长的关系基本上是线性的。按污耐压法和爬电比距法进行绝缘子片数选择, 并按操作过电压和雷电过电压进行校核得出的绝缘配置主要结论为:

(1) 特高压输电线路绝缘子串片数的确定, 主要取决于工频电压。操作过电压和雷电过电压通常不起控制作用。

(2) 对于悬垂绝缘子串, 0、I 级污秽区可采用普通盘型悬式绝缘子, II 级污秽区可采用大爬距的双伞、三伞或钟罩型悬式绝缘子, III 级及以上重污秽区宜采用合成绝缘子。

(3) 大爬距绝缘子爬电距离的有效性问题应引起足够重视。轻污秽区选择大爬距绝缘子时, 在满足工频电压泄漏比距要求的同时, 应按操作过电压进行校验。

空气间隙决定塔头尺寸。根据试验示范工程研究结论, 1000kV 输电线路系统最高运行电压取 1100kV; 工频暂态过电压倍数取 1.4p. u.; 统计操作过电压倍数取 1.7p. u.。空气间隙的取值见表 7.4-1。

表 7.4-1 1000kV 特高压线路带电部分与杆塔构件的最小间隙

海拔 (m)		500	1000	1500
操作过电压	边相 I 串	5.6	6	6.4
	中相 V 型串	6.7	7.2	7.7
工频电压 (边相 I 串)		2.7	2.9	3.1
雷电过电压		暂不予规定		

特高压线路的绝缘水平很高, 雷击避雷线或塔顶而发生反击闪络的概率较低; 特高压线路杆塔较高, 较易发生绕击。因此防绕击是特高压线路的主要目标。通过分析计算, 杆塔防雷的主要结论为:

(1) 一般地区采用双地线防雷设计, 地线与导线间的水平位移按 1m 考虑。在平丘地形直线塔地线保护角  $< 5^\circ$ , 山区直线塔地线保护角  $< -5^\circ$ 。

(2) 在各种土壤电阻率条件下, 特高架空输电线路杆塔的接地电阻仍可采用我国电力行业标准 DL/T 621—1997《交流电气装置的接地》的推荐值。

#### 1.4 走廊宽度、对地距离及交叉跨越

特高压线路的走廊用于保证特高压架空线路的正常运行且不对线路附近居住和活动的居民造成可能的影响。特高压线路走廊可分为核心区和缓冲区。核心区指自线路边相导线向外侧水平延伸 7m 并垂直投影于地面的两平行线内的区域(按保护条例标准写法更改)。核心区内不得有任何有人居住的民房或有碍输电线路安全运行的其他永久或临时建筑物或设施。

缓冲区指线路导线附近经电力部门通过一定程序认定, 可以有条件存在不妨碍输电线路安全运行的有人居住民房或其他永久或临时建筑物或设施的区域。对于特高压线路, 缓冲区的宽度一般由线路临近民房时, 地面未畸变电场强度不超过 4kV/m 的要求控制。

采用单回路酒杯塔和猫头塔时, 特高压线路在非居民区的走廊宽度参见表 7.4-2。

表 7.4-2 单回路线路的走廊宽度

导线排列	边线宽	核心区宽度	缓冲区宽度
酒杯 IV I 串	46	60	96
猫头 IV I 串	32	46	80

导线对地距离是特高压线路设计的基本原则, 它对线路的电磁环境影响、走廊宽度、房屋拆迁范围以及线路的技术经济指标有很大的影响。1000kV 特高压输电线下 1.5m 处工频电场强度限制值为:

(1) 线路通过居民区时场强限值 7kV/m; 线路通过非居民区时场强限值 10kV/m。

(2) 线路临近民房时场强限值 4kV/m。

(3) 对于人烟稀少的非农业耕作区, 场强限制值 12kV/m。

(4) 工频磁场限值为 0.1mT。



按上述原则计算得到的导线对地距离如表 7.4-3 所示。

表 7.4-3 单回路线路的导线对地距离

	导线对地距离 (m)	备 注
居民区	27	
非居民区	22	农业耕作区
	19	人烟稀少的非农业耕作区

1.5 金具

1000kV 特高压输电线路金具安全系数的取值与常规超高压线路相同。由于电压的提高，绝缘子串及金具的均压、防晕问题更为突出。绝缘子串及金具防止发生电晕可通过均压环、屏蔽环及金具自身防晕等措施实现。防电晕的目的在于控制无线电干扰、可听噪声和减少电能损耗。

1.6 设计风速

输电线路杆塔的荷载主要是塔身及导地线风荷载、导地线张力、导地线自重和冰重、杆塔自重等。1000kV 特高压输电线路杆塔高度较 500kV 更高，风荷载影响更大。风速重现期越长，设计风速越大，杆塔抗风能力越强，但杆塔重量也越重。合理确定特高压输电线路基本风速的重现期以及风速取值对工程的安全性和经济性尤为重要。

鉴于特高压输电线路的重要性，参考国内外资料，并根据可靠度及经济性的综合分析，特高压线路的结构安全等级应采用一级，按照 GB 50068—2001《建筑结构可靠度设计统一标准》，风速重现期取 100 年一遇。基本风速根据 100 年一遇、离地 10m 高、10 分钟平均最大值统计分析确定，且不低于 27m/s。

1.7 杆塔

(1) 杆塔型式。特高压杆塔型式一般为直线塔、直线转角塔和耐张转角塔，杆塔选型在安全可靠的前提下，结合地形、走廊、地质、气象条件等因素经技术经济比较确定，同时也应兼顾运行、施工和制造等其他因素。

单回路直线塔导线排列方式分为三角形排列和水平排列，对应的常规塔型为猫头型直线塔和酒杯型直线塔。在走廊清理费用比较高及走廊较狭窄的地带，可采用猫头型杆塔，在人口密度较低的地区可采用塔重较轻的酒杯型杆塔。

同塔双回线路可采用导线垂直排列的鼓型或伞形杆塔。

为减小塔头尺寸，缩小线路走廊宽度，单回路直线塔中相一般采用 V 型串；为减小塔头尺寸，降低杆塔高度，耐张塔一般采用刚性跳线。

(2) 杆塔可靠度。特高压线路杆塔结构安全等级按一级建筑物考虑，重要性系数取 1.1，可靠度指标  $\beta$  不低于 3.7。

(3) 杆塔结构。特高压杆塔尺寸大、高度高，塔重约为 500kV 的 4 倍左右。因此在杆塔设计中必须对塔头布置、塔身坡度、瓶口宽度、根开尺寸、斜材布置等方面进行充分优化，根据杆塔传力特点，按照经济长细比，合理布置和选择主斜材和辅助材的支撑形式及规格。

对于单回路线路杆塔可采用 Q420 高强角钢结构；同塔双回线路根据技术经济比较和施工运输条件，可采用钢管结构。

(4) 基础。特高压线路的基础设计采用以概率理论为基础的极限状态设计方法，在规定的荷载组合和变形限值条件下，满足特高压线路安全运行的要求。

基础设计的原则是安全可靠、经济适用、环境保护、施工方便。

2 特高压变电站设计

特高压变电站设计以“安全可靠、技术先进、环境友好、造价合理、质量一流、顾客满意”为原则，在总结我国 750kV 及 500kV 变电站设计、施工、调试、运行等方面经验的基础上，充分应用特高压交流输变电技术的科研成果，确定了我国特高压变电站的设计方案。

特高压变电站工程设计的核心内容是 1000kV 特高压部分，其主要内容包括：①电气主接线；②绝缘配合与各种空气间隙设计；③主要设备和导体选择；④配电装置设计；⑤构支架设计。

2.1 1000kV 电气主接线

2.1.1 可靠性

应用电气主接线可靠性计算软件，对 1000kV 各种电气主接线方案进行可靠性计算比较，双断路器接线、3/2 断路器接线、4/3 断路器接线可靠性指标接近，明显优于双母线接线和双母线带旁路接线。其中，双断路器接线方案的可靠性指标最高，4/3 断路器接线次之，3/2 断路器接线相对稍低。但双断路器方案的双母线故障会导致其全站停电，需要通过母线分段等措施进行改善。

2.1.2 经济性和设备制造能力

在进出线元件数量相同情况下，双断路器接线方案所需断路器数量最多，断路器通流能力要求最低；4/3 断路器接线数量最少，但母线侧断路器通流能力要求最高，超出目前设备制造能力；3/2 断路器接线方案所需断路器数量居中，设备制造能力满足要求，经济性最好。

2.1.3 推荐方案

根据上述指标综合比选的结果，鉴于特高压变电站在电力系统中的地位和作用，综合考虑供电可靠性、运行灵活性、节省投资和扩建方便等要求，并结合现有设备制造能力，1000kV 电气主接线推荐采用 3/2 断路器接线。

目前 750kV 变电站和 500kV 变电站也普遍采用 3/2 断路器接线，运行经验丰富，情况良好。

2.2 1000kV 变电站绝缘配合与空气间隙设计

2.2.1 1000kV 变电站过电压控制水平

(1) 工频暂时过电压。

线路断路器的变电站侧： $\leq 1.3p.u.$ ；

线路断路器的线路侧： $\leq 1.4p.u.$ 。

(2) 变电站 2% 操作统计过电压。

变电站侧： $\leq 1.6p.u.$ （相地）、 $\leq 2.8p.u.$ （相间）；

线路侧： $\leq 1.7p.u.$ （相地）、 $\leq 2.9p.u.$ （相间）。

2.2.2 1000kV 系统用避雷器参数

参数详见表 7.4-4。

表 7.4-4 1000kV 系统用避雷器参数

参数名称	数 值
系统标称电压 (kV)	1000
系统最高电压 (kV)	1100
系统工频暂时过电压水平 (p.u.)	$\leq 1.4$
避雷器额定电压 (kV)	828
避雷器持续运行电压 (kV)	$\geq 638$
2kA 操作冲击电流残压 (峰值, kV)	$\leq 1460$
20kA 雷电冲击电流残压 (峰值, kV)	$\leq 1620$



2.2.3 1000kV 设备额定绝缘水平

1000kV 设备额定绝缘水平见表 7.4-5。

表 7.4-5 1000kV 设备额定绝缘水平

设 备 类 别	变压器	其他设备	开关设 备断口间
操作冲击耐受电压(峰 值, kV)	1800	1800	1675+900
雷电冲击耐受电压(峰 值, kV)	2250	2400	2400+900
短时工频耐受电压(有 效值, kV)	1100(5min)	1100(1min)	1100+635(1min)

注 1. 表中数据适用于安装地点海拔高度不大于 1000m 的电气设备。  
2. 开关设备断口间反相试验电压数值对操作及雷电均取为 1.0 倍  
的系统最高相对地工频电压（峰值）。

2.2.4 1000kV 配电装置安全净距

1000kV 配电装置安全净距见表 7.4-6。

表 7.4-6 1000kV 屋外配电装置最小安全净距 m

符号	适用范围		安全净距
A <sub>1</sub>	(1) 分裂导线至接地部分之间 (2) 管母至接地部分之间		6.80
A <sub>1</sub> <sup>0</sup>	均压环至接地部分之间		7.50
A <sub>2</sub>	带电导体相间	分裂导线至分裂导线	9.20
		均压环至均压环	10.10
		管母至管母	11.30
B <sub>1</sub>	(1) 带电导体至栅栏 (2) 运输设备外轮廓线至带电导体 (3) 不同时停电检修的垂直交叉导体之间		8.25
B <sub>2</sub>	网状遮栏至带电部分之间		7.60
C	带电导体至地面	单根管母	17.50
		分裂导线	19.50
D	(1) 不同时停电检修的两平行回路之间水平距离 (2) 带电导体至围墙顶部 (3) 带电导体至建筑物边缘		9.50

注 1. 表中数据为海拔 1000m 时的安全净距。  
2. 交叉导体之间需要同时满足 A<sub>2</sub> 和 B<sub>1</sub> 的要求。  
3. 平行的导体之间需要同时满足 A<sub>2</sub> 和 D 的要求。  
4. 当考虑带电作业时，人体活动半径取 0.75m。

2.3 主要设备和导体选择

2.3.1 主变压器

受设备制造能力和变电站站址的大件运输条件选择，特高压主变压器采用单相、自耦、中性点无励磁调压、强迫油循环风冷变压器。变压器整体结构采用独立外置调压变方式，即变压器本体与调压变分箱布置型式。

额定容量：3×(1000/1000/334MVA) 或 3×(1500/1500/500MVA)。

变压器各侧阻抗值的选择须从电力系统稳定、潮流方向、无功分配、短路电流、系统内的调压手段和设备制造能力等方面进行综合考虑。

2.3.2 并联电抗器

1000kV 并联电抗器采用单相油浸铁心式，自然油循环

风冷电抗器。单台额定容量可采用 320Mvar，280Mvar，240Mvar，200Mvar 等系列。

2.3.3 1000kV 气体绝缘金属封闭开关设备

具体参数详见表 7.4-7。

表 7.4-7 1000kV 气体绝缘金属封闭开关设备参数表

元件名称	基 本 参 数	
通用技 术条件	额定电压(kV)	1100
	额定电流(A)	≥6300
	额定短时耐受电流/持续时间 (kA/s)	50/2、63/2
断路器	额定短路开断电流(kA)	50、63
	断口数	≤4
	合闸电阻(Ω)	400~600
隔离开关	操作方式	电动
	阻尼电阻(Ω)	500~700
电流互感器	型式	卷线式
	准确级	TPY、5P、0.2S(0.2)
电压互感器	型式	电磁式
	准确级	0.2、0.5、3P
套 管	型式	SF <sub>6</sub> 气体套管
GIS 母线	额定电流(A)	≥8000

2.3.4 1000kV 导体选择

1000kV 配电装置导体的选择应综合考虑载流量、电晕、地面电场强度、无线电干扰水平、机械性能等方面因素。

(1) 1000kV 配电装置敞开式母线、跨线及引下线的每相导体采用四分裂耐热扩径铝合金绞线，子导线型号为 JLHN58K-1600，导线分裂间距为 600mm。

(2) 1000kV 设备间连线采用 φ250/10 铝合金管型导体。

2.4 1000kV 变电站配电装置设计

2.4.1 1000kV 配电装置的基本型式

综合考虑 1000kV 设备绝缘水平、集约节约利用土地资源等因素，1000kV 配电装置宜采用气体绝缘金属封闭开关设备（GIS、HGIS）。

2.4.2 GIS 布置型式

对于 3/2 断路器接线 GIS，根据断路器的布置方式分为一字形布置和单列式布置两种型式，其中一字形布置为断路器平行于主母线布置，单列式布置为断路器垂直于主母线布置。

一字形布置结构简单，进出线方向灵活，纵向尺寸较小，横向尺寸与 1000kV 进出线构架宽度相匹配，占地较小。

单列式布置可以实现较小的横向尺寸，但结构相对复杂。较小的横向尺寸与 1000kV 进出线构架宽度不匹配，如与出线构架宽度匹配，需扩大横向尺寸。

综上所述，1000kV 3/2 断路器接线 GIS 宜采用一字形布置方案。

2.4.3 HGIS 布置形式

对于 3/2 断路器接线 HGIS，断路器采用三列式布置形式，母线采用户外软母线分相中型布置。根据出线方向情况，可选择主变低架横穿和顺串架空进线两种方式。配电装置相间设纵向通道，以满足各间隔内设备及母线运输、安装和检修方便的要求。

2.4.4 配电装置尺寸

格构式构架的配电装置相关尺寸推荐采用如下数值：

- (1) 1000kV 配电装置间隔宽度 54m。其中进出线及跨线相间 15m，相地 12m；设备相间 14.5m，相地 12.5m。
- (2) GIS 进出线构架高度采用 43~45m。
- (3) HGIS 进（出）线构架高度 55m，母线构架高度 38m。

2.4.5 1000kV 绝缘子串选型及配串方式

- (1) 1000kV 悬式绝缘子应优先选用污闪电压较高、自清洗效果好、运行经验丰富的双伞型及三伞型盘式绝缘子。
- (2) 可采用污耐压法和爬电比距法确定绝缘子串片数。
- (3) 1000kV 配电装置进出线跨线绝缘子可采用 V 型、单 I 或双 I 耐张绝缘子串；引下线及下跳管母线可采用单 I 或 V 型悬垂绝缘子串；主母线绝缘子串宜采用 V 型绝缘子串，V 型绝缘子串的夹角宜取 40°。

2.5 1000kV 配电装置构支架结构设计

2.5.1 1000kV 配电装置构架设计

通过技术经济比较，1000kV 构架采用全钢管格构结构，其主要特点是：取材方便，用钢量节省，技术经济指标好。构架柱采用自立式四边形变截面格构式，钢梁采用矩形截面格构式。柱、梁主弦材及腹杆均采用钢管，主、腹杆采用螺栓连接。构架柱与钢梁采用刚性连接，纵向端部不设置端撑柱。对于 HGIS 配电装置，采用母线与进出线联合构架可以减少用钢量，节省占地，节约投资。

2.5.2 1000kV 配电装置支架选型

1000kV 设备支架具有荷载大、重心高、结构自振周期长等特点，为此 1000kV 设备支架选用钢管矩形格构式结构型式，具有整体刚度好、结构体系合理、构件受力性能好、满足抗震要求、经济美观等优点。

3 特高压示范工程变电站设计

3.1 概述

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程系统标称电压为 1000kV，最高运行电压为 1100kV。工程起于山西省长治市境内的晋东南 1000kV 变电站，经河南省南阳市境内的南阳 1000kV 开关站，止于湖北省荆门市境内的荆门 1000kV 变电站，线路全长约 640km，其中晋东南—南阳段线路长度约为 359km，南阳—荆门段线路长度约为 281km，按单回线建设。

3.1.1 建设规模

变电（开关）站工程建设规模见表 7.4-8。

表 7.4-8 变电（开关）站工程建设规模

建设规模		晋东南 1000kV 变电站	南阳 1000kV 开关站	荆门 1000kV 变电站
本期	变压器	1× (3×1000MVA)	—	1× (3×1000MVA)
	1000kV 高压并联电抗器	1× (3×320Mvar)	2× (3×240Mvar)	1× (3×200Mvar)
	1000kV 出线	1 回	2 回	1 回
	500kV 出线	5 回	—	2 回
	110kV 低压并联电抗器	1× (2×240Mvar)	—	1× (2×240Mvar)
	110kV 低压并联电容器	1× (4×210Mvar)	—	1× (4×210Mvar)

续表

建设规模		晋东南 1000kV 变电站	南阳 1000kV 开关站	荆门 1000kV 变电站
远期	变压器	3× (3×1000MVA)	3× (3×1000MVA)	2× (3×1000MVA)
	1000kV 高压并联电抗器	6 组	10 组	10 组
	500kV 高压并联电抗器	—	7 组	5 组
	1000kV 出线	11 回	10 回	10 回
	500kV 出线	10 回	10 回	10 回
	110kV 低压并联电抗器	3× (4×240Mvar)	3× (4×240Mvar)	2× (4×240Mvar)
		110kV 低压并联电容器	3× (4×210Mvar)	2× (4×210Mvar)

3.1.2 工程概况

晋东南 1000kV 变电站站址位于山西省长治市西南约 22km 的长子县石哲镇。远期总占地面积约 18hm<sup>2</sup>，本期围墙内占地面积为 7.78hm<sup>2</sup>。

南阳 1000kV 开关站站址位于河南省南阳市东北，属方城县赵河镇南石寨村和王岗村地域，东北距南阳市区约 30km、西距方城县城约 22km。本期总占地面积为 11.36hm<sup>2</sup>，围墙内占地面积为 8.15hm<sup>2</sup>。

荆门 1000kV 变电站站址位于荆门市东南的沙洋县沈集镇，距荆门市约 25km，西北距沈集镇约 5km，站址用地属沈集镇管辖。本期总占地面积为 16.35hm<sup>2</sup>，围墙内占地面积为 11.45hm<sup>2</sup>。

3.2 主要设计方案

3.2.1 电气主接线

(1) 晋东南 1000kV 变电站电气主接线。1000kV 采用 3/2 断路器接线，远期规模为 11 回出线、3 回主变压器进线，组成 7 个完整串。本期规模 1 线 1 变，采用双元件双断路器过渡接线。

500kV 采用 3/2 断路器接线，远期规模 10 回出线，3 回主变压器进线，组成 6 个完整串和 1 个不完整串。本期 6 个进出线元件，组成 6 个不完整串。

主变压器低压侧采用 110kV 电压等级，每组主变压器低压侧设 2 台总断路器，每台总断路器设置一段 110kV 母线。本期每段母线分别连接 1 组低压并联电抗器和 2 组低压并联电容器。

工程本期的电气主接线如图 7.4-1 所示。

(2) 南阳 1000kV 开关站电气主接线。1000kV 采用 3/2 断路器接线，远期规模为 10 回出线，3 回主变压器进线，组成 6 个完整串和 1 个不完整串。本期规模 2 回出线，采用双元件双断路器过渡接线。

500kV 采用 3/2 断路器接线，远期规模为 10 回出线，3 回主变压器进线，另外预留 1 组母线高压并联电抗器，组成 7 个完整串。

远期主变压器低压侧采用 110kV 电压等级，每组主变压器低压侧设 2 台总断路器，每台总断路器设置一段 110kV 母线，分别连接 2 组低压并联电抗器和 2 组低压并联电容器。





本期无主变压器、500kV 及 110kV 部分。

工程本期的电气主接线如图 7.4-2 所示。

(3) 荆门 1000kV 变电站电气主接线。1000kV 采用 3/2 断路器接线，远期规模为 10 回出线、2 回主变压器进线，组成 6 个完整串；本期规模 1 线 1 变，采用双元件双断路器过渡接线。

500kV 采用 3/2 断路器接线，远期规模为 10 回出线、2 回主变压器进线，组成 5 个完整串和 2 个不完整串；本期为 2 回出线、1 回主变压器进线，组成 3 个不完整串。

主变压器低压侧采用 110kV 电压等级，每组主变压器低压

侧设 2 台总断路器，每台总断路器设置一段 110kV 母线。本期每段母线分别连接 1 组低压并联电抗器和 2 组低压并联电容器。

工程本期的电气主接线如图 7.4-3 所示。

### 3.2.2 1000kV 设备配置原则

1000kV 进出线均不装设出口隔离开关。1000kV 高压并联电抗器回路不装设断路器和隔离开关，只装设接地开关。主变压器 1000kV 侧装设一组避雷器，1000kV 高压并联电抗器和线路共用一组避雷器。

1000kV 出线和主变压器回路装设三相 CVT。

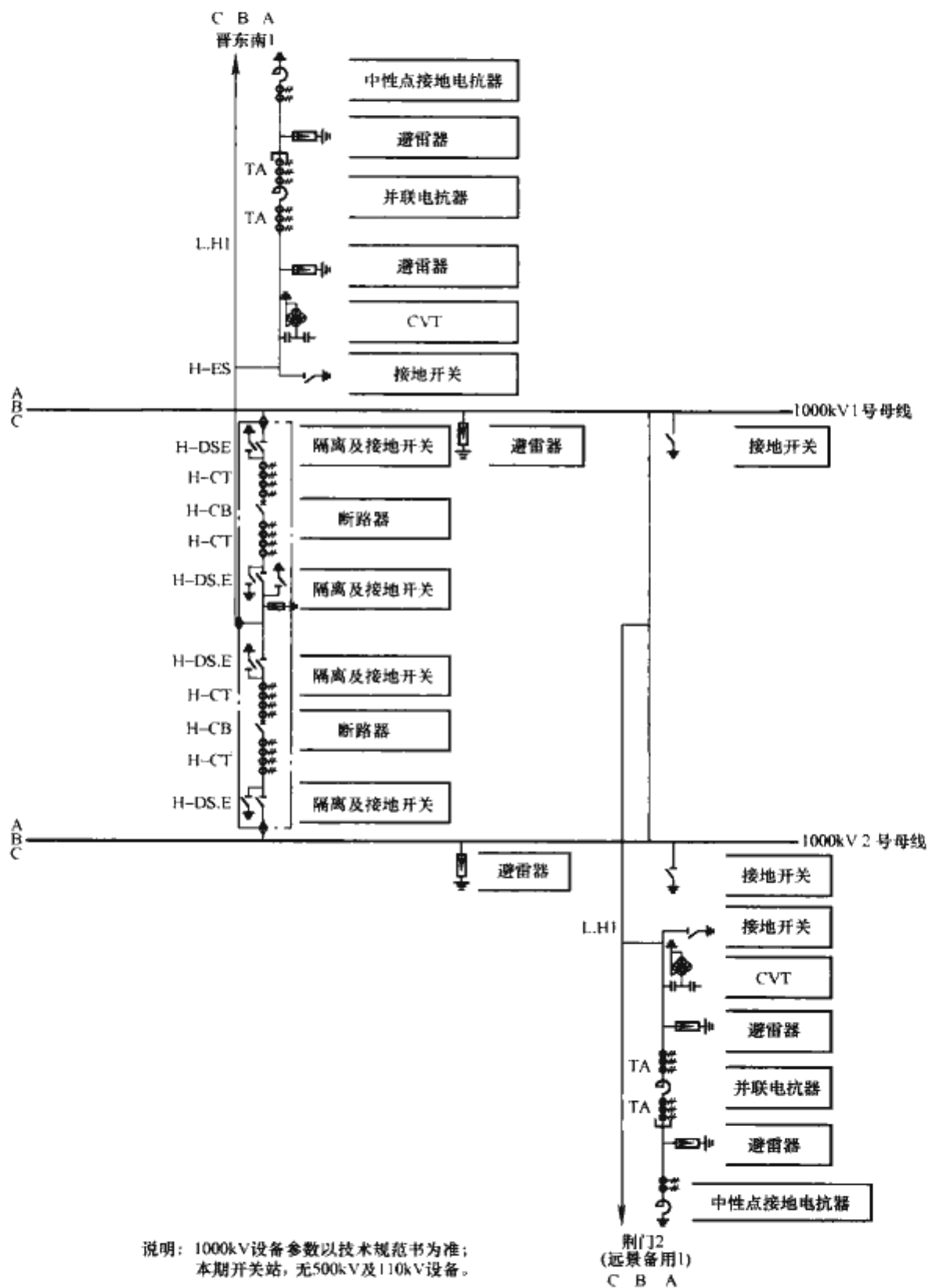


图 7.4-2 南阳开关站电气主接线



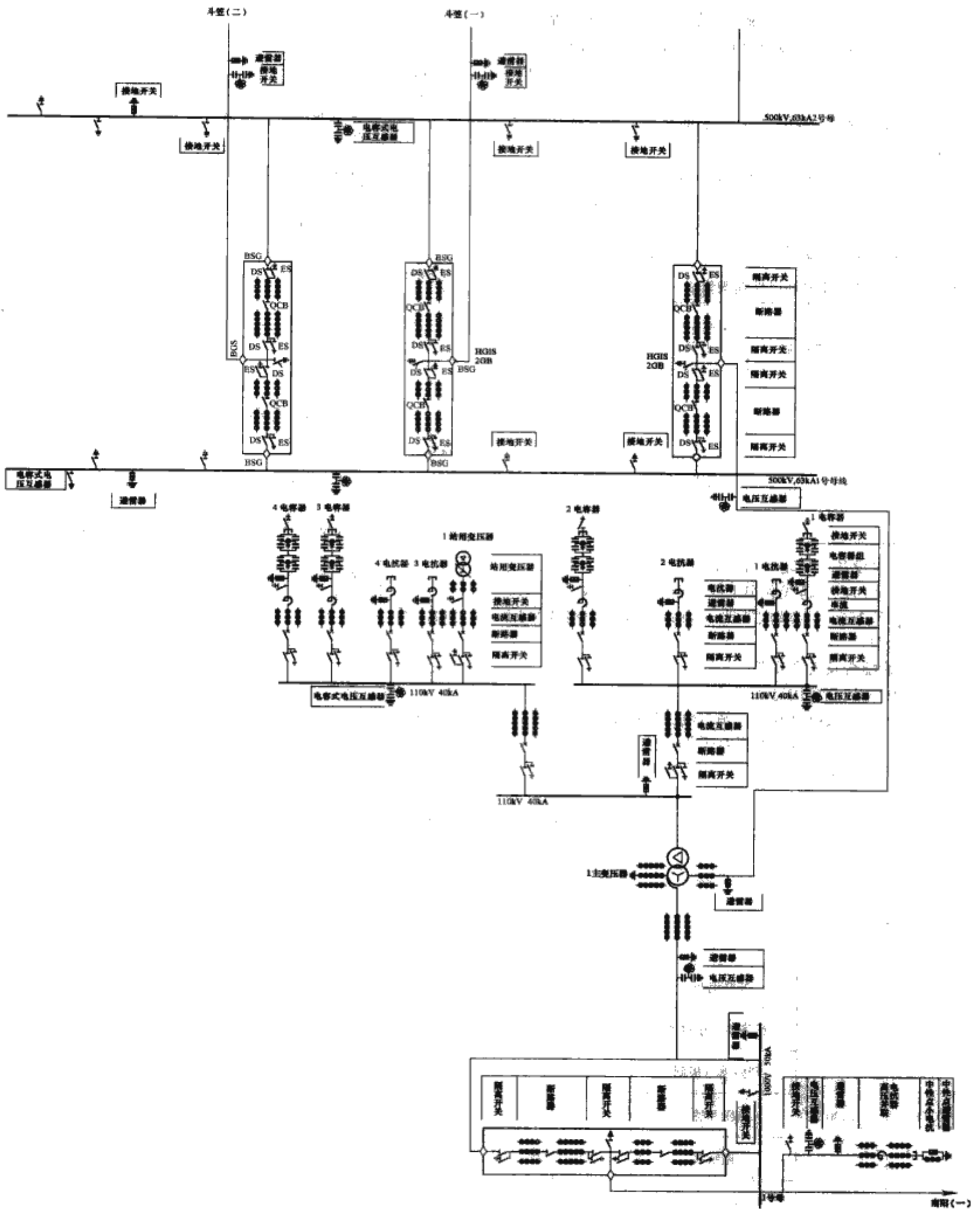


图 7.4-3 荆门变电站电气主接线

3.2.3 1000kV 主要设备和导体选择

(1) 主变压器。1000kV 主变压器额定容量为  $3 \times (1000/1000/334\text{MVA})$ 。综合考虑系统稳定条件、限制系统短路水平要求、设备制造能力以及变压器自身的经济性，短路阻抗规定值： $U_{\text{K高-中}}(\%)=18\%$ ； $U_{\text{K高-低}}(\%)=62\%$ ； $U_{\text{K中-低}}(\%)=40\%$ 。额定电压： $(1050/\sqrt{3})(525/\sqrt{3} \pm 4 \times 1.25\%)/110\text{kV}$ 。

晋东南和荆门 1000kV 变电站本期各设一台主变压器备用相。

(2) 高压并联电抗器。1000kV 高压并联电抗器采用单相油浸铁心式，自然油循环风冷电抗器。南阳 1000kV 开关站、晋东南和荆门 1000kV 变电站本期各设一台电抗器备用相。高压并联电抗器容量及中性点接地电抗器阻值见表 7.4-9。

表 7.4-9 特高压并联电抗器配置表

项 目	晋东南 1000kV 变电站	南阳 1000kV 开关站	荆门 1000kV 变电站
高压并联电抗器额定容量(Mvar)	$3 \times 320$	$2 \times (3 \times 240)$	$3 \times 200$
中性点接地电抗器额定阻抗值(Ω)	$272 \pm 10\%$	$361 \pm 10\%$ (晋东南侧) $446 \pm 10\%$ (荆门侧)	$530 \pm 10\%$

(3) 开关设备。各变电站开关设备参数见表 7.4-10。

(4) 导体选择。跨线和引下线采用四分裂导线，型号为  $4 \times \text{JLHN58K-1600}$ ，分裂间距为 600mm；设备间连线采用  $\phi 250$  铝合金管。

3.2.4 绝缘配合及安全净距

(1) 1000kV 系统用避雷器参数见表 7.4-4。

(2) 1000kV 变电（开关）站过电压控制水平见 2.2.1。

(3) 1000kV 设备额定绝缘水平见表 7.4-11。

(4) 1000kV 最小空气间隙见表 7.4-12。

表 7.4-10 开关设备主要参数表

元件名称	基本参数	
通用技术条件	额定电压(kV)	1100
	额定电流(A)	6300/6300/5000 (晋东南/南阳/荆门)
	额定短时耐受电流(kA/s)	50/2
断路器	额定短路开断电流(kA)	50
	标准操作顺序	O-0.3s-CO-180s-CO
	断口数	2/2/4 (晋东南/南阳/荆门)
	操作方式	液压操动机构
	合闸电阻(Ω)	600/580/560 (晋东南/南阳/荆门)
隔离开关	开合转移电流(A)	1600
	操作方式	电动
	阻尼电阻(Ω)	500 (晋东南及南阳)
GIS 主母线	额定电流(A)	8000 (晋东南)
避雷器	额定电压(kV) 标称放电电流下残压(kV)	828 1620(20kA 以下)
	交流过电压耐受能力(MJ)	$\geq 40$
电流互感器	型式	卷线式
	精度等级	TPY/5P20/0.2S/0.2
套管	型式	SF <sub>6</sub> 充气套管

表 7.4-11 1000kV 设备额定绝缘水平 kV

系统电压		设备名称	额定雷电冲击 耐受电压 (峰值)	雷电截波 (峰值)	额定操作冲击 耐受电压 (峰值)	工频 1min 耐受电压 (有效值)
标称电压	最高电压					
1000	1100	变压器	2250	2400	1800	1100 (5min)
		并联电抗器	2250	2400	1800	1100 (5min)
		断路器（相对地）	2400	—	1800	1100
		断路器（极间）	2400+900	—	1675+900	1100+635
		电压互感器	2400	—	1800	1100
		避雷器	2400	—	1800	1100
		接地开关	2400	—	1800	1100
		支柱绝缘子	2400	—	1800	1100
		套 管	2400	2760	1950	1200 (5min)

注 1. 纵绝缘操作冲击反向电压为 1.0 倍的工频相电压峰值；雷电冲击反向电压为 0.7 倍的工频相电压峰值。  
2. 表中的数据适用于安装地点海拔高度不大于 1000m 的电气设备。



表 7.4-12 1000kV 最小空气间隙推荐值 (海拔 1000m) m

序号	放电电压类型	A1		A2	
		A1'	A1''	A2'	A2''
1	工频放电电压	4.00		6.80	
2	正极性操作冲击电压波 (2.9p.u.)	6.80 导体—地	7.50 均压环—地	9.20 软导线之间	均压环之间: 10.1 管母线之间: 11.3
3	正极性雷电冲击电压波	5.00		5.50	

注 A1 (A1'、A1'') 为相对地最小空气间隙; A2 (A2'、A2'') 为相间最小空气间隙。

(5) 1000kV 导体至地面之间最小距离。1000kV 带电体至变电站地面的最小距离 C 值由地面电场强度控制, 受带电体形状、设备布置的相间及相对距离等因素的影响。1000kV 交流户外配电装置内的静电感应场强 (距地面 1.5m 高处) 一般应不超过 10kV/m; 个别区域允许达到 10~15kV/m。1000kV 导体至地面之间最小距离对单根管型母线: C 值取 17.5m; 对四分裂架空导线: C 值取 19.5m。

3.2.5 配电装置布置

3.2.5.1 电气总平面布置

晋东南变电站电气总平面布置自西至东依次为 1000kV 配电装置区、主变压器及无功补偿装置区、500kV 配电装置区的格局。1000kV 线路向西、北方向出线。1000kV

GIS 采用一字形布置, 站区西侧围墙设高压并联电抗器运输道路。500kV 出线方向均为向东侧出线。500kV 配电装置采用户外 HGIS 方案, 三列式布置, 悬吊式管母线; 配电装置外侧设有环行道路。主变压器及无功补偿装置布置在 1000kV 配电装置和 500kV 配电装置之间。

本期工程的电气总平面布置如图 7.4-4 所示。

南阳 1000kV 开关站远期电气总平面布置自西向东依次为 1000kV 配电装置、主变压器及无功补偿装置和 500kV 配电装置的布置方案。1000kV 配电装置布置在站区西侧, 向北、南两个方向出线; 远期 500kV 配电装置布置在站区东侧, 向北、南、东三个方向出线, 配电装置内设置环形道路; 主变压器及无功补偿装置布置在 1000kV 配电装置和

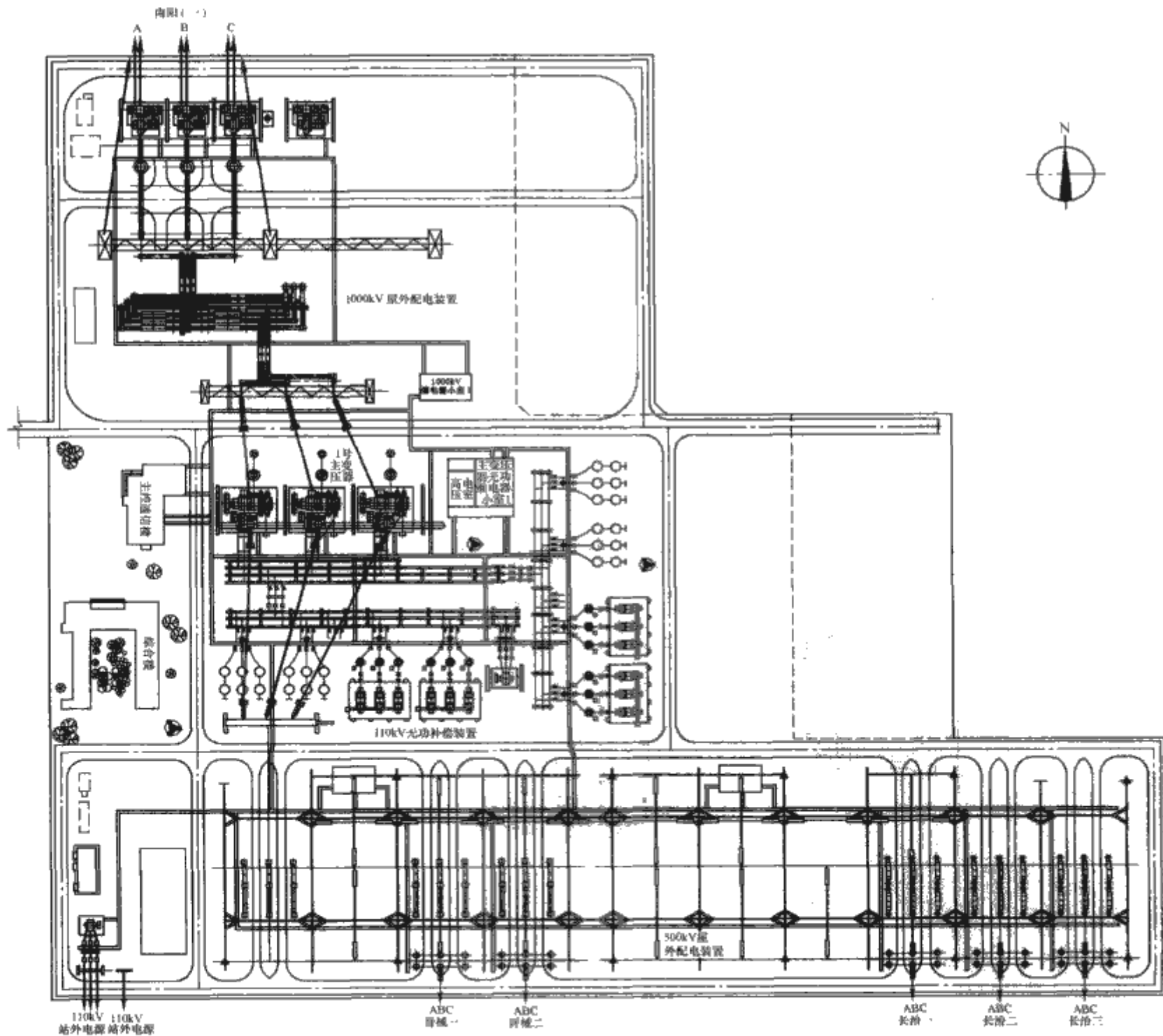


图 7.4-4 晋东南变电站电气总平面图

500kV 配电装置之间。

本期工程的电气总平面布置如图 7.4-5 所示。

荆门变电站电气总平面布置自东向西依次为 1000kV 配电装置区、主变压器及无功补偿装置区、500kV 配电装置区。1000kV HGIS 采用断路器三列式布置，南北方向出线，变压器通过低架横穿从配电装置的端部进线；500kV 配电装置采用悬吊式管母，HGIS 断路器三列式布置，向西出线；主变压器和无功补偿装置位于 1000kV 和 500kV 配电装置之间。

本期工程的电气总平面布置如图 7.4-6 所示。

### 3.2.5.2 1000kV 配电装置

(1) GIS 布置。晋东南变电站 1000kV 为一个半断路器接线，本期为双元件双断路器过渡接线，采用 GIS 设备一字形布置，进出线方向灵活，纵向尺寸小，横向尺寸与进出线构架宽度相匹配，节约占地。

(2) HGIS 布置。南阳开关站、荆门变电站 1000kV HGIS 采用断路器三列式布置。三列式布置是变电站中广泛采用的一种布置形式，其特点是与主接线的对应性强，便于运行巡视和检修，适宜向两侧出线。

(3) 配电装置布置尺寸见表 7.4-13。

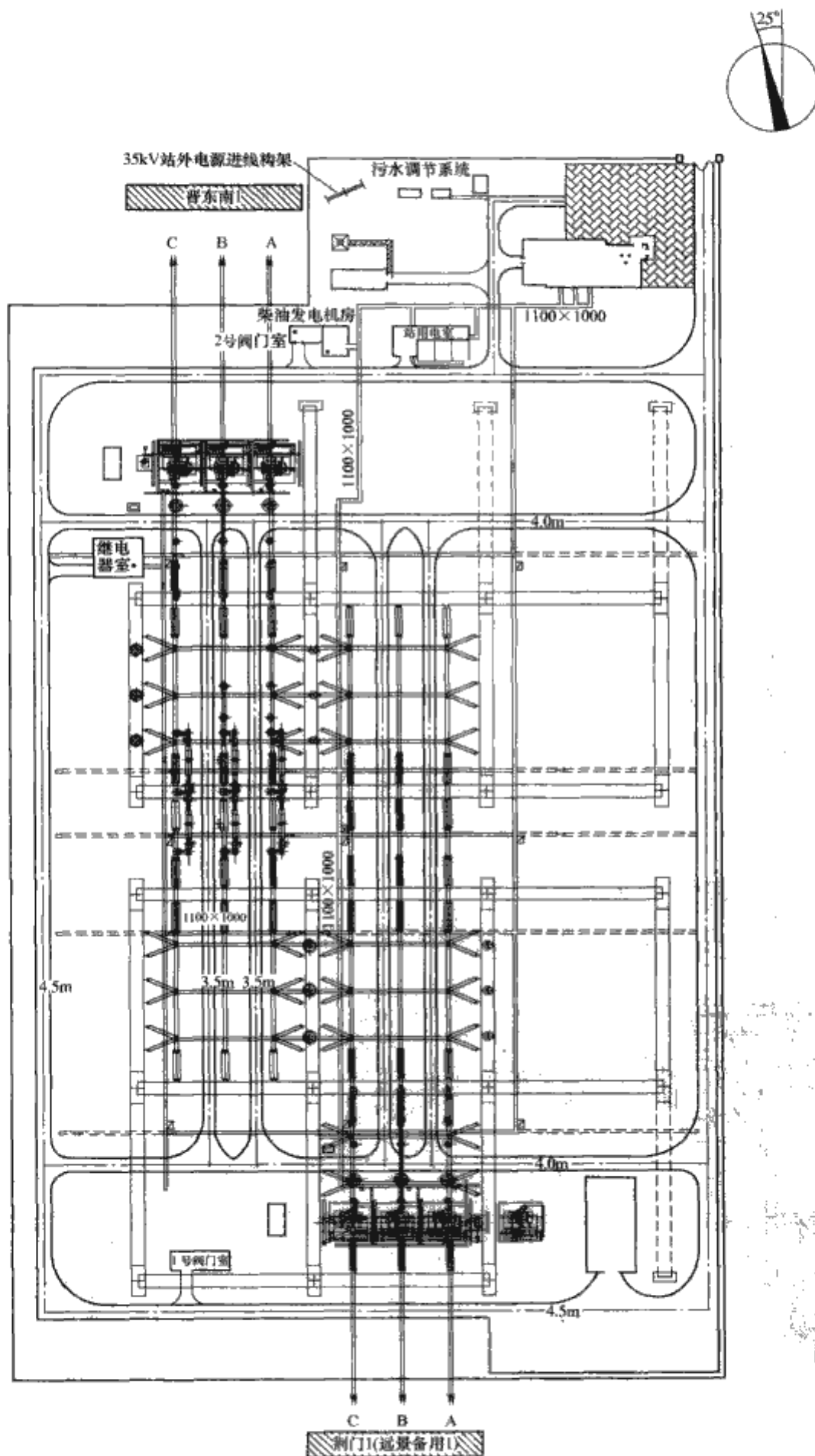


图 7.4-5 南阳开关站电气总平面图



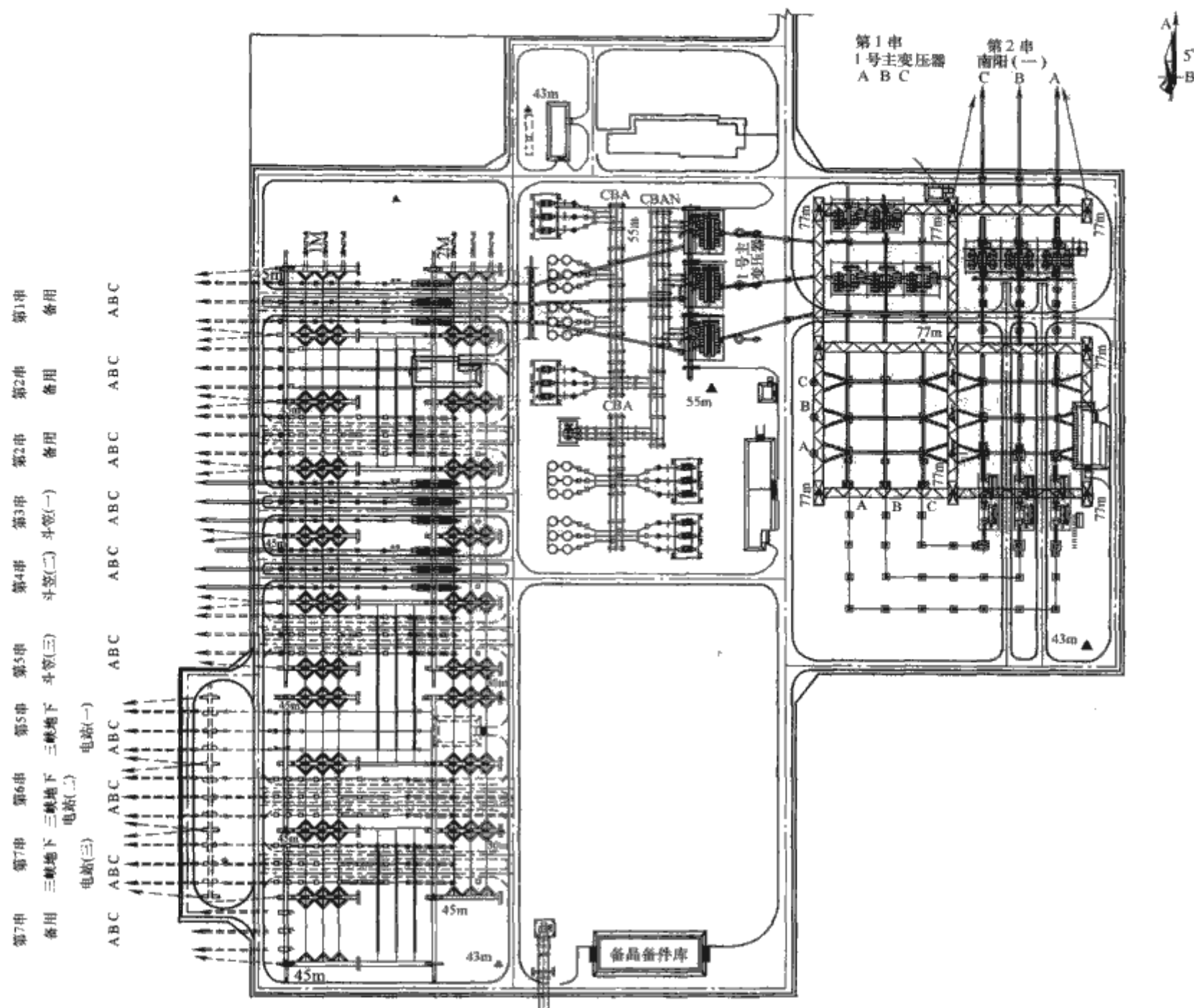


图 7.4-6 荆门变电站电气总平面图

表 7.4-13 变电站（开关站）1000kV 配电装置布置尺寸

项 目		晋东南 1000kV 变电站	南阳 1000kV 开关站	荆门 1000kV 变电站
1000kV 配电装置	设备形式	GIS	HGIS	HGIS
	布置形式	一字形布置	三列式布置	三列式布置
	进出线构架	相间 15m、相地 12m 构架宽 54m 构架高 45m	相间 15m、相地 12m 构架宽 54m 构架高 55m	相间 15m、相地 12m 构架宽 54m 构架高 55m
	母线构架	—	构架高 38m	构架高 38m

3.2.5.3 主变压器及无功补偿装置布置

每组主变构架由三樨连续的门型构架组成，高度为 30m，主变压器防火墙间距为 22.5m。  
无功补偿装置采用户外中型布置，母线采用支持式管母，母线相间距为 2.5m。

3.2.6 电气二次

3.2.6.1 计算机监控系统

变电站监控系统采用分层分布开放式系统结构，控制及保护装置下放布置。

3.2.6.2 元件保护

(1) 1000kV 变压器保护。根据变压器结构特点，变压器保护包括主体变压器保护和调压变压器保护。  
主体变压器保护采用主后一体，主保护和后备保护采用同一套保护装置实现。主保护采用电流差动保护，各侧后备保护简化配置，正方向指向本侧母线。高中压侧后备保护配置相间阻抗保护、零序过流保护、过流保护、过励磁保护，低压侧后备保护应配置过流保护，公共绕组应配置零序过流保护，采用自产零序电流。主体变压器、调压变压器分别按

相配置一套非电量保护。主体变压器能独立运行,在调压变压器退出时,不旁路主变压器保护使用的电流互感器,不影响主体变压器保护的运行。调压变压器只配置差动保护,不配置后备保护及差速断保护。

主体变压器、调压变压器电气量保护按双重化原则配置,即信号输入回路、电源回路、跳闸回路彼此独立。双重化配置的两套保护分别装设在不同的保护屏内。

(2) 1000kV 并联电抗器保护。配置能快速完善切除电抗器内部和引线故障的微机型电抗器保护装置。主保护和后备保护采用同一套保护装置实现。并联电抗器主保护采用电流差动保护和匝间保护,后备保护配置零序过流保护、过流保护、过负荷保护和中性点过流保护。电抗器按相配置一套非电量保护。

电抗器保护装置采用双重化配置,即直流回路、跳闸回路、保护通道都应彼此独立,且分别装设在两块保护屏内。

### 3.2.6.3 系统继电保护

(1) 在晋东南至南阳、南阳至荆门变电站的 1000kV 线路上,对每回线路均配置 2 套全线速动的主保护,线路的两套主保护采用不同制造厂的保护装置。

每回线路配置一套光纤纵联电流差动保护和一套光纤纵联距离保护,每套保护均具有完整的后备保护功能,每套后备保护均应包含定时限和反时限零序方向过流保护。

对本期的每回线路的每一套保护包含一套过电压保护及就地判别元件。过电压保护除动作本侧断路器跳闸,并同时发远方跳闸信号跳开线路对侧相应的断路器。

(2) 配置双端故障测距系统。

(3) 每回 1000kV 线路在线路侧装设相应的失步解列装置。

(4) 在晋东南、南阳和荆门变电站各装设两套全新的稳态过电压控制装置。

### 3.2.6.4 操作电源系统

(1) 直流系统。晋东南变电站远期配置 2 套直流系统,本期一次建成。南阳开关站远期共配置 2 套直流系统,本期安装 1 套直流系统。荆门变电站远期配置 3 套直流系统,本期一次建成。直流系统电压均采用 220V;蓄电池事故放电时间按 2h 考虑。

(2) 交流不停电系统(UPS)。采用主机双套冗余配置。UPS 不自带蓄电池,直流电源由站内直流系统蓄电池供电。

### 3.2.7 设备状态在线监测系统

主变压器和 1000kV 并联电抗器配置油色谱、微水、1000kV 套管在线监测装置;1000kV GIS 在线监视装置包括气体压力、温度、各种电流、指令检出传感器及 NCT 自动监视单元。1000kV HGIS 配置局部放电和 SF<sub>6</sub> 气体密度在线监测系统。

### 3.2.8 总平面及竖向设计

(1) 晋东南 1000kV 变电站站区总平面布置。总平面布置由西至东依次为 1000kV 屋外配电装置区、主变压器及无功补偿装置区、500kV 屋外配电装置区。辅助生产区及主入口设在站区南侧中部。站区竖向布置采用平坡式。

主变压器运输道路宽 5.5m;1000kV 高压并联电抗器运输道路宽 4.5m,转弯半径 18m;主要环行道路宽 4.0m,相间道路宽 3.0m,转弯半径为 7m。

站区所有管线采用地下敷设方式。电缆沟采用钢筋混凝土沟道。

(2) 南阳开关站。开关站按本期建设规模征地。

总平面布置由西至东依次为 1000kV 屋外配电装置区、

主变压器及无功补偿装置区、500kV 屋外配电装置区。辅助生产区及主入口设在站区北侧中部。站区竖向布置采用平坡式。

1000kV 主变压器运输道路宽度 5.5m;1000kV 高压并联电抗器运输道路宽度 4.5m,转弯半径 18m;1000kV 相间道路宽度 3.5m,转弯半径有 7m 和 12m 两种。路面型式均采用公路型混凝土双坡路面。

电缆沟结构型式:因场地为膨胀土,电缆沟采用钢筋混凝土沟道。

(3) 荆门 1000kV 变电站。总平面布置由东至西依次为 1000kV 配电装置、主变压器和无功补偿装置以及 500kV 配电装置。辅助生产区及主入口设在站区北侧中部。站区竖向布置采用平坡式布置。

1000kV 主变压器运输道路宽度 5.5m;1000kV 高压并联电抗器运输道路宽度 4.5m,转弯半径 18m;消防环行道路宽度 4.0m,转弯半径 12m;1000kV 相间道路宽度 3.5m,转弯半径 7m;500kV 相间道路宽度 3.0m,转弯半径 7m。

电缆沟结构型式:采用钢筋混凝土结构和砖砌体结构。

### 3.2.9 建筑结构

各站站址区场地基本地震烈度均为 6 度,地震动峰值加速度均为 0.05g,各站主要建筑物采用现浇钢筋混凝土框架结构,抗震按 7 度设防。

晋东南 1000kV 变电站站内设置主控通信楼及综合楼建筑面积合计 2752m<sup>2</sup>;南阳 1000kV 开关站及荆门 1000kV 变电站站内不设置综合楼,主控通信楼建筑面积分别为 1399m<sup>2</sup> 及 1426m<sup>2</sup>。

1000kV 变电构架采用全钢管格构结构,构架柱采用矩形变断面钢管自立柱,钢管主材、钢管腹杆、螺栓连接的格构式柱;构架梁采用矩形等断面、钢管弦杆、钢管腹杆、螺栓连接的格构式钢梁。柱、梁弦杆拼接接头采用刚性法兰连接。采用螺栓连接刚接柱脚,设置剪力键。

1000kV 设备支架选用钢管矩形格构式结构型式。

### 3.2.10 暖通

主控通信楼和综合楼统一采用多联机空调,继电器小室采用分体空调。晋东南变电站位于采暖区,站前区建筑物为电锅炉集中采暖,其余建筑物为分散采暖。

### 3.2.11 水工及消防

晋东南变电站和南阳开关站采用深井供水方式;荆门变电站采用取自自来水的供水方式。

各站主变压器和高压并联电抗器均采用水喷雾灭火系统,其与消火栓灭火系统、移动式灭火器和火灾探测报警与控制系统共同构成变电(开关)站消防系统。

## 3.3 大件设备运输

晋东南 1000kV 变电站:主变压器采用全程公路运输方式;高压并联电抗器采用铁路、公路联合运输的方式。

南阳 1000kV 开关站:高压并联电抗器采用铁路、公路联合运输方案。

荆门 1000kV 变电站:主变压器主体和高压并联电抗器均采用水路、公路联合运输方案。

## 4 特高压交流试验示范工程输电线路设计

### 4.1 工程概况

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程起自山西省晋东南 1000kV 变电站,经河南省南阳 1000kV



开关站，止于湖北省荆门 1000kV 变电站。线路全长 639.847km（含黄河大跨越 3.651km、汉江大跨越 2.956km），其中，山西省境内 116.166km，河南省境内 343.393km，湖北省境内 180.288km。沿线海拔高度为 40~1380m；平地占 33.43%，泥沼占 7.81%，丘陵占 25.81%，一般山地占 19.13%，高山大岭占 13.83%。

该工程从 2005 年 2 月正式启动前期工作，2006 年 8 月获得国家核准，2006 年 12 月正式开工，2008 年 12 月工程全面竣工并顺利完成各项系统调试，2009 年 1 月 6 日正式投入商业运营。

## 4.2 线路路径

### 4.2.1 晋东南—南阳段

本段线路起自晋东南 1000kV 变电站，止于南阳 1000kV 开关站。路径大致由北向南走线。线路由晋东南 1000kV 变电站出线后，向南穿越沁水煤田、跨越阳淮 I、II、III 回 500kV 线路，经国家级猕猴保护区试验区，在小浪底水库下游 46km 处跨越黄河，经邙山陵墓群古物保护区、马岭山煤田及 S331 省道后进入南阳 1000kV 开关站。路径长度 358.541km（含黄河大跨越段 3.651km）。途经山西省长治市、晋城市、河南省的焦作、郑州、洛阳、平顶山、南阳市。山西省境内 116.166km，河南省境内 242.375km。

### 4.2.2 南阳—荆门段

本段线路起自南阳 1000kV 开关站，止于荆门 1000kV 变电站。路径大致由北向南走线。线路自南阳 1000kV 开关站向南出线后，经南阳市西侧、河南油田东侧至枣阳市兰科植物保护区西侧通过，经文集镇沿山村跨越汉江后进入荆门 1000kV 变电站。路径长度 281.306km（含汉江跨越段线路长度约 2.956km），途经河南省南阳市，湖北省襄樊和荆门市。其中河南境内 101.018km，湖北省境内 180.288km。

## 4.3 气象条件

### 4.3.1 设计风速确定原则

根据我国已建 110~750kV 线路的设计和运行经验，参考国际相关研究成果，并根据工程开展的《风速设计标准研究》、《杆塔荷载设计研究》等专题研究结论，确定了如下设计原则：

(1) 风速重现期取 100 年一遇。基本风速根据 100 年一遇、离地 10m 高、10 分钟平均最大值统计分析确定，且不低于 27m/s。

(2) 结构重要性系数  $\gamma_0$  每提高 0.1，可靠度指标约增加 0.3。根据分析计算，特高压线路结构重要性系数  $\gamma_0$  应取 1.1。

(3) 杆塔安全等级按一级建筑物考虑，结构可靠度  $\beta$  不低于 3.7，较已建 500kV 线路有较大提高，可靠度水平与 IEC 标准的 500 年一遇重现期和美国 ASCE 标准的 400 年一遇重现期水平相当。

(4) 根据沿线气象台站历年大风观测资料，进行数理统计后，确定设计基本风速如下：当线路统计风速  $v \leq 25.5\text{m/s}$ ，取 27.0m/s；当线路统计风速  $25.5 < v \leq 28.0\text{m/s}$ ，取 28.0m/s；当线路统计风速  $v > 28.0\text{m/s}$ ，按统计风速取值。

(5) 基本风速取值考虑风压图资料，山区线路无可靠资料，按平地统计值提高 10% 使用。

(6) 结合线路实际情况，对微地形、微气象等特殊地段适当提高杆塔抗风能力。

### 4.3.2 气象条件选择结论

(1) 最大风速数理统计结果。沿线具有代表性的 20 个气象台站的最大风速数理统计结果见表 7.4-15。

表 7.4-15 最大风速数理统计结果 m/s

气象台	最大风速	气象台	最大风速
山西省长子县	15.2	河南省孟津县	24.16
山西省长治县	27.51	河南省伊川县	24.49
山西省晋城市	27.13	河南省孟州市	24.07
山西省高平县	23.94	河南省博爱县	18.82
山西省阳城县	27.19	河南省温县	22.22
山西省沁水县	23.15	河南省南召县	16.78
河南省济源市	17.27	河南省方城县	20.8
河南省汝州市	20.98	河南省鲁山县	24.7
河南省南阳市	23.2	河南省宝丰县	26.37
河南省沁阳市	19.79	湖北省钟祥市	21.8

(2) 设计气象条件取值。根据上述原则并经统计分析计算，该工程设计气象条件取值如下：

1) 山西境内线路为一般山地和高山大岭地形，晋东南出线段 16km 线路基本风速为 31m/s；其余段基本风速为 30m/s。

2) 河南境内的山区线路基本风速为 30m/s，其余地区基本风速为 27m/s。

3) 湖北平原地区、山区基本风速为 27m/s。

4) 全线基本风速 27m/s 气象区为 469.6km，30m/s 气象区为 152.4km，31m/s 气象区为 16km。

5) 全线设计覆冰取 10mm。

## 4.4 导地线选择

### 4.4.1 导线选择原则

输电线路的导线应满足各项技术性能的要求，如正常及事故条件下的输送功率、电磁环境指标和机械性能等。对于特高压线路，因导线电晕而产生的无线电干扰和可听噪声成为导线选择的主要因素。

经分析国内外 500~1150kV 线路设计及运行经验，综合考虑环境保护要求及工程经济性，1000kV 特高压导线电晕性能的限值确定为：离地 2m 高距边相导线水平距离 20m 处，测量频率为 0.5MHz 的好天气无线电干扰值不大于 55dB。边相导线水平距离 20m 处，湿导体情况下 L50 可听噪声值不大于 55dB(A)。该限值与我国现有的 500kV 和 750kV 线路限值基本相当。

按照上述原则确定最小分裂根数和导线直径后，进一步采用年费用最小法并计入工程投资、电能损耗和资金成本等因素进行经济分析，确定最为合理的导线方案。

### 4.4.2 导线截面和分裂方式的选取

(1) 根据上述原则，选择满足工程技术条件的 6×900、7×720、8×500、9×500、10×400 导线组合进行比较，从各项技术指标（电气、机械特性）以及经济性看，8 分裂导线方案具有优越性。

(2) 根据年费用的计算结果，当输送容量为 5000MW 时，采用 8×500 导线最为经济，当输送容量为 6500MW 时，采用 8×630 导线最为经济。该特高压线路输送容量为 5000MW 左右，采用 8×500 导线，同时也满足高海拔地区（1500m 以下）的各项要求。

(3) 对于导线材料及分裂结构,选择钢芯铝绞线(LGJ-500/35, LGJ-500/45, LGJ-500/65)、铝合金绞线(JLHA1-500, JLHA2-500)、钢芯铝合金绞线(JLHA2/G1A-500/40, JLHA2/G1A-500/75, LHGJ-500/35)、铝包钢芯铝绞线(JL/LB1A-500/35)共九种,综合系统特性、送电特性并按经济比较,以 $8 \times \text{LGJ-500/35}$ 和 $8 \times \text{JL/LB1A-500/35}$ 为最优。最终采用 $8 \times \text{LGJ-500/35}$ 为本工程导线。子导线分裂间距为400mm,导线外接圆直径为1045mm。

#### 4.4.3 猕猴保护区导线

按环评意见要求,线路通过猕猴保护区,距线路边导线外20m处的可听噪声昼间不超过50dB(A),夜间不超过40dB(A)。可采取的方案主要是增大子导线直径,其途径是采用更大规格导线或扩径导线。使用扩径导线和采用大规格导线本体投资相当,但需针对扩径导线的结构、绞制工艺和配套金具等开展研究工作,需增加投入约400万元,研制工期需一年。经综合比较,在猕猴保护区采用 $8 \times \text{LGJ-630/45}$ 大规格导线。

#### 4.4.4 地线和OPGW光缆选型

(1) 选型的原则和基本要求。

- 1) 优良的机械性能和良好的电气性能。
- 2) 良好的耐振性能和耐腐蚀性能。

3) OPGW光缆还应具有优良的光通信功能以及足够的耐雷击性能。

4) 地线和OPGW光缆应立足于国内市场。

5) 满足地线电晕条件下对地线最小直径要求,由于地线直径较导线小,外层股数亦较导线少,其表面粗糙系数比导线小,其 $E_m/E_0$ 值应比导线的小,因此其值取为0.75。

(2) 地线和OPGW光缆选型结论。

经计算,当地线直径等于17.00mm时, $E_m/E_0$ 的值在海拔1500m处,比值为0.748。当地线最小直径为17.00mm时,对应的截面约为170mm<sup>2</sup>。

按上述原则,经计算,推荐采用20%IACS的铝包钢加光纤单元的OPGW-175。

对分流地线通过分流配合、机械性能及防振、防腐性能等方面的分析比较,采用全铝包钢(20%IACS)地线JLB20A-170,全线采用一种光缆、一种地线。

## 4.5 绝缘配合及防雷接地

### 4.5.1 污秽划分

(1) 污区划分原则。

1) 参照GB/T 16434—1996《高压架空线路和发电厂、变电所环境污区分级及外绝缘选择标准》的规定。

2) 结合特高压线路具体情况及污区划分“运行经验、污湿特征、现场等值附盐密度”三要素来确定。当三者不一致时,应以运行经验为主。

3) 对既没有运行经验、又没有盐密测量值的地区,按污湿特征,并结合各省最新污区分布图的定级来确定污秽等级。

(2) 污区划分。

根据上述原则,线路全线污区长度及比例见表7.4-16。

表 7.4-16 全线污区线路长度 km

污 区	晋东南—南阳段	南阳—荆门	全 线
II	80	141	221 (34.5%)
III	184	139	323 (50.5%)
IV	96		96 (15.0%)

### 4.5.2 绝缘子选型

根据1000kV特高压线路外绝缘的研究,认为双伞型和三伞型绝缘子的耐污性能好,一般线路在轻污秽和污秽不太严重地区采用双伞型和三伞型绝缘子,重污秽地区采用复合绝缘子。耐张绝缘子串采用普通型绝缘子。

### 4.5.3 绝缘子片数选择

确定高压输电线路绝缘子片数的方法有两种,即爬电比距法和污耐闪压法。

(1) 爬电比距法。绝缘子爬电距离的有效系数 $K$ 取值如下:在轻污区普通型、双伞和三伞绝缘子取值为1.0;防污钟罩型绝缘子取值为0.9;中等及以上污秽区普通型盘型、双伞和三伞型绝缘子取值为0.95;防污钟罩型绝缘子取值为0.85。

计算工频电压下所要求的爬电距离和绝缘子串片数的计算结果见表7.4-17。

表 7.4-17

悬垂 I 串绝缘子片数计算结果

绝缘子型式	污区及配置水平	爬电距离 (cm)		绝缘子片数 (片)		绝缘子串长 (mm)	
		1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m
普通型 485mm	II 级 0.06~0.10mg/cm <sup>2</sup> 2.5cm/kV	2500	2574	52	54	10 140	10 530
普通型 505mm		2500	2574	50	51	9750	9945
普通型 550mm		2500	2574	51	53	10 455	10 865
三、双伞型 485mm		2500	2574	52	54	10 140	10 530
三伞型 635mm		2500	2574	40	41	7800	7995
钟罩型 690mm		2500	2574	41	42	9840	10 080
合成型		2500	2574				
普通型 485mm	III 级 0.10~0.25mg/cm <sup>2</sup> 3.20cm/kV	3200	3295	70	72	13 650	14 040
普通型 505mm		3200	3295	67	69	13 065	13 455
普通型 550mm		3200	3295	62	64	12 710	13 120
三、双伞型 485mm		3200	3295	66	72	12 870	14 040
三伞型 635mm		3200	3295	54	55	10 530	10 725
钟罩型 690mm		3200	3295	55	57	13 200	13 680
合成型		3200	3295			9750	9750



续表

绝缘子型式	污区及配置水平	爬电距离 (cm)		绝缘子片数 (片)		绝缘子串长 (mm)	
		1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m	1000m 及以下	1500m
普通型 485mm	Ⅳ级 >0.25mg/cm <sup>2</sup> 3.80cm/kV	3800	3913	83	85	16 185	16 575
普通型 505mm		3800	3913	80	82	15 600	15 990
普通型 550mm		3800	3913	73	75	14 965	15 375
三、双伞型 485mm		3800	3913	83	85	16 185	16 575
三伞型 635mm		3800	3913	63	65	12 285	12 675
钟罩型 690mm		3800	3913	65	67	15 600	16 080
合成型		3800	3913				

由表 7.4-17 可知,Ⅱ级污区可选用 54 片单片爬距为 485mm 的普通型绝缘子或双伞、三伞型绝缘子,绝缘子串长 10530mm;Ⅲ级和Ⅳ级污区选用合成绝缘子。

(2) 污耐压法。《1000kV 交流输变电工程设备外绝缘特性研究》报告中推荐的污耐压设计方法如下(海拔 1000m 以下):

- 1) 确定现场污秽度 SPS (ESDD/NSDD)。
- 2) 将现场污秽度 SPS (ESDD/NSDD) 校正到附盐密度 SDD (可简称试验盐密 SDD)。
- 3) 单片绝缘子最大耐受电压  $U_{50n}$  的确定。
- 4) 污秽设计目标电压值  $U_{\Phi_{max}}$  取 1.1 倍的最高运行相电压。
- 5) 绝缘子串片数  $N$  的取值满足  $N=U_{\Phi_{max}}/U_{max}$  的要求。
- 6) 还应根据表 7.4-18 所规定的电压和方法,校核按以上原则确定的绝缘子串片数  $N$ 。

表 7.4-18 不同性质工作电压确定绝缘子串片数

不同性质 工作电压	计算方法	备 注
长时间 工作电压	$N = \frac{U_{\Phi_{max}}}{\sqrt{3}U_{50n}}$	—
工频 过电压	$N = \frac{U_{\Phi_{max}}}{\sqrt{3}U_{50n}} \times K$	$K$ 为工频过电压倍数在直接接地系统通常取 1.1~1.3 倍,在消弧圈接地系统取 1.5~1.732
操作过电压	$N = \frac{K'U_{\Phi_{max}}}{\sqrt{3}U_{50n}}$	$K'$ 为操作过电压倍数,操作过电压倍数在 2 倍时,由于操作波的耐受电压与工频耐受电压之比为 2 左右,操作波的片数与工频片数是一致的

注 按污秽设计确定不同污秽等级的绝缘子片数,来满足以上不同性质工作电压和条件对其要求。

根据试验结果得到的不同污秽等级下各种型式单片绝缘子的  $U_{max}$  见表 7.4-18。

表 7.4-19 不同污秽等级下不同型式单片绝缘子  $U_{max}$  kV

污秽 等级	SDD (mg/cm <sup>2</sup> )	CA-590EZ		CA-596EZ		FC-300/195	
		$U_{50\%}$	$U_{max2}$	$U_{50\%}$	$U_{max2}$	$U_{50\%}$	$U_{max2}$
0	0.028	14.5	13.4	16.0	14.9	13.5	12.5
I	0.045	13.1	12.2	14.6	13.5	12.3	11.4
II	0.069	12.0	11.2	13.4	12.4	11.3	10.5
III	(0.099)	11.2	10.4	12.5	11.6	10.5	9.8
	0.158	10.2	9.5	11.4	10.6	9.6	8.9
IV	0.217	9.6	8.9	10.7	9.9	9.0	8.4

注 SDD 为附盐密度 (CaSO<sub>4</sub> 按 41%修正)。

按照污耐压法确定的普通型绝缘子悬垂单 I 串片数见表 7.4-20。

表 7.4-20 不同污秽等级下普通型绝缘子对应的片数

污秽 等级	ESDD (mg/cm <sup>2</sup> )	CA-590EZ (瓷普通型)				FC-300/195 (玻璃普通型)			
		$N$	$N_1$	$N_2$	$N_3$	$N$	$N_1$	$N_2$	$N_3$
0	0.03	48	48	48	48	51	51	51	51
I	0.06	55	52	53	54	58	55	57	58
II	0.10	60	56	58	59	65	60	62	64
III	(0.15)	66	60	62	64	70	64	66	68
	0.25	73	66	68	71	78	71	73	75
IV	0.35	78	71	73	75	83	75	78	79

- 注 1. ESDD 为等值附盐密度 (未修正)。  
2.  $N$  为 ESDD 未进行修正后的片数,  $N_1$  为 ESDD 按 41%CaSO<sub>4</sub> 修正后的片数,  $N_2$  为 ESDD 按 30%CaSO<sub>4</sub> 修正后的片数,  $N_3$  为 ESDD 按 20%CaSO<sub>4</sub> 修正后的片数。

采用双伞型爬距为 485mm 的 300kN 瓷绝缘子单 I 串在不同污秽等级下对应的片数见表 7.4-21。

表 7.4-21 不同污秽等级下双伞型绝缘子所对应的片数

污秽等级	ESDD (mg/cm <sup>2</sup> )	$N$ (片)
0	0.03	45
I	0.06	49
II	0.10	53
III	0.25	63
IV	0.35	67

- 注 1. ESDD 为等值附盐密度 (未修正)。  
2. ESDD 按 41%CaSO<sub>4</sub> 修正后的片数。

根据上表的计算结果,在Ⅱ级污区,双伞型绝缘子可采用 53 片。为避免增加塔头尺寸,Ⅲ级及以上污区采用耐污性能良好的合成绝缘子。

(3) 悬垂串的绝缘子片数。按照上述爬电比距法和污耐压法分析计算结果,综合考虑沿线已建线路的运行经验,具体的工程绝缘配置结果见表 7.4-22。

表 7.4-22 悬垂串的绝缘配置

污区	300kN 绝缘子 (单联 I 串、双联 I 串、V 串)	420kN 绝缘子 (单联 I 串、双联 I 串、V 串)	550kN 绝缘子 (单联 I 串、双联 I 串、V 串)
II	54 片 (双伞型、高度 195mm、爬电距离 485mm)	52 片 (双伞型、高度 205mm、爬电距离 550mm)	44 片 (高度 240mm、爬电距离 700mm)
III	合成绝缘子 (结构高度 9750mm、爬电距离 30 000mm)	合成绝缘子 (结构高度 9750mm、爬电距离 30 000mm)	合成绝缘子 (结构高度 9750mm、爬电距离 30 000mm)
IV	合成绝缘子 (结构高度 10 530mm、爬电距离 32 000mm)	合成绝缘子 (结构高度 10 530mm、爬电距离 32 000mm)	合成绝缘子 (结构高度 10 530mm、爬电距离 32 000mm)

为避免多联绝缘子串临近效应而引起污秽闪络电压降低,根据有关单位的科研结论,双联绝缘子串的联间距取 600mm。

研究表明, V 型串污耐压较单 I 串约提高 4%~6%。考虑中相塔窗的影响,并适当留有裕度,中相 V 串的绝缘子片数与边相 I 串相同。

(4) 按操作过电压对绝缘子串片数的校核。本工程最低污秽等级为 II 级,操作过电压对绝缘子串片数的选择不起控制作用。

(5) 按雷电过电压的要求进行校验。一般来说,雷电过电压与运行电压无直接关系,在特高压系统中,由于输电线路本身的外绝缘水平很高,对外绝缘设计而言,雷电过电压不起控制作用。

综上所述,考虑到工程的重要性,结合对沿线污秽和相邻线路运行情况的调研和污区划分,同时为简化设计,在海拔 1000m 以下推荐的绝缘配置如下:

II 级污区:采用 54 片双伞型盘式绝缘子,单联 I 串与双联 I 串的片数相同。

III 级污区:采用合成绝缘子,结构高度 9750mm,爬电距离 30 000mm,单联 I 串与双联 I 串长度相同。

IV 级污区:采用合成绝缘子,结构高度按 10 530mm,爬电距离 32 000mm,单联 I 串与双联 I 串长度相同。

(6) 耐张串的绝缘子片数选择。国内 500kV 输电线路设计时,一般认为耐张绝缘子串的自清洁能力较好,而且污秽越严重地区耐张串与悬垂串的积污特性差异越大,因此,耐张绝缘子串的绝缘子片数可较悬垂串少,耐张串绝缘配置的爬电比距一般取相应污区的中限。考虑为 II 级污区留有余度,耐张串按上限 2.5cm/kV 配置;III 级和 IV 级污区耐张串按 3.0cm/kV 和 3.5cm/kV 配置。

根据本工程导线方案及绝缘子串组装型式的研究,可以采用 3 联 420kN、2 联 550kN 和 4 联 300kN 的耐张串组装方案,具体参数见表 7.4-23。本工程耐张串最终采用 2 联 550kN。

表 7.4-23 耐张串绝缘子片数一览表

污区	爬电比距 要求值 (kV/cm)	300kN (爬电距离 485mm)		420kN (爬电距离 550mm)		550kN (爬电距离 700mm)	
		片数	爬电比距	片数	爬电比距	片数	爬电比距
II	2.5	54	2.619	52	2.805	44	3.08
III	3.0	66/68	3.201	59/61	3.245	51/53	3.57
IV	3.5	73	3.541	70	3.85	60	4.2

注 III、IV 级污区“/”前为 1000m 海拔绝缘子片数,后为 1500m 海拔绝缘子片数。

4.5.4 空气间隙选择

工频电压、操作过电压最小空气间隙的确定,首先应计算标准气象条件下的工频电压、操作过电压,再进行高海拔修正得出不同海拔要求的工频电压、操作过电压耐受目标值,然后查取真型铁塔空气间隙放电特性曲线确定。雷电过电压间隙是与不同海拔所选用的绝缘子串进行配合得出的。带电作业间隙根据带电作业试验研究确定,并按危险率要求进行计算分析。

根据上述原则的分析计算及多次研讨的结论,不同海拔下空气间隙取值见表 7.4-24。

表 7.4-24 不同海拔下带电部分与杆塔构件的最小空气间隙值 m

海拔 (m)	500			1000			1500		
	边 I	中 V	中 I	边 I	中 V	中 I	边 I	中 V	中 I
工 频	2.7	2.7	2.7	2.9	2.9	2.9	3.1	3.1	3.1
操 作	5.6	6.7	6.2	6.0	7.2	6.6	6.4	7.7	7.0
带电作业	5.6	6.2	6.0	6.0	6.7	6.4	6.4	7.2	6.8

注 对操作人员需要停留工作的部位,还应考虑人体活动范围 50cm。但带电作业间隙不作为杆塔设计的控制条件。

4.5.5 防雷和接地

(1) 我国交流 500kV 超高压输电线路雷击跳闸率的运行值是 0.14 次/100km·a。特高压线路雷击跳闸率按 500kV 线路运行值的 70% 控制,设防预期目标值为 0.1 次/100km·a。

(2) 本工程一般地区采用双地线防雷设计,地线与导线间的水平位移按 1m 计。平丘地形直线塔(猫头型)地线保护角小于 5°,山区地形直线塔(酒杯型)地线保护角小于 -5°。两根地线的距离不超过中相导线间垂直距离的 5 倍。

(3) 根据变电站防雷保护要求,为减小雷电侵入波对站内设备的影响,变电站进出线 2km 范围内采用 -5° 保护角的酒杯塔,所有变电站进出线段均采用 3 根地线保护。

(4) 根据有关单位的防雷计算结论,在各种土壤电阻率条件下,特高压架空输电线路杆塔的接地电阻仍可采用我国电力行业标准 DL/T 621—1997《交流电气装置的接地》的规定值。

4.6 绝缘子串均压防晕及跳线型式

4.6.1 绝缘子串均压防晕

有关单位三维仿真计算和真型试验研究得到下列结论:均压环半径为 500mm、管径为 120mm、上扛到 2~3 片绝缘子之间;V 型串采用马鞍型均压环与两个独立均压环均压效果基本接近;合成绝缘子应采用大小环组合方式;

悬垂串可不安装屏蔽环,采用防晕型悬垂线夹即可满足要求。

4.6.2 跳线型式

减少跳线弧垂及其风偏偏移值是缩小耐张塔尺寸的有效方法。而跳线弧垂及偏移主要决定于采用的跳线或固定跳线的方式,对常用的普通软跳线、铝管式刚性跳线、笼式刚性跳线进行了研究及经济分析、比较,推荐采用铝管式刚性跳线。铝管式刚性跳线如图 7.4-7 所示。

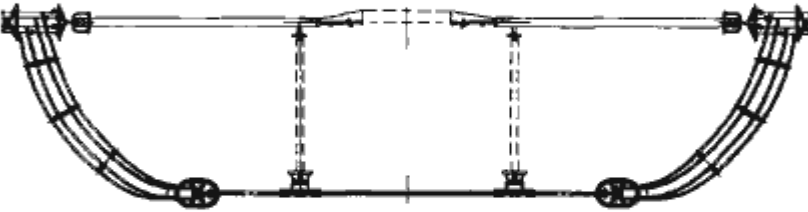


图 7.4-7 铝管式刚性跳线

铝管式刚性跳线与笼式刚性跳线相比,是将跳线中部用两根铝管替代,铝管通过拉杆或跳线绝缘子串连接至耐张绝缘子串或铁塔上,铝管既导流又起支撑作用。

铝管式刚性跳线结构型式:杆塔两侧耐张串的连接采用软导线与铝管相连接的形式,在跳线的中间段使用铝管作为导流体。

软导线与铝管相连接部分:与软导线采取压接方式;铝管端,在四变一金具上采用螺栓连接铝管母且位置可调节。



在软导线与铝管相连接部位安装屏蔽压环。当软导线与屏蔽压环接近距离在 150mm 以内时，安装支撑间隔棒。

带绝缘子串的刚性跳线，配重安装在绝缘子串带电端；不带绝缘子串的刚性跳线，配重安装在爬梯的刚跳端，在爬梯的耐张串端，安装一片绝缘子防止环流。

铝管式刚性跳线的组装图、安装完毕后的现场情况如图 7.4-8 所示。

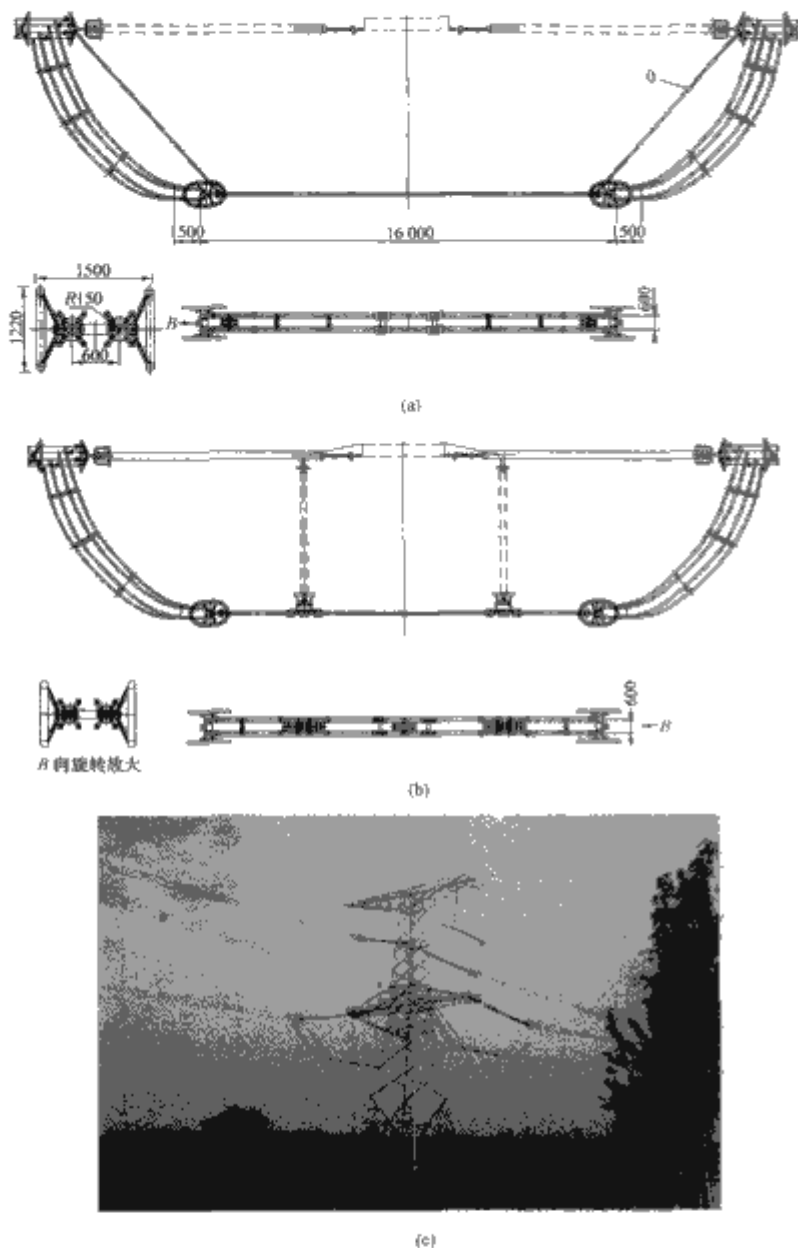


图 7.4-8 刚性跳线

(a) 带爬梯的刚性跳线之一；(b) 带爬梯的刚性跳线之二；  
(c) 刚性跳线实景

#### 4.7 导线换位

由于输电线路三相参数的不对称，将使三相电压、电流不平衡，从而对电力系统设备带来诸多不利影响。因此，必须利用导线换位来使三相输电线路恢复对称或减小不对称程度。

##### 4.7.1 不平衡度限值的确定

根据 GB/T 15543—1995《电能质量三相电压允许不平衡度》的规定：“电力系统公共连接点正常电压不平衡度允许值为 2%，短时不得超过 4%。电气设备额定工况的电压允许不平衡度和负序电流允许值仍由各自标准规定。”国家标准未对输电线路提出相应指标，但作为系统组成的输电线路其自身所产生的不平衡度也应该理解为必须低于 2%。

##### 4.7.2 不平衡度计算方法

工程采用基于三相潮流计算的仿真方法来计算输电线路的不平衡度。计算思路是：假定线路送端功率、电压和电流

对称且不随时间变化，对线路受端电压和电流波形数据进行处理，得到各相基波分量的幅值及相位，然后通过相—序变换提取出各序分量，从而计算出线路的不平衡度。

##### 4.7.3 不平衡度分析

晋东南—南阳和南阳—荆门各进行一次全换位及两次全换位后线路不平衡度如表 7.4-25 所示。

表 7.4-25 晋东南—南阳—荆门  
1000kV 线路换位后不平衡度

线路分段 不平衡度 换位	晋东南—南阳	南阳—荆门	晋东南—南阳—荆门
线路长度 (km)	358.541	281.306	639.847
一次全换位 (%)	0.26	0.06	0.30
两次全换位 (%)	0.05	0.011	0.06

由上表可看出，1000kV 晋东南—南阳—荆门试验示范工程线路在进行一次全循环换位后，线路不平衡度已小于 2% 的限值，满足要求，若进行两次全循环换位后，三相电压基本达到对称，不平衡度很小。

##### 4.7.4 换位方式

(1) 换位长度。对特高压交流单回路线路，按照《电气不平衡度及换位方式研究》结论，最小不换位长度为 130km。

(2) 换位次数。晋东南—南阳—荆门全线约 639.847km，一次全换位即能满足不平衡度要求，但是考虑到换位节距过长，此外南阳开关站将来可能改造为变电站，全线从电气上将分成 2 段，因此推荐晋东南—南阳和南阳—荆门分别进行全换位。

(3) 换位节距。晋东南—南阳 362km，一个全换位最长节距约 120km；南阳—荆门约 283km，一个全换位最长节距约 95km。考虑到目前南阳站为开关站，两段线路为直接的电气连接，晋东南—南阳线路最后一基换位塔到南阳—荆门线路第一基换位塔节距约为 110km，晋东南—南阳—荆门全线换位示意图如图 7.4-9 所示。



图 7.4-9 晋东南—南阳—荆门全线换位示意图

##### 4.7.5 地线运行方式及地线绝缘子间隙、绝缘分段长度

本工程的最高海拔为 1500m，考虑海拔修正，并结合以往超高压线路设计经验，间隙距离取 20~25mm。

耐张段小于等于 6km 时，单点接地设置在一端耐张塔上，另一端耐张塔上绝缘；当耐张段大于 6km 时，接地点设置在耐张段中央的直线塔上，而两端耐张塔上绝缘，具体连接方式如图 7.4-10 所示。对直接接地地点的地线不挂地线绝缘子，并可靠接地。

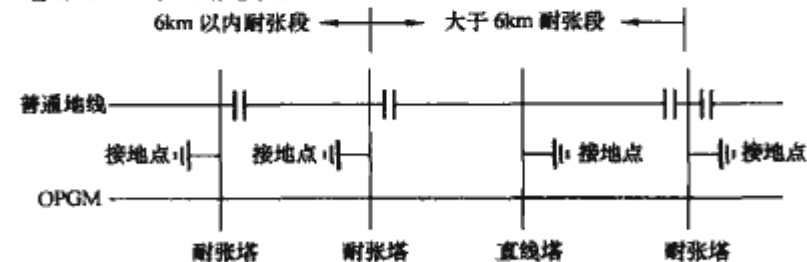


图 7.4-10 杆塔接地示意图

4.8 导线对地及交叉跨越距离

4.8.1 选择净空距离的一般原则

超高压及以上输电线路的对地及交叉跨越距离，可按地面电场强度控制（即人在线路下产生不适感觉的程度）和电气放电间隙控制分为两大类。其中地面场强控制的地区，是考虑公众容易到达的地方，并根据公众及机械活动的频繁程度，公众的活动方式、持续时间，可能到达的机械类型来确定不同的地面场强标准及线路对交叉跨越物的距离。而人不能到达的地方，按电气放电间隙确定线路对交叉跨越物的距离。

根据国内外交流特高压输电线路电场强度限制值的研究成果以及 750kV 输电线路的场强限制值的建议，结合国家环保总局环评 [2006] 92 号文批复意见，按如下控制值确定交流特高压架空输电线下 1.5m 处工频电场强度：

（1）对于一般非居民地区（如跨越农田），场强限定在 10kV/m。

（2）对于居民区（工业企业地区、港口、码头、火车站、城镇等人口密集区），线路跨越公路、铁路等场强限定为 7kV/m。

（3）邻近民房时，房屋所在位置离地 1.5m 处最大未畸变场强取 4kV/m。

4.8.2 线路走廊宽度

（1）导线离地高度对线路走廊的影响。线路走廊宽度按线路下的地面场强 4kV/m 控制，导线离地高度从 18m 到 28m 变化时，地面场强变化不大，因此对走廊宽度的影响不大。当导线高度在 36m 以上时，线路下的地面场强小于 4kV/m，此时的走廊宽度为边导线外加 7m 保护范围（核心区）之间宽度。

不同塔型和不同导线高度按 4kV/m 场强控制时的走廊宽度如表 7.4-26 所示。

表 7.4-26 4kV/m 场强控制的走廊宽度 m		
塔 型 对地高度	水平排列 中相 V 串	三角排列 中相 V 串
18~28	96~92	81~76
28~30	92~88	76~73
30~32	88~86	73~70
32~34	86~82	70~64
34~36	82~74	64~58
>36	65~71 (边导线之间宽度 51~57)	45~47 (边导线之间宽度 31~33)

（2）线路走廊内的房屋拆迁。线路走廊内的房屋拆除范围原则是当处于距边导线地面投影 7m 及以内时一律拆除；7m 以外的房屋，该处地面 1.5m 处未畸变电场强度小于 4kV/m、磁感应强度小于 0.1mT 时，且在最大风偏时保证净空距离 15m 可不拆迁，否则线路走廊内的房屋均应拆迁。

4.8.3 导线对地距离

（1）在最大弧垂情况下，导线对地面的距离不小于表 7.4-27 所列数值。

表 7.4-27 导线最小对地距离 m	
地 区 \ 塔 型	酒杯塔、猫头塔（中相 V 串）
居民区	27
一般非居民地区（如跨越农田）	22

（2）在最大计算风偏情况下，导线与步行可达到的山坡、步行不可达到的山坡、峭壁、岩石的净空距离不小于如下数值：

步行可达到的山坡为 13m；步行不可达到的山坡、峭壁、岩石为 11m。

（3）对地及交叉跨越距离汇总表见表 7.4-28 和表 7.4-29。

表 7.4-28 1000kV 对地距离汇总表			
场 所	垂直距离 (m)	净空距离 (m)	水平距离 (m)
居民区	27		
非居民区	22		
交通困难区	15		
步行可达山坡		13	
步行不可达山坡		11	
建筑物	15.5		
城市多层建筑或规划建筑（最大计算风偏时）		15	
不在规划范围的城市建筑（无风情况下）			7
树木	林区	14	14
	果树	16	14

项 目			垂直距离(m)	水平距离(m)			
铁路	至轨顶	标轨	27	杆塔外缘至轨道中心  交叉：40.0 平行：最高 塔高加 3m			
		窄轨	26				
		电气轨	27				
	至承力索或接触线		10(16)				
公路	至路面		27	交叉	杆塔外缘至路基边缘		15 或按协 议取值
				平行	边导线至 路基边缘	开阔地区	最高塔高
						路径受限 制地区	15 或按协 议取值
通航 河流	至最高航行水位		24	边导线至斜坡上缘 (线路与拉纤小路平行)  最高塔高			
	至五年一遇洪水位		14				
	至最高航行水位桅顶		10				
不通航 河流	百年一遇洪水位		10				
	冬季至冰面		22				



续表					
项 目		垂直距离(m)	水平距离(m)		
弱电线	至被跨越物	18	与边导线间 (平行)	开阔地区	最高塔高
				路径受限制地区 (最大风偏情况下)	13
电力线	至被跨越物	10(16)	与边导线间 (平行)	开阔地区	最高塔高
				路径受限制地区 (最大风偏情况下)	20
特殊 管道	至管道任何部分	18	与特殊管道平 行时,边导线 至管任何部分	开阔地区	最高塔高
				路径受限制地区 (最大风偏情况下)	13

注 1. 垂直距离中,括号内的数值用于跨杆(塔)顶。  
2. 与 110kV 及以上输电线路的交叉角应大于 15°。  
3. 应尽量远离低压用电线路和通信线路,在路径受限制地区,与低压用电线路和通信线路的平行长度不宜大于 1500m,与边导线的水平距离宜大于 50m,必要时,通信线路采取防护措施,受静电或电磁感应影响电压可能异常升高的人户低压线路需给以必要的处理。  
4. 走廊内受静电感应可能带电的金属物应予以接地。

4.9 杆塔规划

4.9.1 塔型选择

对单回架空输电线路而言,国内外广泛采用的塔型主要有酒杯塔和猫头塔。两种塔型各有优缺点,酒杯塔的三相导线呈水平排列,横担长度比猫头塔要长,因而线路所占的走廊较宽。而猫头塔三相导线呈三角排列,中相导线要抬高近 20m 高,导致铁塔的负荷增加,塔重要比水平排列重 3%~8%。晋东南—南阳段线路地形包括山区和平丘。相对而言山区走廊条件较宽松,拆迁量较少,为了降低工程造价,山区地段采用酒杯塔。而平丘地区走廊相对拥挤,拆迁量较大,采用猫头塔。南阳—荆门段线路全部为平丘,采用猫头塔。

对于单回路耐张转角塔,选用国内外各电压等级广泛采用的干字型塔。

4.9.2 杆塔规划

(1) 杆塔规划的方法。杆塔规划根据工程航片选线及航测断面数据无约束优化排位结果确定。其目标是在满足技术要求的前提下使工程造价最低。同时对优化排位结果进行杆塔的水平荷载、垂直荷载、塔高、线路转角及塔头间隙的规划。

(2) 杆塔规划的成果。经综合经济技术分析,杆塔荷载条件规划见表 7.4-30~表 7.4-32。

表 7.4-30 平地及丘陵段猫头型直线塔杆塔荷载条件

塔 型	转角度数	呼 高 (m)	水平档距 (m)	垂直档距 (m)	档距范围 (m)	备 注
ZMP(Q)1	0	45~57	460	600	200~700	
ZMP(Q)2	0	51~60 (63~69)	530	650	300~700	63~69m 缩档验算
ZMP(Q)2I	0	51~66 (69~75)	570	700	300~800	转角及 69~75m 缩档验算
ZMP(Q)3	0~3°	51~66 (69~78)	630	800	300~800	转角及 69~78m 缩档验算
ZMP(Q)3I	0~3°	51~72 (75~81)	690	850	300~800	转角及 75~81m 缩档验算
ZMP(Q)4		51~87	750	850	300~800	
ZMP(Q)J	3°~10°	48~57	500	700	400~550	

表 7.4-31 山区段酒杯型直线塔杆塔荷载条件

塔 型	转角度数	呼 高 (m)	水平档距 (m)	垂直档距 (m)	档距范围 (m)	备 注
ZBS1	0	45~60	460	650	200~700	
ZBS2	0	45~63 (66~81)	560	800	200~900	66~81m 高缩档 验算
ZBS3	0~3°	45~63 (66~78)	650	1000	200~1050	转角及 66~78m 缩档验算
ZBS4	0	45~69	750	1100	250~1000	
ZBS5	0	45~66	1000	1550	500~1100	
ZBSJ	3°~10°	51~57	550	700	300~650	

表 7.4-32 平丘及山区地段耐张塔杆塔荷载条件

塔 型	转角度数	呼 高 (m)	水平档距 (m)	垂直档距 (m)	代表档距 (m)	备 注
JTP(S)1	0~20°	36~45	550	800	350~650	
JTP(S)2	20°~40°	36~45	550	800	350~650	
JTP(S)3	40°~70°	36~45	550	800	350~650	
JTP(S)4	0~70°	48~54	550	800	350~650	
JDT1	0~60°终端	45~60	400	500	0~500	

4.10 杆塔荷载

1000kV 特高压输电线路是迄今为止世界上最高电压等级的交流输电线路,电压等级由 500kV 升到 1000kV 后,线路杆塔的尺寸、负荷发生了质的变化。合理确定杆塔荷载条件及其组合,直接关系到线路的安全性和经济性。

4.10.1 结构重要性系数

结构构件可靠度与结构重要性系数和荷载重现期相关。按 GB 50068—2001《建筑结构可靠度设计统一标准》规定,一般取 0.9、1.0、1.1 三个值,考虑到 1000kV 线路的重要性,杆塔结构重要性系数  $\gamma_0$  取 1.1。

4.10.2 正常运行风荷载

特高压线路与超高压线路杆塔上作用的荷载种类基本相同,主要包括塔身风荷载、导地线风荷载、导地线张力、导

地线自重和冰重、杆塔自重等。导地线及杆塔的自重荷载、覆冰荷载的计算原则和方法与超高压线路相同。由于特高压线路的重要性,设计风速重现期有所提高,另外由于导地线架设高度较高,其风荷载相应加大。

1000kV 特高压交流线路风的基准高度与 GB 50009—2001《建筑结构荷载规范》一致,取 10m 高作为基准高度。风压高度变化系数  $\mu_z$  也按该规程的规定取值。

设计基准风速应以规定重现期内的统计风速为依据来进行选取,本工程 1000kV 线路设计风速取值:平丘地区 27m/s,山区 30m/s,相应的可靠度指标均能达到 3.7。

#### 4.10.3 直线塔纵向荷载

当输电线路电线断线或气象条件改变(不均匀覆冰、脱冰)时,由于档距、高差的不同,均能产生不平衡张力,在直线杆塔上表现为纵向荷载。对于本工程而言,因为没有重冰区,不均匀覆冰或脱冰产生的不平衡张力不是很大,直线塔纵向荷载主要产生于断线事故。

1000kV 线路导线的纵向不平衡张力,对平地、丘陵及山地线路,分别取不小于一相导线最大使用张力的 15%、20%及 25%;地线取其最大使用张力的 50%。

#### 4.10.4 耐张塔断线荷载

耐张塔断线荷载的规定主要用于限制耐张段内的事故扩大,从我国现有各电压等级线路实际运行情况来看,按现行规程设计的耐张塔能够满足要求,因此 1000kV 线路耐张塔的断线荷载仍沿用我国现行规程。即:断线情况时,导线和地线的张力取其最大使用张力的 70%及 80%。

(1) 起吊倍数。本工程导线采用 1.5 倍起吊,地线仍采用 2 倍起吊。

(2) 附加荷载。本工程导线的附加荷载相应于 500kV 增加一倍,地线仍按 500kV 线路取值。

由于导线分裂数多,导线截面大,对 1000kV 线路耐张塔临时拉线若仍按平衡 20kN 和 5kN 计算,将会有较多的构件受安装工况的控制。安装工况只在线路安装过程中出现,安装工况控制较多的构件对杆塔结构的经济合理运行不利。但临时拉线的平衡张力受现场施工条件制约较多,提高临时拉线的平衡张力会使施工变得困难,甚至降低施工的安全

性。参照 750kV 线路,本工程对导、地线的临时拉线的平衡张力分别取 40kN 和 10kN。

### 4.11 杆塔和基础

#### 4.11.1 杆塔

(1) 塔型选择。根据沿线平地、丘陵、山区、采空区、塔高限制区等工程条件要求,分别规划了平丘地段使用的猫头型直线塔、山区段使用的酒杯型直线塔等 7 个系列塔型。

猫头型杆塔分别按平腿和全方位长短腿设计,分别用于平地及丘陵地形,设计风速 27m/s,设计覆冰 10mm。典型塔型见图 7.4-11。

酒杯型杆塔按全方位长短腿设计,用于山区地形,设计风速 30m/s,设计覆冰 10mm。典型塔型如图 7.4-12 所示。

干字型耐张塔按设计风速和地形分为适用于平地的平腿系列和适用于山地的全方位长短腿系列。典型塔型如图 7.4-13 所示。

针对采空区和塔高限制区的要求,还设计了分体式耐张塔和耐张串水平布置的门型塔等特殊塔型,典型塔型如图 7.4-14 所示。

黄河和汉江大跨越的直线跨越塔,采用酒杯型钢管塔。典型塔型如图 7.4-15 所示。

(2) 杆塔主要设计原则。除了上述已涉及的设计原则外,还遵循了下列主要原则:

1) 杆塔风荷载调整系数,按照随机振动理论计算,但不应小于 DL/T 5154—2002《架空送电线路杆塔结构设计技术规定》规定;导地线风荷载系数取 1.2(与风速无关)。

2) 导地线安装按 1.5 倍起吊,施工附加荷载导线直线塔取 8kN、耐张塔取 12kN、地线取 2kN。

3) 耐张塔施工临时拉线平衡张力导、地线分别取 40kN 和 10kN。

4) 其他荷载取值、工况及组合按 DL/T 5092—1999《110kV~500kV 架空送电线路设计技术规程》和 DL/T 5154—2002《架空送电线路杆塔结构设计技术规定》执行。

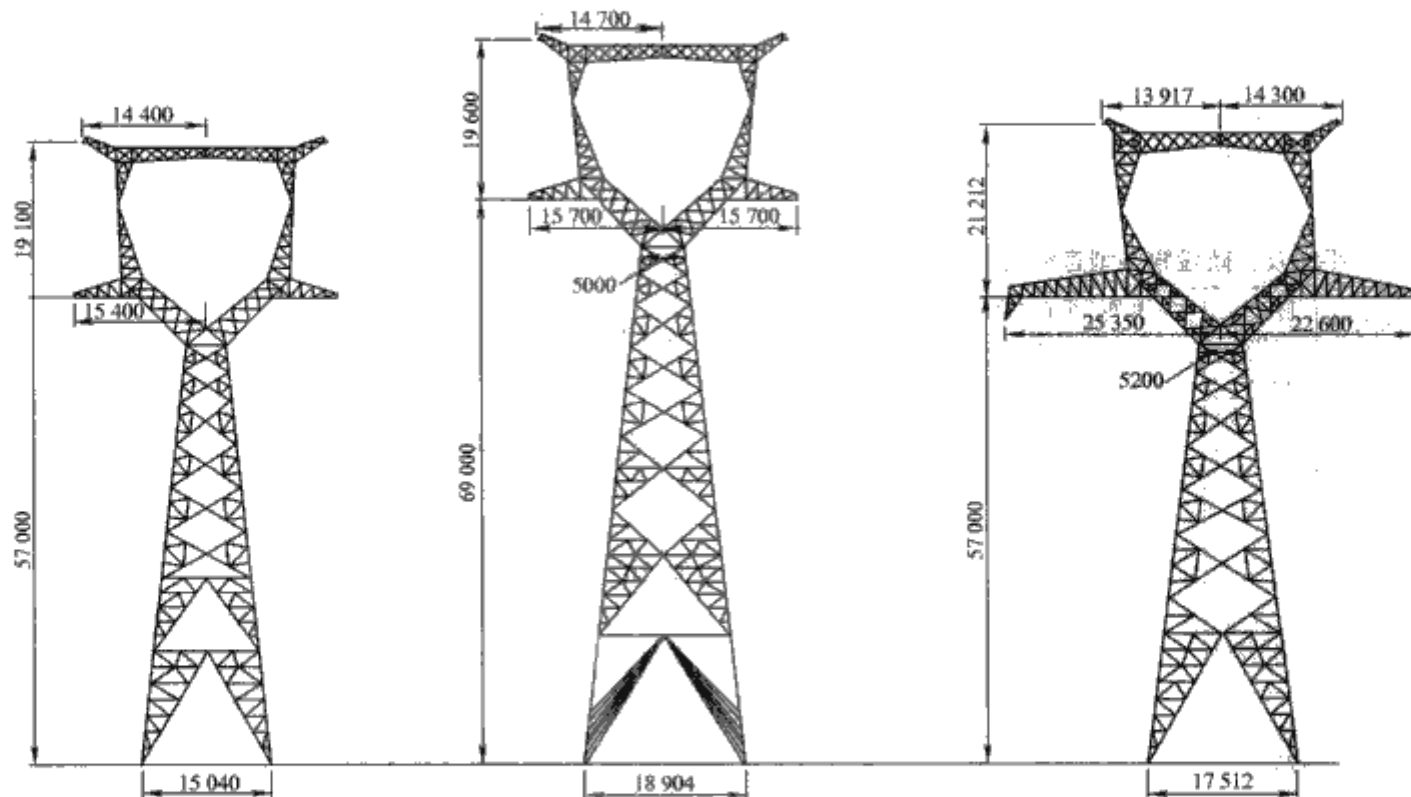


图 7.4-11 猫头型直线塔



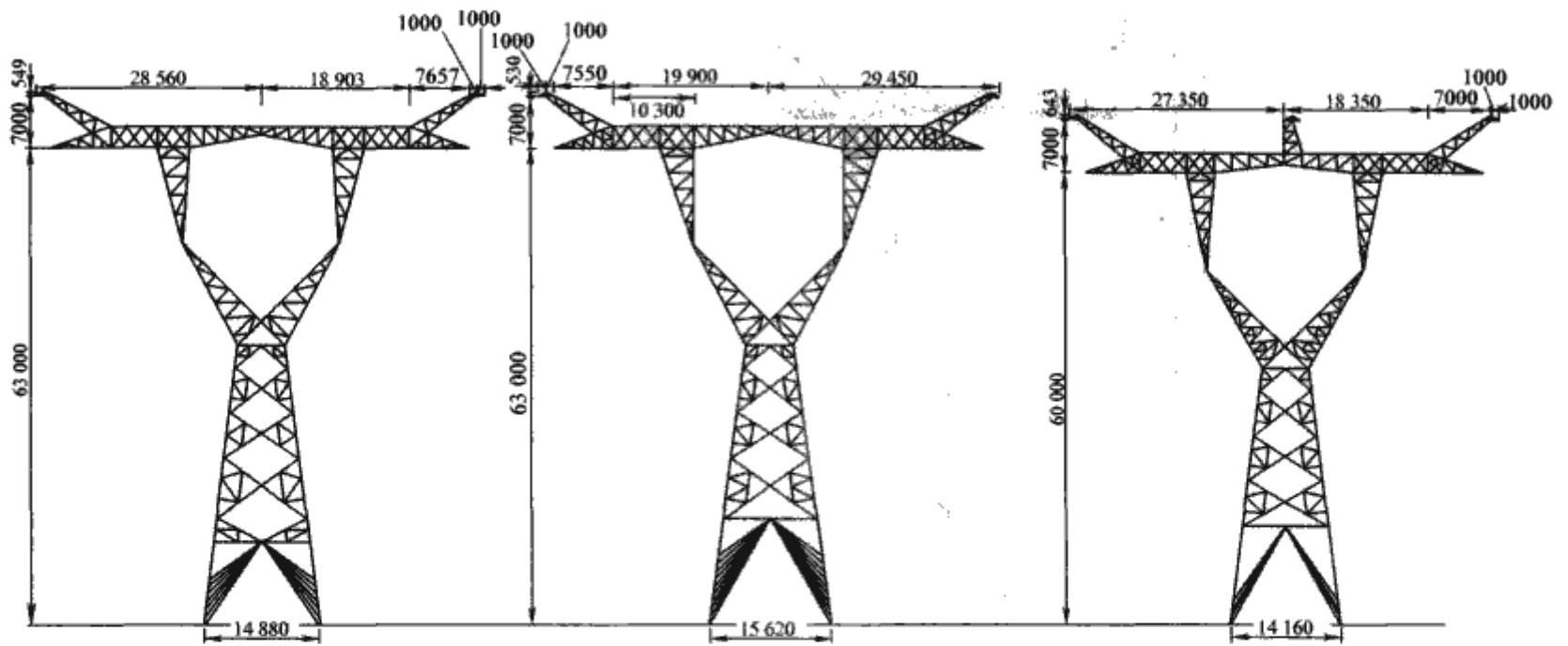


图 7.4-12 酒杯型杆塔

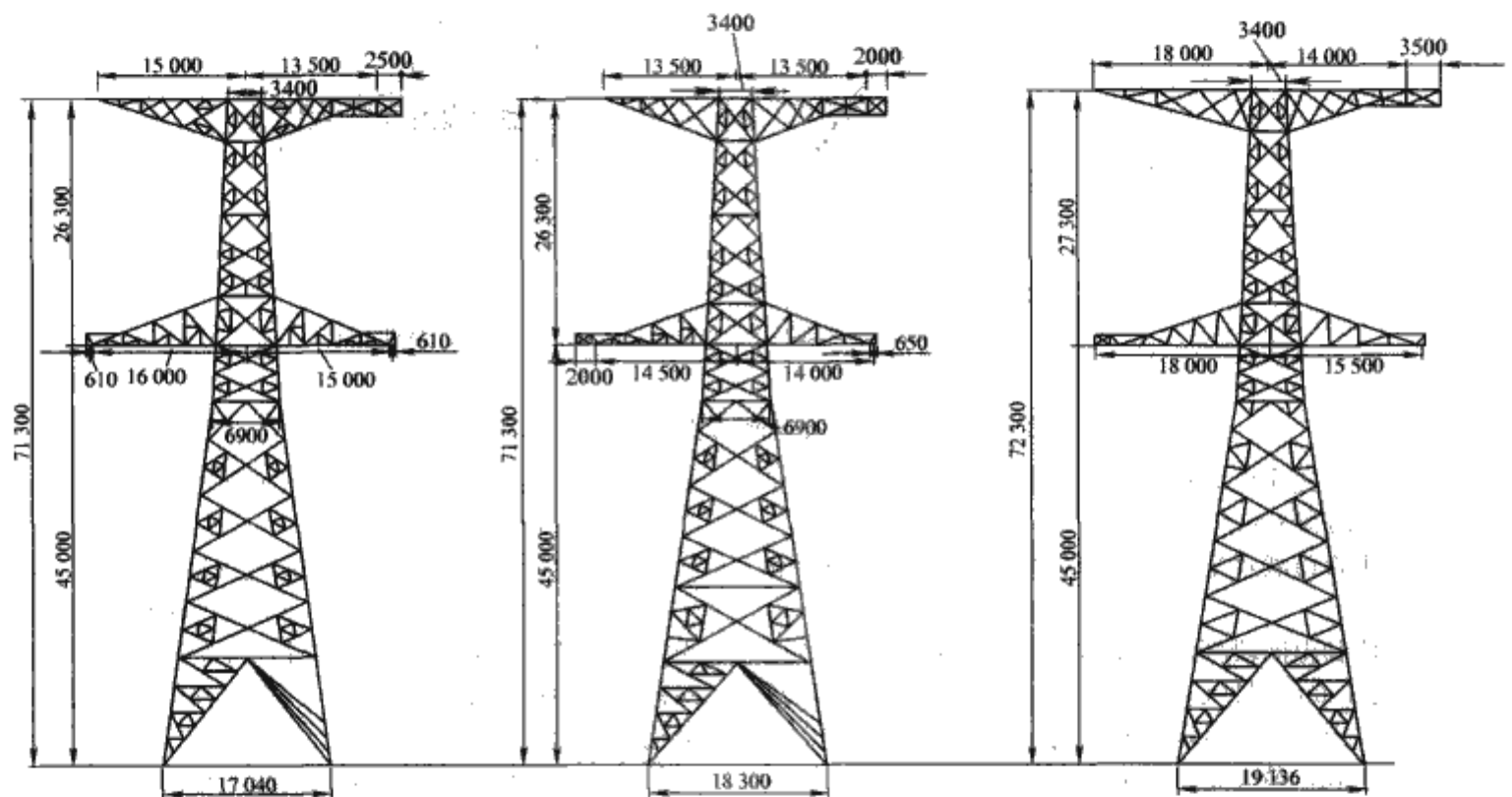


图 7.4-13 干字型耐张塔

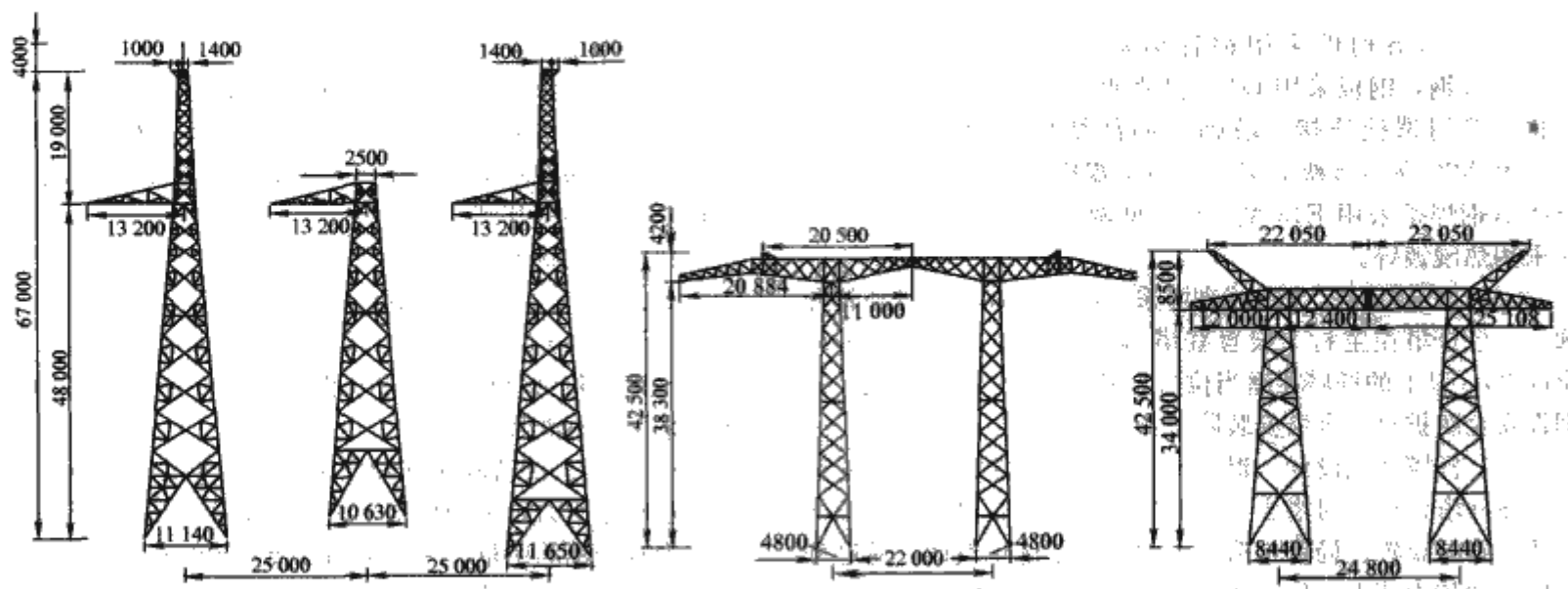


图 7.4-14 分体式耐张塔和耐张串水平布置的门型塔

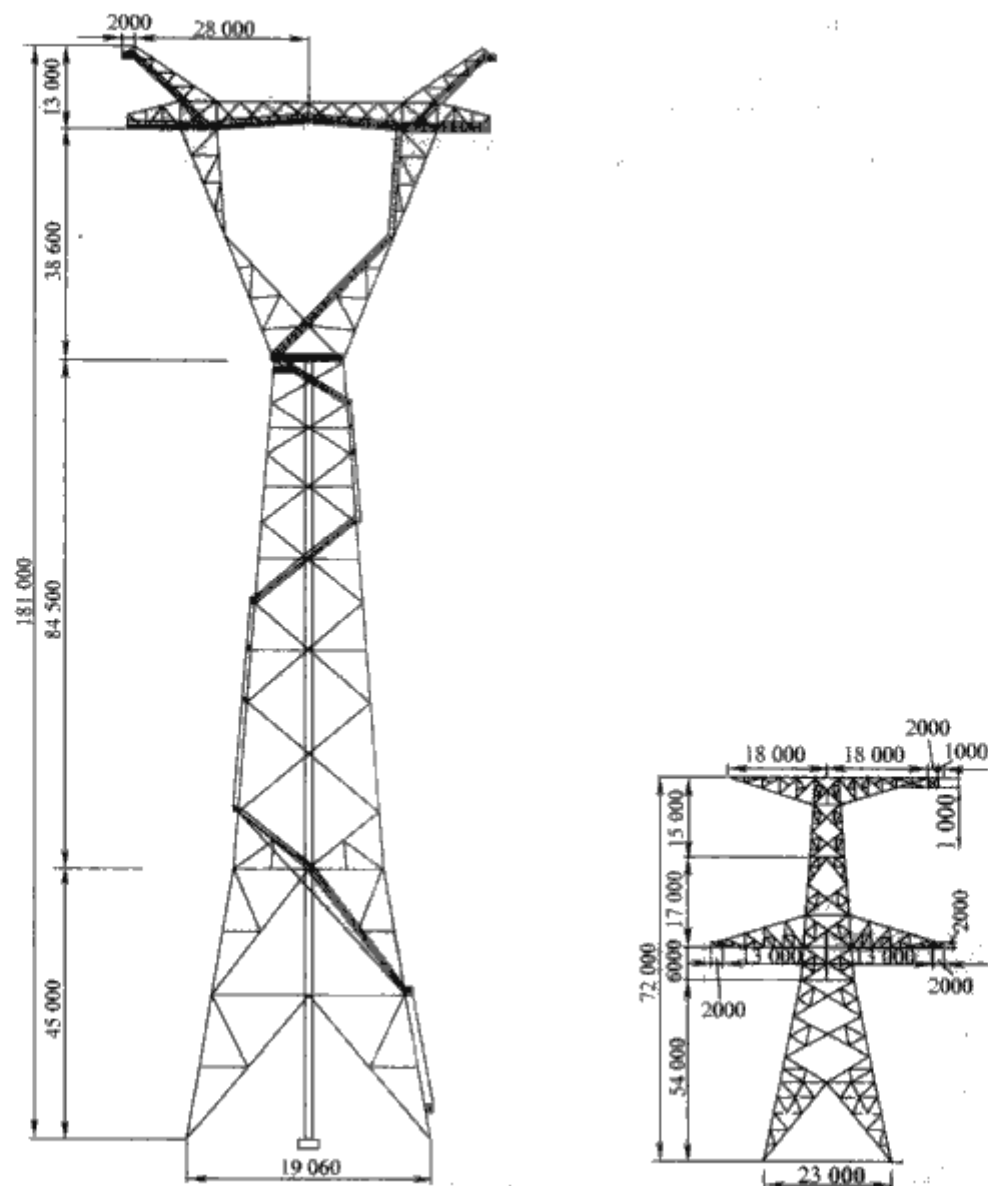


图 7.4-15 黄河和汉江大跨越的直线跨越塔 (酒杯型钢管塔)

5) 杆塔计算按满应力程序计算 (不考虑非线性), 杆塔挡风面积根据实际情况统计。

6) 最小垂直荷载水平档距按照铁塔规划的水平档距和  $K_v$  系数考虑。

7) 丘陵段和山区段杆塔按全方位长短腿设计。丘陵段直线塔级差为 1.0m、最大高差 6m, 耐张塔级差 1.5m, 最大高差 6.0m; 山区段直线塔级差 1.0m, 最大高差 9~12m; 耐张塔级差 1.5m, 最大高差 9m。

8) 登塔设施尽量不影响塔头尺寸。

(3) 材料选用。一般线路杆塔构件均采用热轧等肢角钢, 其材质为 Q420B 高强度钢、Q345B 和 Q235B 级钢, 大跨越直线跨越塔构件采用钢管结构, 其材质为 Q345B 和 Q235B 级钢, 钢板采用 Q420 高强度钢、Q345、Q235 钢; 杆塔构件采用螺栓连接, 塔脚及局部结构采用焊接, 螺栓 M16 和 M20 为 6.8 级、M24 及以上规格为 8.8 级; Q235B、Q345B 钢焊条采用 E43 型、E50 型两种焊条。杆塔构件防腐采用热浸镀锌。

(4) 登塔措施。大跨越高塔采用可移动式攀爬机和斜爬梯。一般杆塔在主材上设置登塔脚钉, 间距 400~450mm。全高 80m 以上的杆塔在适当位置设置 2~3 个休息平台, 外围设安全防护栏。全塔安装防坠落装置。

(5) 杆塔优化设计。根据 1000kV 输电线路荷载大的特点, 在杆塔设计时对塔头布置、塔身坡度、瓶口宽度、根开尺寸、斜材布置、局部构造等方面进行了优化设计, 通过分析塔身的传力特点, 比较不同布置和几何尺寸的塔身方案, 合理布置主斜材和辅助材的支撑形式, 使得主斜材的选用规

格接近经济长细比, 进一步降低了杆塔单基耗钢量。

#### 4.11.2 基础

(1) 设计原则。基础设计要做到经济适用、保护环境、方便施工。我国已建成的数万公里超高压输电线路运行经验表明, 现有的输电线路基础设计标准所规定的设计原则可以保证线路的长期安全可靠运行。本工程仍采用我国现行的输电线路基础设计原则。

(2) 基础型式。在基础方案选择时, 遵循下面的原则:

1) 结合工程地形、地质特点及运输条件, 综合分析比较, 选择适宜的基础型式, 充分发挥每种基础型式的特点。

2) 在安全、可靠的前提下, 尽量做到经济、环保, 减少施工对环境的破坏。

3) 对不良地基, 提出特殊的基础型式和处理措施。

工程采用的基础型式为: 岩石嵌固式基础、全掏挖基础、现浇阶梯型基础、斜柱插入式基础、柔性大板基础、灌注桩基础、联合基础。

(3) 基础材料。

1) 混凝土。所有基础型式除钻孔灌注桩采用 C25 混凝土外, 均采用 C20 混凝土。保护帽采用 C10 混凝土, 岩石嵌固基础的防风化层采用 C10 混凝土。垫层采用 C10 混凝土或采用碎石灌浆垫层。

2) 钢材。因特高压基础作用力远大于普通 500kV 线路工程基础作用力, 采用传统 I 级光面钢筋将使配筋量显著增大, 为减少钢筋用量, 主筋采用 II 级月牙纹钢筋, 箍筋采用 I 级钢筋。地脚螺栓根据需要采用 Q235 钢、35 号优质碳素钢、45 号优质碳素钢。



# 第 5 章 交流特高压设备选择及参数

## 1 特高压开关设备

特高压开关设备分为敞开式开关设备（AIS）和 SF<sub>6</sub> 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）两大类。AIS 主要包括断路器、隔离开关、接地开关等；GIS 由断路器、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、避雷器、母线作为元件组合而成，并且封闭在充有 SF<sub>6</sub> 气体的接地金属壳体内。H-GIS 即不包含气体绝缘母线的 GIS。

GIS 总投资与 AIS 总投资的比例随电压等级的提高而相对降低。在特高压领域，综合考虑电网的可靠性及投资成本，选用 GIS 或 H-GIS 更加合理，因此我国的特高压试验示范工程选用了三相分箱型 GIS 及 H-GIS。

在特高压 GIS 或 H-GIS 中，可操作元件断路器和隔离开关可能需要加装分、合闸电阻以限制操作过电压和特快速瞬态过电压，其余的元件与高压产品并无性能上的区别。另外，根据系统消除潜供电弧的需要，还可以采用高速接地开关。

### 1.1 特高压断路器

特高压断路器是特高压输电系统中的控制和保护设备，是特高压开关设备中最主要、最复杂的设备，它能够关合、承载和开断正常回路条件下的电流，并能在规定条件下关合、承载和开断异常回路条件（如短路条件）下的电流。

#### 1.1.1 特高压断路器的特点

（1）电压等级高，绝缘水平高。特高压断路器是目前世界上电压等级最高，绝缘水平最高的断路器。苏联的断路器额定电压为 1200kV，意大利的断路器额定电压为 1050kV，中国、日本的断路器额定电压为 1100kV。特高压断路器绝缘水平之高是前所未有的，其中正式投入商业运行的我国特

高压断路器基础绝缘水平为：短时工频耐受电压 1100kV，雷电冲击耐受电压 2400kV，操作冲击耐受电压 1800kV。

（2）尺寸大、体积大、质量重，制造、安装难度大。由于特高压断路器电压等级高，绝缘水平高，所以其尺寸大、体积大、质量重，制造难度大，安装难度大。

特高压断路器中采用了很多大型壳体、大直径超长导体，其中壳体直径可达 1.8m，长度可达 7m 以上，单件质量可达十几吨，而且精度要求极高，制造难度极大，给安装工作带来很大的不便。

（3）操作功大。特高压断路器电压等级高，开断容量大，所需操作功相应增大。目前，特高压断路器所配操动机构的操作功最大已达 36kJ。

#### 1.1.2 国内外特高压断路器

特高压断路器的发展历史已有二十多年，结构有瓷柱式、罐式等形式。其中苏联采用 10 断口瓷柱式压缩空气绝缘断路器；意大利采用 4 断口罐式六氟化硫气体绝缘断路器；日本采用 2 断口罐式六氟化硫气体绝缘断路器，用于 GIS 中；我国采用 2 或 4 断口罐式六氟化硫气体绝缘断路器，用于 GIS 中。

各国采用的特高压断路器各有特点。苏联的产品受当时高压电器产品发展水平影响，采用了空气绝缘、断口数多的瓷柱式空气断路器，现在看来已没有太大的使用价值，但其开创了采用特高压实现远距离输电的先河，为后来特高压断路器的发展提供了一个良好的开端。意大利、日本研发了六氟化硫绝缘的特高压断路器，进行了大量的试验和研究工作，进一步发展了该项技术。我国 2006 年开始研发特高压断路器，使该项技术再次得到快速提升，目前，我国的特高压断路器已经投入商业运行。

国内外特高压断路器的主要参数对比见表 7.5-1。

表 7.5-1		特高压断路器的主要参数					
生产厂		西开/沈高/平高	东芝	三菱	日立	—	—
生产厂所在国家		中国	日本	日本	日本	苏联	意大利
产品类型		GIS	GIS	GIS	GIS	GCB	GCB
额定电压（kV）		1100	1100	1100	1100	1200	1050
额定电流（A）		5000/6300	2000/8000	8000	8000	4000	—
额定短路开断电流（kA）		50	50	50	50	50	63
额定短路关合电流（kA）		135	125	125	125	125	160
断路器每极断口数		4/2	2	2	2	10	4
额定工频耐受电压（kV）	对地	1100	1100	1100	1100	1150	910
额定雷电冲击耐受电压（kV）	对地	2400	2250	2250	2250	2900	2250
额定操作冲击耐受电压（kV）	对地	1800	1550	1550	1550	2100	1675
断路器所配机构		液压机构	液压机构	液压机构	液压机构	气动机构	液压机构

注 1. 日本于 20 世纪 90 年代中期建成特高压试验线路，三家日本公司各有一相产品在试验站进行长期带电模拟试验，未进行商业运行。  
 2. 苏联特高压试验线路于 20 世纪 80 年代建成，1991 年后降压至 500kV 运行。  
 3. 意大利于 20 世纪 80 年代末建成特高压试验线路，一直未投入运行。  
 4. 我国的 1000kV 特高压试验示范线路 2009 年 1 月 6 日投入运行。  
 5. 西开指西安西电开关电气有限公司，平高指河南平高电气股份有限公司，沈高指新东北电气（沈阳）高压开关有限公司。

图 7.5-1 为某种特高压 GIS 中的 4 断口断路器结构图。该断路器灭弧室采用 4 断口串联结构，灭弧室与并联合闸电阻采用并联分列式结构，布置在各自独立的壳体中，合闸电阻投切开关采用了“合后即分”的设计原理，灭弧室与合闸电阻投切开关由一台液压机构驱动。该断路器开断能力强，绝缘裕度大，各项技术参数较高。该断路器采用全铝壳体，质量轻，涡流损耗几乎可以忽略。

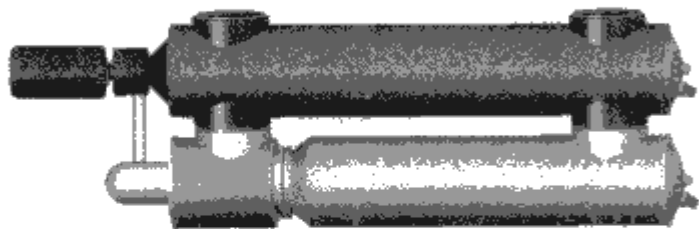


图 7.5-1 4 断口断路器结构图

图 7.5-2 为特高压 GIS 中带合闸电阻的双断口断路器结构图。该断路器灭弧室采用 2 断口串联结构，灭弧室与并联合闸电阻布置在同一气室中，占地面积较小，灭弧室与合闸电阻投切开关由一台液压机构驱动。该断路器开断能力强，各项技术参数较高，采用碳钢与不锈钢拼焊壳体，有效限制了涡流损耗。

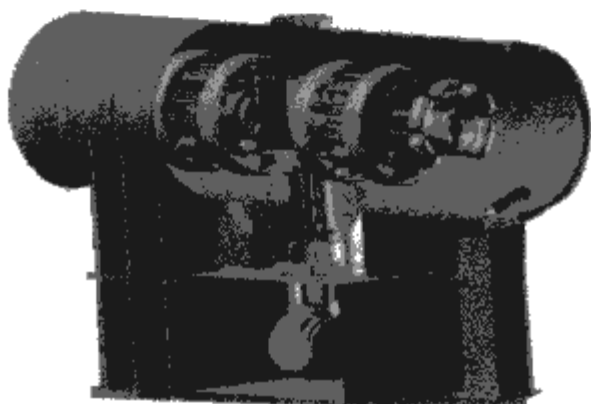


图 7.5-2 带合闸电阻的双断口断路器结构图

## 1.2 特高压隔离开关

特高压隔离开关在特高压输电系统中的主要作用是使带电设备和不带电设备相互隔离。它能够承载正常回路条件下的电流，并能在规定条件下承载异常回路条件（如短路条件）下的电流，在规定条件下倒换母线，分合空载线路。

### 1.2.1 敞开式特高压隔离开关

最初的敞开式特高压隔离开关（见图 7.5-3）由苏联设



图 7.5-3 苏联的特高压隔离开关

计、制造和使用，结构较为复杂。目前的敞开式隔离开关已经有了长足的发展，设计更为合理，结构更加简单，技术参数高，可靠性好。

特高压隔离开关主要有三柱水平翻转式、双柱垂直开断式，分别如图 7.5-4、图 7.5-5 所示。

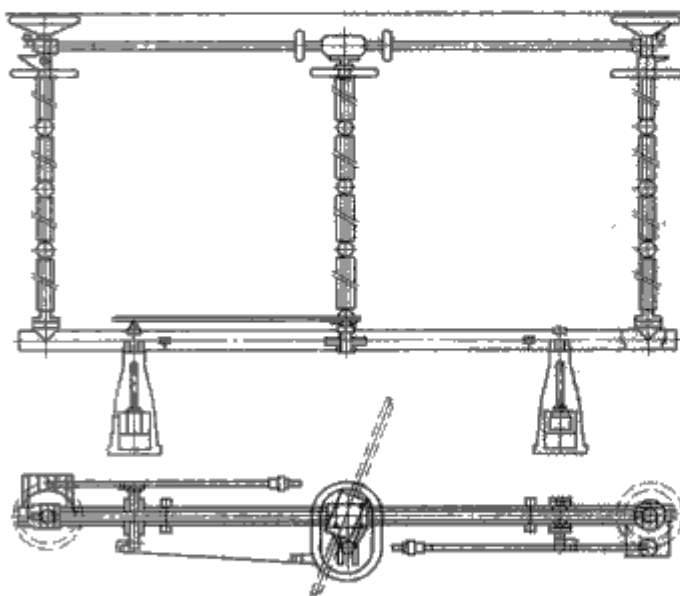
### 1.2.2 GIS 中带分合闸电阻的隔离开关

GIS 中的隔离开关，由于分合的速度较慢，在六氟化硫气体中经常会因发生重燃而产生特快速瞬态过电压（VF-TO）。这种过电压振荡频率极高、波前极陡，亦称为陡波前过电压。其过电压幅值一般不超过 2.0 倍，有时可达 2.5 倍，但因为频率高且过电压波头上升的陡度大，无间隙的金属氧化物避雷器也很难保护，对连接在 GIS 母线上带绕组设备（如变压器）的匝间绝缘非常不利；另外还可能造成对变电站控制、保护和其他二次设备的电磁干扰；还可能导致 GIS 的内部绝缘击穿。为了降低这种威胁，在特高压 GIS 的隔离开关上加了分合闸电阻。计算表明，加装分合闸电阻后，可有效降低操作过电压的陡度和幅值。这种隔离开关的原理如图 7.5-6 所示。

从图 7.5-6 中可以看到，电阻安装在隔离开关的静触头侧，开关在分闸过程中，在动触头与静触头之间产生电弧，静触头侧的电阻自然就串联到回路中，减少了重击穿次数，也就降低了特快速瞬态过电压的倍数。合闸时的次序相反，电阻也是在触头完全关合前接入，减少了预击穿的次数。图 7.5-7 为特高压 GIS 中一种带电阻的隔离开关的内部结构示意图。



图 7.5-4 三柱水平翻转式特高压隔离开关示意图





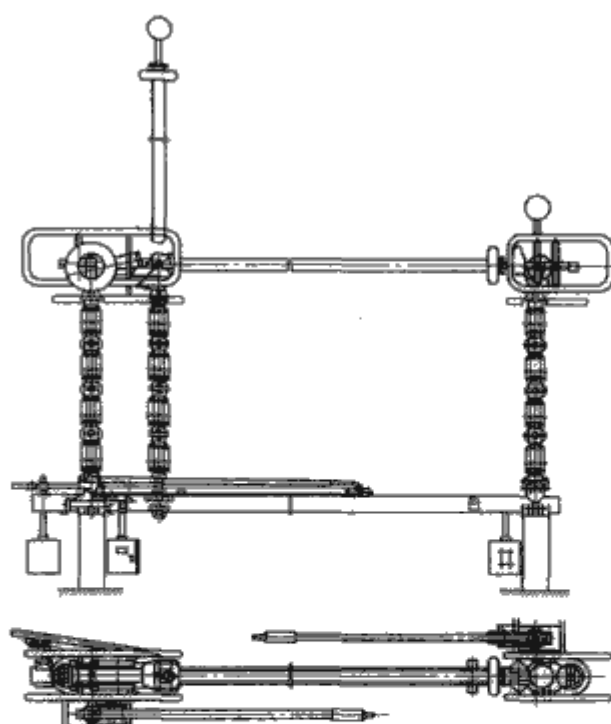


图 7.5-5 两柱垂直开启式特高压隔离开关示意图

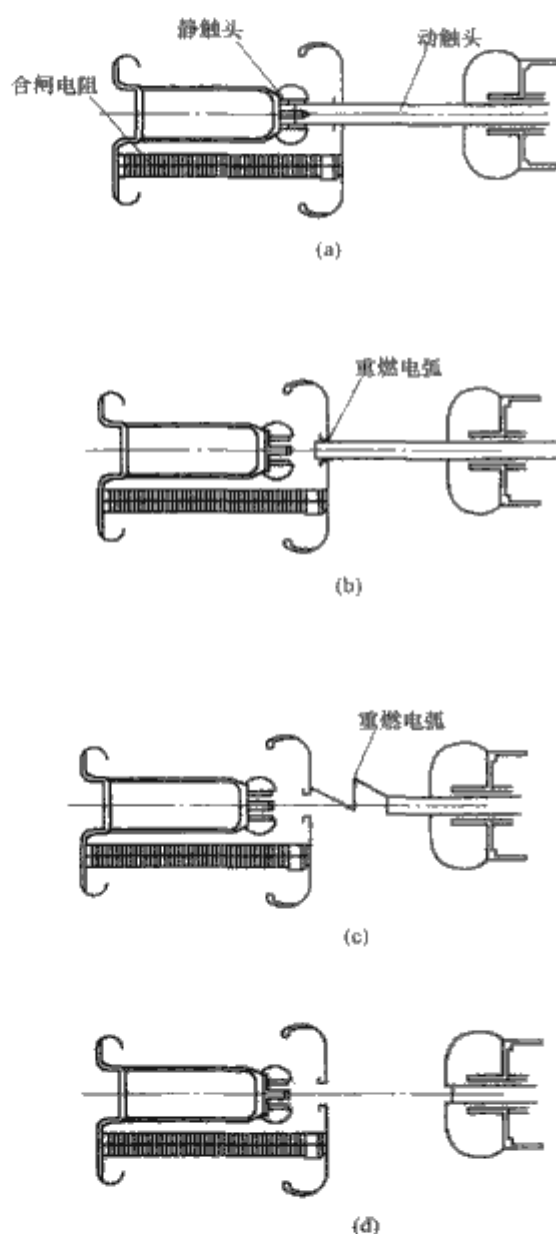


图 7.5-6 在分、合时串入电阻的  
隔离开关动作原理

(a) 合闸状态；(b) 开断过程中的状态 1；  
(c) 开断过程中的状态 2；(d) 开断状态

### 1.2.3 GIS 中不带分合闸电阻的隔离开关

特高压 GIS 中也有不带分合闸电阻的隔离开关。

图 7.5-8 为特高压 GIS 中一种不带电阻的隔离开关的内

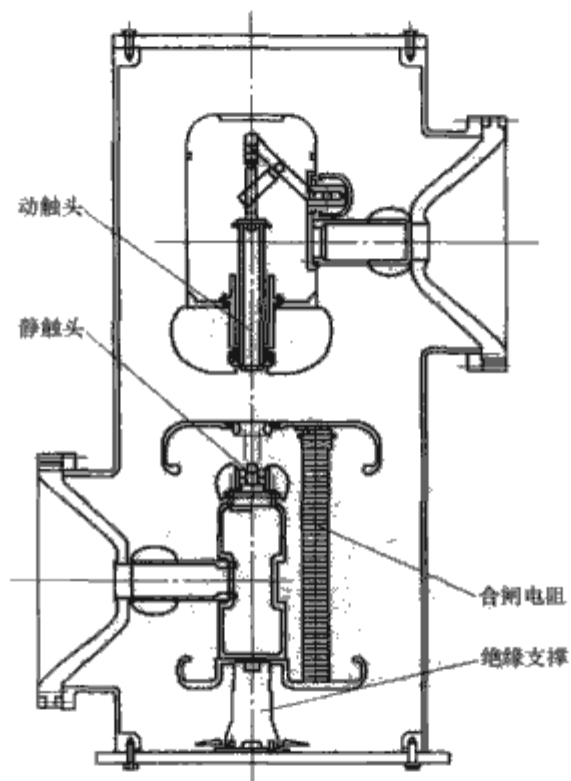


图 7.5-7 特高压 GIS 中一种带电阻的  
隔离开关的内部结构示意图

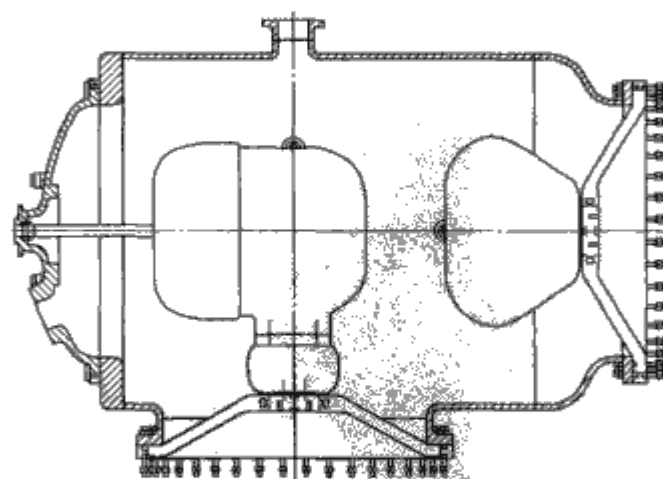


图 7.5-8 特高压 GIS 中一种不带电阻的  
隔离开关的内部结构示意图

部结构示意图。这种不带电阻的隔离开关结构比较简单，体积小，质量轻。

1.2.4 特高压 GIS 用隔离开关的技术参数见表 7.5-2。

表 7.5-2 特高压 GIS 用隔离开关的技术参数

参 数		日本	意大利	中国
额定电压 (kV)		1100	1050	1100
额定电流 (kA)		8000	6000	6300/8000
试验电压	雷电冲击 (对地, kV)	2250	2250	2400
	雷电冲击 (断口, kV)	—	2250 (+606)	2400 (+900)
	操作冲击 (对地, kV)	1550	1675	1800
	操作冲击 (断口, kV)	—	1675 (+606)	1675 (+900)
	工频 (kV)	1100	910	1100
	工频 (断口, kV)	—	—	1100 (+635)
操动机构形式		电动弹 簧机构	电动弹 簧机构	电动机 /电动弹 簧机构

1.3 特高压接地开关

1.3.1 敞开式特高压接地开关

敞开式特高压接地开关可以与敞开式特高压隔离开关配合使用，也可以单独使用，其结构多为垂直伸缩式。图 7.5-9 为一种敞开式特高压接地开关的试验照片。



图 7.5-9 一种敞开式特高压接地开关

1.3.2 GIS 用特高压接地开关

GIS 用特高压接地开关可以与 GIS 用特高压隔离开关配合使用，也可以单独使用。图 7.5-10 为一种 GIS 用特高压接地开关的结构示意图。

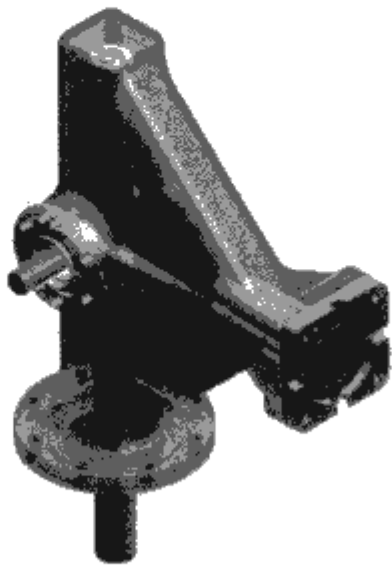


图 7.5-10 一种 GIS 用特高压接地开关

1.3.3 特高压快速接地开关

图 7.5-11 为一种 GIS 用特高压快速接地开关结构示意图。与检修接地开关相比，快速接地开关应能关合额定短路电流，开合感应电流。表 7.5-3 给出了特高压快速接地开关可能的感应电流和电压值。

表 7.5-3 特高压 GIS 用隔离开关的技术参数

电磁耦合		静电耦合	
额定感应电流	额定感应电压	额定感应电流	额定感应电压
360A	30kV	50A	180kV

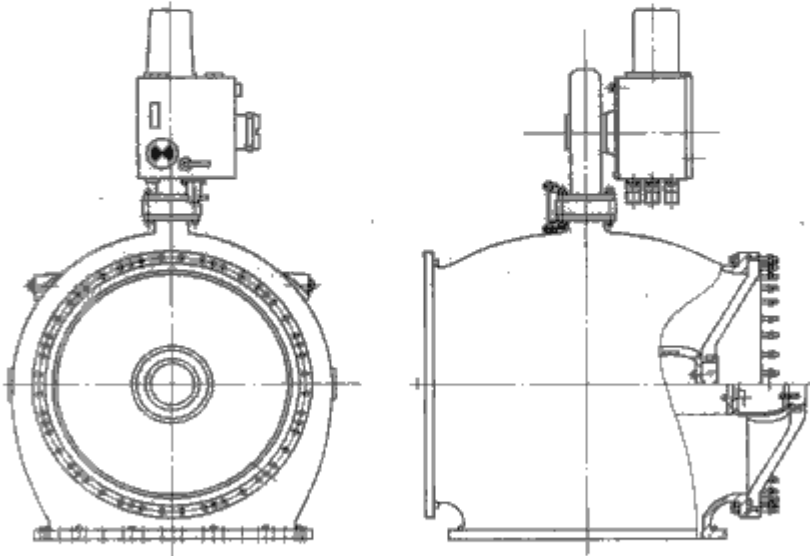


图 7.5-11 一种 GIS 用特高压快速接地开关

1.3.4 高速接地开关

高速接地开关 (High Speed Earthing Switch, 简称 HSES) (见图 7.5-12) 的作用是帮助熄灭潜供电弧。在特高压线路上，当其中一相发生对地故障后，故障相两端的断路器会立即跳开，这时由于健全相的影响，故障相中的电流 (潜供电流) 仍可能维持故障点的电弧 (潜供电弧) 在两端断路器自动重合闸之前不熄灭，这样将导致重合闸失败。为解决这一问题，可以设置高压电抗器和中性点接地电抗器，来减小潜供电流；也可增设高速接地开关。我国和苏联的特高压系统采用设置高压电抗器和中性点接地电抗器的方法，日本采用装设高速接地开关的方法。

高速接地开关与单相重合闸的过程如下 (见图 7.5-13)。

- (1) 接地故障发生后故障点产生故障电弧。
- (2) 故障相两端的断路器断开，但故障点仍存在由其他两健全相对故障相耦合产生的潜供电流，使故障点电弧无法自然熄灭。
- (3) 故障相两端的高速接地开关闭合，将故障相接地，潜供电弧熄灭。

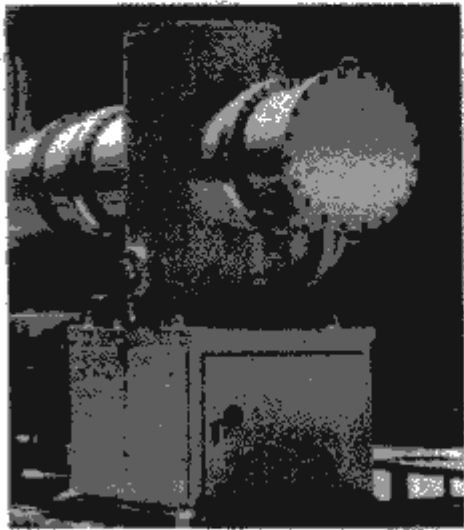


图 7.5-12 高速接地开关



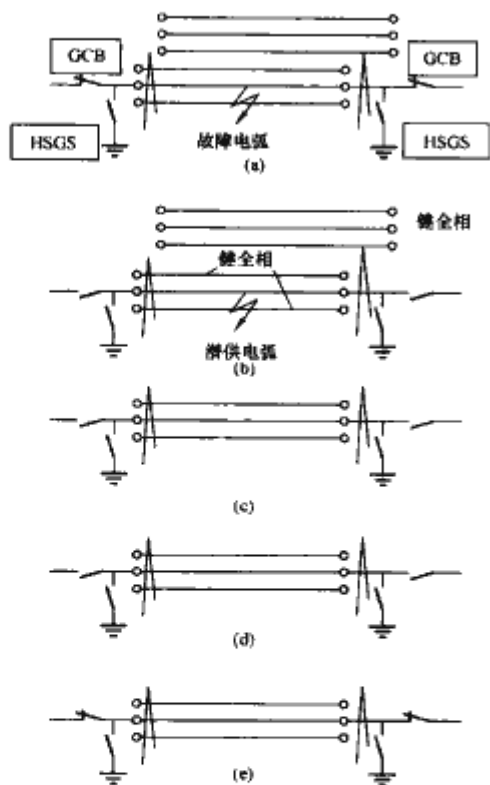


图 7.5-13 高速接地开关与单相重合闸的过程  
(a) 发生故障；(b) GCB 开断；(c) HSGS 合闸；  
(d) HSGS 分闸；(e) GCB 重合闸

- (4) 故障相两端的快速接地开关打开。
- (5) 成功重合闸，重新送电。

由于重合闸的重合时间是在 1s，所以潜供电弧要在 1s 内熄灭，因而就需要高速接地开关具有很高的速度。

我国的特高压试验示范工程不采用高速接地开关。

#### 1.4 特高压 GIS 典型接线方式

特高压 GIS 或 H-GIS 一般采用 3/2 断路器或 2 断路器的主接线形式。

图 7.5-14 为一种特高压 GIS 双断路器接线平面布置图。图 7.5-15 为一种特高压 GIS 3/2 断路器接线平面布置图。图

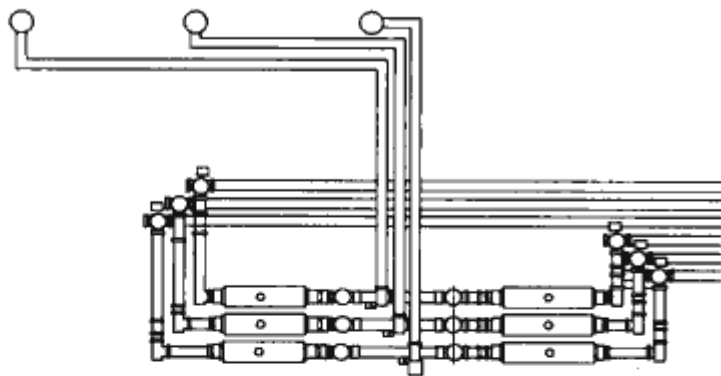


图 7.5-14 一种特高压 GIS 典型双断路器布置方式

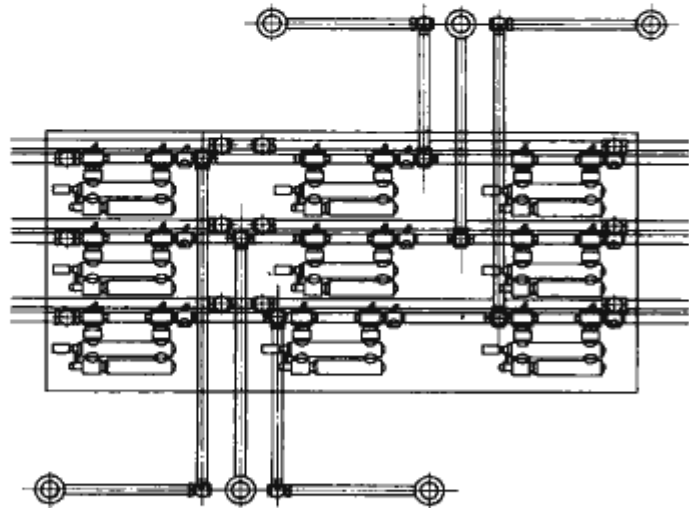


图 7.5-15 一种特高压 GIS3/2 断路器接线平面布置图

7.5-16 为一种特高压 H-GIS 双断路器接线平面布置图。

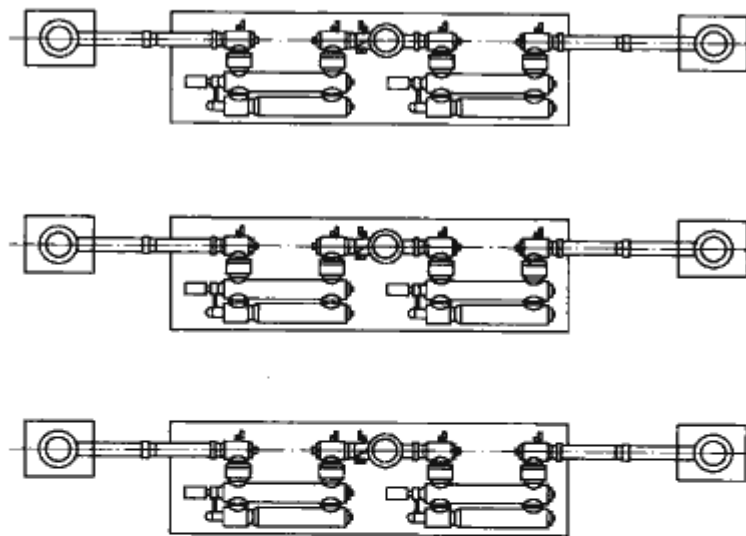


图 7.5-16 一种特高压 H-GIS 双断路器接线平面布置图

## 2 特高压变压器

1000kV 特高压交流变压器是交流特高压输电网络中的关键设备之一。它的成功开发和试制将为建设全国性输电网络，实现跨区域、远距离、大容量的能源输送提供有效保障。经过多年的技术引进、科研攻关和经验积累，国内主要变压器生产厂家对 500kV 及以下变压器的设计制造技术已基本成熟。随着西北地区 750kV 电网用 750kV 变压器的成功试制，国内变压器的设计制造技术正在向新的高度发展，已具备了研发 1000kV 交流特高压变压器的能力。

下面对 1000kV 交流特高压变压器的主要参数和结构要点作简单介绍。

### 2.1 电压组合和绝缘配合

根据多年的研究和论证，在参考日本、意大利、苏联等国既有经验的基础上确定了 1000kV 交流特高压变压器的工作电压和试验电压，如下：

- 1000kV 侧额定工作电压， $1050/\sqrt{3}$ kV。
- 系统最高工作电压，1100kV。
- 额定雷电冲击全波试验电压，2250kV。
- 额定雷电冲击截波试验电压，2400kV。
- 额定操作冲击冲击试验电压，1800kV。
- 额定短时工频试验电压，1100kV (5min)。

值得注意的是，随着电压等级的提高，产品试验电压特别是工频试验电压与工作电压的倍数在不断降低，见表 7.5-4。

表 7.5-4 工频试验电压与工作电压的倍数

电压等级 (kV)	220	500	750	1000
绕组最高工作电压 (kV)	$252/\sqrt{3}$	$550/\sqrt{3}$	$800/\sqrt{3}$	$1100/\sqrt{3}$
工频试验电压 (kV)	395	680	900	1100
工频试验电压倍数	2.83	2.14	1.86	1.73

因此，对于特高压变压器要特别注意考核产品在长期运行电压下的绝缘稳定性。为了达到这一目的，确定特高压变压器的 1000kV 线端的工频试验电压为 1100kV (5min，不进行频率换算)。在长时感应电压 (ACLD) 试验中进行考核，并监视局部放电。施加试验电压的时间顺序为：在不大于  $U_2/3$  的电压下接通电源；上升到  $U_3$ ，保持 5min；上升到  $U_2$ ，保持 5min；上升到  $U_1$ ，持续试验时间 5min；试验

后立刻不间断地降低到  $U_2$ ，保持 60min，并测量局部放电；降低到  $U_3$ ，保持 5min；当降低到  $U_2/3$  以下时，方可切断电源。其中， $U_1 = 1100\text{kV}$ ， $U_2 = 1.5 \times 1100/\sqrt{3}\text{kV}$ ， $U_3 = 1.1 \times 1100/\sqrt{3}\text{kV}$ 。

根据系统计算和多次的论证结果，为特高压试验示范工程制造的特高压单相自耦联络变压器的额定电压组合为：高压绕组， $1050/\sqrt{3}\text{kV}$ ；中压绕组， $525/\sqrt{3}\text{kV}$ ；低压绕组， $110\text{kV}$ 。内绝缘水平见表 7.5-5、表 7.5-6。

表 7.5-5 变压器高压侧内绝缘水平

	额定工频 耐受电压 (方均根值， 5min, kV)	额定操作冲击 耐受电压 (相对地) (peak, kV)	额定雷电冲击 耐受电压 (peak, kV)	
			全波	截波
高压	1100	1800	2250	2400

表 7.5-6 变压器中、低压侧内绝缘水平

	额定短时 工频耐受电压 (方均根值， 1min, kV)	额定操作冲击 耐受电压 (相对地) (peak, kV)	额定雷电冲击 耐受电压 (peak, kV)	
			全波	截波
中压	630	1175*	1550	1675
中性点	140		325	
低压	275		650	750

\* 中压侧操作冲击耐受试验无法进行，因此用中性点支撑的短时感应耐压试验 (ACSD) 来代替。

## 2.2 变压器容量选择

对于特高压输电设备，国内外尚没有相关的标准规定。特高压输电线路的建设是为了实现远距离、大容量的能源输送，因此，在可能的情况下，其输电设备容量不宜过小，否则，投资和效益将不成比例。根据初步的估计，一条  $1000\text{kV}$  输电线路的经济输送容量应为  $5\text{GW}$  以上。因此， $1000\text{kV}$  特高压交流试验示范工程主变压器的选择容量为单相  $1000\text{MVA}$ 。将来，在制造技术和运输能力许可的条件下，逐步开发单相  $1250\text{MVA}$ 、 $1500\text{MVA}$  等更高容量的特高压输电设备。因此， $1000\text{kV}$  特高压单相主变压器的容量推荐为  $1000\text{MVA}$ 、 $1250\text{MVA}$ 、 $1500\text{MVA}$  等。

## 2.3 主要设计思路

从产品的主要参数特征上分析，由于电压等级高，绝缘强度要求高、结构复杂、工艺和试验条件要求高。因其容量大，所以产品的结构尺寸和质量都很大。其电气强度、漏磁、温升、短路强度、结构强度、噪声、运输等必须给予高度重视。根据目前的研究情况和设计制造基础，设计和生产  $1000\text{kV}$  特高压交流变压器应重点考虑以下方面。

(1) 由于特高压交流变压器电压高、高场强区域范围大，因此在进行主纵绝缘设计时，需保证足够的设计裕度。同时使用的绝缘材料和制造工艺都要与  $500\text{kV}$  变压器相对有所区别，要求和措施都要相对加强。

(2) 对于容量非常大的产品，如采用单柱套线圈的结构，则产品的高度、宽度尺寸，漏磁通密度和绕组温升都将很难控制。因此，设计时需采用两柱或三柱套线圈的结构以降低每柱容量，控制产品的运输尺寸、漏磁强度和绕组温升。同时在结构上采取适当的屏蔽措施。

(3) 两柱套线圈与三柱套线圈方案相比较，两柱结构具有器身、引线结构简单，两柱磁路对称，质量轻、经济性好等优点；三柱结构则有漏磁和温升情况较好、运输高宽尺寸较小、绝缘布置的空间相对宽松等优点，但存在三柱磁路不对称、引线结构复杂的情况。两种方案各有优缺点，应根据设备的运输条件、设计条件、生产条件等综合选择。

(4) 仅就冷却效果来说，强迫油循环导向结构的冷却效果比不导向结构的要好一些。因此，不少  $500\text{kV}$  及以下大容量变压器多为强迫油循环导向结构。但对高电压特别是电压等级高于  $500\text{kV}$  的变压器来说，还有一个问题不容忽视，就是油流带电问题。这个问题在我国 20 多年  $500\text{kV}$  变压器研究、生产的过程中，教训比较深刻，为此采取了有效的防止措施并得到了充分验证。因此，我们现在规定变压器端部绝缘  $220\text{kV}$  级以上的油流速度不得超过  $0.5\text{m/s}$ ，并取得了良好的效果。现在生产的  $500\text{kV}$  级变压器已有效控制了油流带电现象的发生。但对  $1000\text{kV}$  变压器，其端部绝缘水平达到了  $500\text{kV}$  级左右，端部绝缘距离、油流沿面长度都有所增加，油流带电问题势必更为突出。基于上述考虑，目前设计的  $1000\text{kV}$  变压器采用了强油不导向的冷却结构。在油流进入器身前进行分流，显著降低器身内的油流速度，从根本上避免油流带电问题，保证产品的安全运行。

(5) 对于中压电压为  $500\text{kV}$  级的  $1000\text{kV}$  自耦变压器，若采用高压线圈两柱串联的方式，其高端线圈的端部及其串联连线的绝缘水平将达到  $750\text{kV}$  水平，端绝缘结构将非常复杂，对于产品的安全运行是十分不利的。因此，一般选择高压线圈两柱（或三柱）并联的方式进行方案设计。

(6) 对于中压线端为  $500\text{kV}$  的  $1000\text{kV}$  自耦变压器，在中压线端调压无论是从绝缘可靠性，还是开关的选择上，都存在较大的困难。因此，采用中性点调压是一个综合起来较好的选择。但中性点调压由于是变磁通调压，也存在一些问题需给予考虑。

1) 过励磁能力。最小分接时铁心磁通密度将比额定分接时大  $5\%$  左右，将使产品的过励磁能力较线端调压的差。因此，需适当降低铁心磁通密度，控制最小分接磁通密度，以保证产品的过励磁能力。

2) 低压侧电压波动及补偿。由于中性点变磁通调压，低压侧电压将随分接位置变化而发生波动，波动范围在  $+5.5\% \sim -5\%$  之间。由于此波动，低压侧无功补偿将达不到最佳效果。对此，可以加设一个补偿变压器来控制低压电压波动，补偿后低压电压波动范围将不超过  $\pm 1\%$ 。

3) 开关及调压级差。由于  $1000\text{kV}$  特高压自耦变压器采用中性点无励磁调压，经计算，采用变磁通调压后，调压线圈的每级间电压将比线端调压的调压线圈级间电压增大接近一倍。这就导致开关级电压随之增大，同时调压线圈的级间绝缘也必须相应增加。开关级电压增大对开关的尺寸和成本有影响；调压线圈的匝绝缘加厚，将影响调压线圈的温升。经了解，采用无载调压时，采用  $\pm 2 \times 2.5\%$  与  $\pm 4 \times 1.25\%$  时开关的尺寸和成本相差不大。但出于调压线圈绝缘和散热考虑，调压线圈需按  $\pm 4 \times 1.25\%$  进行设计。若考虑有载调压，可按  $\pm 8 \times 0.625\%$  进行设计。

### 2.3.1 调压变压器与主体变压器分箱结构的采用

对于超大容量的特高压交流变压器来说，其绝缘可靠性、运输可行性是直接影响项目进行的两个重要因素。由于产品容量超大，产品的运输质量和尺寸已接近极限的运输能力。采用单独设置调压变压器的结构可以大幅度降低主体变压器的运输质量和尺寸，简化主体变压器结构，提高主体变



压器的可靠性。从系统安全和长远运行的角度来说,分箱布置结构具有更强的适应性和灵活性,一旦调压变压器有问题或需将无励磁调压改为有载调压,可以将调压变压器切出维修或改造,主体变压器则可以继续在额定分接状况下独立运行。

### 2.3.2 出线绝缘

特高压交流变压器高压出线必须采用更加安全可靠的分箱绝缘装置,同时柱间连线、绕组绕向和旁柱平衡补偿应有特殊考虑。

### 2.3.3 1000kV 高压套管

1000kV 高压套管的安全可靠是特高压交流变压器安全运行的重要条件之一,因此必须充分考虑套管的电气和机械强度等问题,并重点关注外绝缘性能。

### 2.3.4 运输问题

由于特高压交流变压器运输外限尺寸大、运输质量重,所以,对其运输问题要特殊关注和仔细论证。

### 2.3.5 油箱强度

由于 1000kV 变压器的整体高度和储油柜油面高度均较高,因此需适当加强油箱正压强度(要求达到 0.12MPa),比 500kV 和 750kV 超高压变压器产品的要求有所提高。同时还需针对产品的运输要求,对油箱强度进行认真的核算,保证其运输及使用中的机械强度。

## 2.4 主要设计参数

(1) 型式:户外、单相、三绕组自耦、无励磁调压变压器。

(2) 型号:ODFPS-1000000/1000。

(3) 额定容量:1000/1000/334MVA。

(4) 系统最高运行电压:

1) 高压,1100kV;

2) 中压,550kV;

3) 低压,126kV。

(5) 系统短路电流水平:

1) 1000kV, 50kA;

2) 500kV, 63kA;

3) 110kV, 40kA。

(6) 额定电压比:

1) 高压,1050/ $\sqrt{3}$ kV;

2) 中压,(525/ $\sqrt{3} \pm 4 \times 1.25\%$ ) kV;

3) 低压,110kV。

(7) 额定频率:50Hz。

(8) 调压方式:无励磁调压。

(9) 调压位置:中性点。

(10) 中性点接地方式:直接接地。

(11) 绝缘耐热等级:A 级。

(12) 冷却方式:强迫油循环风冷(OFAF)。

(13) 三相联结组标号:YNa0d11。

(14) 温升限值:

1) 绕组, $\leq 65K$ ;

2) 顶层油温, $\leq 55K$ ;

3) 绕组热点, $\leq 78K$ ;

4) 铁心、金属结构件, $\leq 78K$ ;

5) 油箱表面, $\leq 80K$ 。

(15) 绝缘水平(kV):参见表 7.5-4 和表 7.5-5。

(16) 局部放电试验:按本章 2.1 规定的条件下,高、中、低压绕组的局部放电量分别不大于 100pC、200pC、

300pC。高、中、低压套管及中性点套管的局部放电量在  $1.05U_m/\sqrt{3}$  电压下均不大于 5pC,在  $1.5U_m/\sqrt{3}$  电压下均不大于 10pC。

(17) 安装海拔: $\leq 1000m$ 。

(18) 短路阻抗(以高压绕组额定容量 1000MVA 为基准):

1) 高压—中压,18%;

2) 高压—低压,62%;

3) 中压—低压,40%。

(19) 效率: $> 99.83\%$ (额定电压,100%额定容量时)。

(20) 空载电流: $< 0.1\%$ 。

(21) 噪声水平: $\leq 75dB$ 。

(22) 过励磁能力:参见表 7.5-7。

表 7.5-7 过励磁能力

工频电压 升高倍数	相—地	1.05	1.1	1.25
持续时间	持续	持续	80%额定容量下持续	20s

(23) 主体运输尺寸:约 11m(长) $\times$ 4.1m(宽) $\times$ 5m(高)。

(24) 安装尺寸:约 15m(长) $\times$ 14m(宽) $\times$ 16m(高)。

## 2.5 试验

主体变压器和调压变压器应一起进行整体试验,对整体试验未考核到的部分还应进行分体试验。例如如图 7.5-17 所示,为试验中的特高压交流变压器。

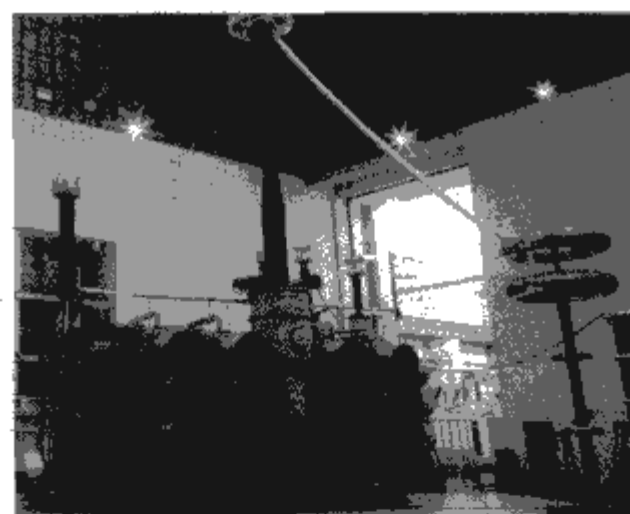


图 7.5-17 试验中的特高压交流变压器  
(a) 晋东南变电站用;(b) 荆门变电站用

### 3 特高压并联电抗器

#### 3.1 选型

特高压交流并联电抗器由于电压等级的提高和容量的增大，目前采用单相、油浸、间隙—铁心式结构，冷却方式为油浸风冷（ONAF），由 3 台单相电抗器组成三相星形连接，通过中性点电抗器接地，该结构形式的综合经济和技术性能指标及可靠性最佳。

在制造方面要解决的关键技术问题是具有足够的电气强度和避免因单柱容量巨大带来的局部过热。与通常的超高压

产品相比，特高压交流并联电抗器不仅在绕组形式和主纵绝缘结构等方面应进行优化，且绕组串联布置在两个铁心柱上（也可采用双器身结构），以取得较高的耐受冲击过电压和长时间工作电压的绝缘强度。该并联电抗器采用的铁心截面和铁轭的宽度较大，并具有良好的漏磁控制技术和结构，防止漏磁导致的局部过热。

#### 3.2 性能参数

##### 3.2.1 基本参数

特高压交流并联电抗器的额定容量、额定电压、额定电抗及额定损耗等基本参数如表 7.5-8 所示。

表 7.5-8 单相并联电抗器基本参数

额定容量 (Mvar)	额定电压 (kV)	允许长期过电压倍数	连接方式	额定电抗 (Ω)	额定损耗 (kW)	磁化特性		额定电压下 噪声水平 (声压级) (dB)	额定电压 和额定频率下 振动 (μm)	绝缘水平
						1.4 倍额定电压以下	饱和以后			
200	1100/√3	1.05	三个单相成 Y 形连接， 经中性点电抗器接地	2017	400	线性	不低于饱和前斜率的 33%	≤85	≤200	首端： SI/LI/AC， 1800/2250/1100kV  末端： LI/AC， 550/230kV
240	1100/√3			1681	480					
280	1100/√3			1440	560					
320	1100/√3			1260	640					
360	1100/√3			1120	720					

##### 3.2.2 允许偏差

(1) 电抗值允许偏差。在额定电压和额定频率下，电抗器额定电抗的允许偏差为±5%，每相电抗与三相电抗平均值间的允许偏差不应超过±2%。

(2) 损耗值允许偏差。损耗实测值与规定值的允许偏差不应超过+10%。

##### 3.2.3 温升限值

在 GB 1094.1—1996《电力变压器 第 1 部分：总则》规定的正常使用条件下，电抗器在 1.05 倍额定电压下各部位的温升限值应符合下列规定：

- 顶层油温升，55K；
- 绕组平均温升（用电阻法测量），65K；
- 绕组热点温升，78K；
- 油箱壁表面温升，80K。

对于铁心、绕组外部的电气接线及油箱中的其他结构件，不规定温升限值，但仍要求其热点温升不能过高，通常不超过 80K，以免使与其相邻的部件受到热损坏或使油过度老化。

在特殊使用条件下，电抗器的温升限值应按 GB 1094.2—1996《电力变压器 第 2 部分：温升》的规定进行修正。

##### 3.2.4 局部放电水平

按 GB 1094.3—2003《电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》规定的方法对电抗器进行局部放电测量时，对于长时感应电压试验（ACLD）， $U_1$  ( $U_m$ ) 为 1100kV 保持 5min（不进行频率换算），在施加电压  $U_2$  为  $1.5U_m/\sqrt{3}$  条件下，电抗器的视在电荷量的连续水平应不大于 100pC。

##### 3.2.5 无线电干扰水平及可见电晕

变压器在  $1.1U_m/\sqrt{3}$  条件下的无线电干扰电压应不大于 500μV，并在晴天夜晚无可见电晕。

##### 3.2.6 声级测量

电抗器在额定电压下的声级水平（声压级）应不超过

75dB (A)，并按 GB/T 1094.10—2003《电力变压器 第 10 部分：声级测定》的规定进行换算，给出声功率级。对于容量在 320Mvar 及以上的电抗器，可以在电抗器油箱外设置隔音罩来降低噪声。

##### 3.2.7 磁化特性

电抗器在 1.4 倍额定电压以下的磁化特性曲线应为线性，当电抗器由正弦波电压励磁时，140%额定电压下电抗器的相电流与 140%额定电流相差不超过 3%。

磁路饱和后，电抗器的电感量应不小于额定电压下电感量的 33%。

##### 3.2.8 保证的振动水平

电抗器在额定电压、额定电流、额定频率和允许的谐波电流分量下的最大振动水平（振幅）应不超过 100μm（峰—峰值）。

##### 3.2.9 允许的谐波电流分量

当对电抗器施加正弦波形的额定电压时，电抗器允许的三次谐波电流分量峰值不应超过基波电流分量峰值的 3%。

##### 3.2.10 变压器油性能指标（电抗器投入运行前）

电抗器投入运行前，变压器油应符合下列要求：

- (1) 击穿电压：≥70kV。
- (2) 含水量：≤10μL/L。
- (3) 含气量：≤1.0%。
- (4) 介质损耗率因数（tanδ）：≤0.005（90℃）。
- (5) 颗粒度：每 100ml 油中大于 5μm 的颗粒数应不超过 1000 个。

##### 3.2.11 过励磁能力

变压器额定频率下的过励磁能力可参见表 7.5-9。

表 7.5-9 额定频率下的过励磁能力

过电压倍数		1.15	1.2	1.25	1.3	1.4	1.5
允许时间	以备用状态投入运行	40min	10min	5min	1min	20s	2s
	额定运行状态	20min	3min	1min	20s	8s	1s

注 此项目不作出厂考核。



### 3.2.12 绝缘水平及外绝缘空气间隙

特高压并联电抗器的绝缘水平应符合下列规定：

- (1) 首端：SI/LI/AC, 1800/2250/1100kV；
- (2) 末端：LI/AC, 550/230kV。

电抗器的外绝缘空气间隙应根据其绝缘试验电压，参照 GB 1094.3—2003《电力变压器 第3部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》的规定来进行确定，并按实际海拔进行修正。

### 3.3 试验

为完善特高压并联电抗器的产品试验和性能考核条件，添置了  $1700/\sqrt{3}$  kV 的大容量试验变压器和相应的补偿设备。如图 7.5-18 所示，为试验中的特高压并联电抗器。



(a)



(b)



(c)

图 7.5-18 试验中的特高压并联电抗器  
(a) 晋东南变电站用 (320Mvar)；(b) 南阳开关站用 (240Mvar)；(c) 荆门变电站用 (200Mvar)

### 3.4 中性点接地电抗器

#### 3.4.1 选型

特高压交流并联电抗器均为单相，3 台单相电抗器组成三相星形连接，通过中性点接地电抗器接地，用于限制线路故障时的接地电流，特别是限制单相接地短路时的潜供电流，提高单相重合闸的成功率，提高供电的可靠性。

中性点接地电抗器绝缘要求应与所连接系统的中性点绝缘水平相一致，接地端可选择降低绝缘水平（分级绝缘）。

正常运行时中性点接地电抗器仅有很小的持续电流通过。但在故障时中性点接地电抗器应该能耐受额定短时电流在规定持续时间内产生的热和机械的效应。

#### 3.4.2 中性点接地电抗器的参数

(1) 型式：户外、空心油浸式，冷却方式为油浸自冷 (ONAN)。

(2) 额定阻抗：系统计算确定。电抗器需设抽头，抽头阻抗的调整范围应为额定阻抗的  $\pm 10\%$ ，在额定短时电流以下，阻抗应为线性。

(3) 额定连续电流：系统计算确定。

(4) 额定短时电流（方均根值）：由系统故障情况确定。

(5) 额定短时电流的持续时间：由系统故障情况确定。

(6) 绝缘水平：线路端子，LI750/AC325kV；中性点，LI200/AC85kV。

(7) 温升限值：绕组额定持续电流时，70K；绕组额定短时电流时，90K；顶层油温升额定持续电流时，65K；顶层油温升额定短时电流时，70K。

(8) 损耗：额定持续电流下的总损耗不超过容量的 3%。

(9) 额定短时阻抗：对空心式结构，额定短时阻抗等于额定阻抗；对磁屏蔽空心电抗器，额定短时阻抗小于额定阻抗。

(10) 噪声水平：按 GB/T 1094.10—2003《电力变压器 第10部分：声级测定》的规定测量，电抗器的噪声水平在 2m 处应不大于 65dB (A)。

#### 3.4.3 试验

(1) 短时电流试验通常按照 GB 1094.5—2008《电力变压器 第5部分：承受短路的能力》的规定进行。除非另有规定，短时电流的第一个波的波峰值应为其方均根值的  $1.8\sqrt{2}$  倍。

(2) 感应耐压试验的试验电压应为额定短时电流时在绕组两端产生的电压的两倍，如不能达到规定的试验电压，经协商，可以用降低电压的带局部放电测量的交流短时感应耐压试验代替，其规定为：193kV，5s；170kV，30s；局部放电量不大于 500pC。

注：本项试验不可以用雷电冲击试验代替。

## 4 特高压互感器

### 4.1 1000kV 电压互感器

#### 4.1.1 选型

1000kV 交流特高压工程用电压互感器可选用的类型有：柱式结构 CVT，SF<sub>6</sub> 气体绝缘电磁式电压互感器，电子式电压互感器 (EVT)。苏联特高压交流变电站采用敞开式结构，选择的电压互感器类型为柱式结构 CVT；日本新榛名 1000kV 变电站采用的是 GIS，选择的电压互感器是电容分压式 EVT。

从绝缘角度看，敞开式变电站采用柱式 CVT 比较适宜。柱式 CVT 的结构比较简单，其高电压主要由多节分压电容器承担，相比之下电压分布比较均匀。尽管 CVT 总的



事故率不少,主绝缘贯穿性击穿的恶性事故却不多。相比之下,柱式 CVT 的误差特性不如电磁式电压互感器可靠、稳定。IEC 60044-5-2004《互感器 第5部分:电容式电压互感器》标准也明确指出 CVT 有把握满足 0.5 级准确级的要求,如果需要满足 0.2 级要求,就要考虑温度、波形(谐波含量及频率)、相对湿度及耦合电容分压器表面污秽程度、临近效应(包括高压连线方式、邻相回路带电否)的影响,也就是说 CVT 基本误差特性的不稳定性较大。资料表明苏联制造的柱式 CVT 仅满足 1 级要求。由于架空母线电晕损耗大,敞开式变电站采用柱式 CVT 无需考虑特快速暂态过电压(VFTO)的影响,但是要考虑传递过电压对二次绕组绝缘的影响。加强二次绕组的绝缘及增加二次绕组屏蔽可有效提高柱式 CVT 防护传递过电压的能力。

GIS 一般采用 SF<sub>6</sub> 气体绝缘电磁式电压互感器,电压等级已经达到 800kV。随着电压等级的提高,GIS 用 VT 的制造难度的加大,相对绝缘性能将下降。若 1000kV GIS 绝缘水平选择短时工频耐受电压 1200kV,雷电冲击耐受电压 2400kV,操作冲击耐受电压 1960kV,罐体额定工作压力选择 0.4MPa 或 0.5MPa,那么按常规方法设计的电压互感器的罐体直径在 1650~1800mm 之间,罐体端部法兰承受的质量约为 100t,采用锅炉钢板的厚度约为 100mm,总质量约为 5t。电磁式电压互感器在承受特高压 GIS 操作过程中极易出现且对电压互感器危害严重的 VFTO 和雷电冲击时,其一次绕组电压分布极其不均匀。

尽管 EVT 实用化技术研究从来没有间断过,但是其可靠性、互换性等仍然不能和传统的互感器相媲美。日本新榛名变电站 1000kV GIS 采用的 EVT 先经电容分压器分压,在较低的电压下经 Pockels 晶体进行光电隔离。电容分压器的高压臂利用了一次电压经母线和罐体电极之间的分布电容,低压臂外接云母电容器。云母电容器外接有利于调整电容分压器的分压比,有利于减少分压比随温度变化而产生的误差。为了克服 EVT 可靠性差的缺点,日本新榛名变电站每相 EVT 采用了四个晶体,每个晶体又有两个光学通道,一旦某一路通道失效,可以启用备用通道。采用 Pockels 晶体进行光电隔离的主要原因是克服 VFTO 对二次系统的侵害。

使用 EVT 还要考虑在线状态评估问题,一旦 EVT 出现不正常工作状态,系统应该有识别能力并采取相应补救措施。EVT 在使用上至少是两套系统并存,最好还增加在线校准功能。

尚有一种处于研制阶段的 1000kV GIS 用罐式 CVT,电容分压器的高压臂主绝缘借用同轴电极结构,绝缘非常可靠。图 7.5-19 是一种罐式 CVT 的电容分压器结构示意图,同轴电极构成分压器高压臂电容,低压臂电容器可以外挂,电磁单元外挂。为了克服由 VFTO 产生的传递过电压对二次系统的危害,罐式 CVT 中压出线串入特殊设计,

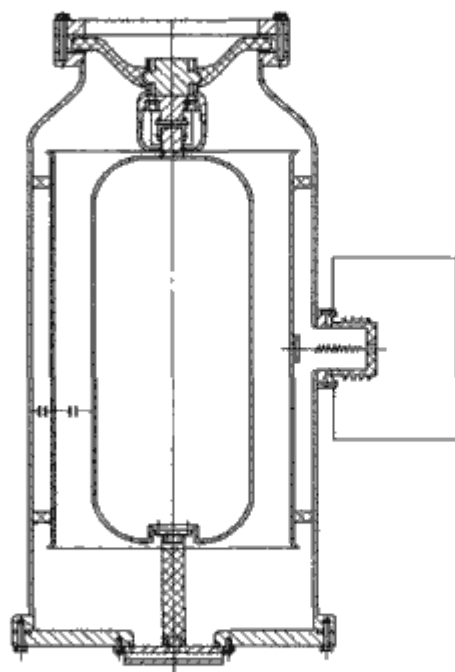


图 7.5-19 1000kV GIS 用罐式 CVT 高压比电容器结构示意图

绝缘可恢复的  $\mu\text{H}$  级电感中压引出线,用于阻挡和衰减 VFTO 及雷电波对电磁单元绝缘的影响。这种 CVT 误差特性受温度影响较大,理论计算结果表明能够满足 0.5 级要求,要达到 0.2 级水平要求尚需研制大容量(几十皮法)的气体绝缘结构中压臂电容器。

为了确保特高压交流试验示范工程的安全可靠性,降低工程造价,变电站结构设计上采用架空母线,这种情况选择柱式 CVT 是适宜的,因为 1000kV CVT 的结构形式与 500kV CVT 是相同的,制造厂有成熟的生产技术。

#### 4.1.2 性能和参数

1000kV 电压互感器使用条件如下:

- (1) 海拔:  $\leq 1000\text{m}$ 。
- (2) 温度范围:  $(-25 \sim +40)^\circ\text{C}$ , 最热月平均气温  $30^\circ\text{C}$ 。
- (3) 最大风速:  $34\text{m/s}$ 。
- (4) 日照强度:  $0.1\text{W}/\text{cm}^2$  (风速  $0.5\text{m/s}$ )。
- (5) 覆冰厚度:  $10/20\text{mm}$ 。
- (6) 污秽等级: III 级。
- (7) 耐地震能力: 水平加速度  $2\text{m/s}^2$ , 垂直加速度  $1.5\text{m/s}^2$ 。

柱式 CVT 的绝缘水平高于变压器和断路器,而且比较容易达到。工程采用的 1000kV 柱式 CVT 绝缘水平如下:

- (1) 设备最高运行电压:  $1100\text{kV}$ 。
- (2) 短时工频耐受电压:  $1200\text{kV}$ 。
- (3) 雷电冲击耐受电压:  $2400\text{kV}$ 。
- (4) 操作冲击耐受电压:  $1800\text{kV}$ 。

1000kV 柱式 CVT 变比为  $1000/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}\text{kV}$ 、 $1000/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}\text{kV}$ 、 $1000/0.1/\sqrt{3}/0.1\text{kV}$ ; 级次组合为 0.2/0.5、3P/0.5、3P/3P; 负荷均为 15VA。

我国西北处于高海拔地域,750kV 电网采用的 CVT 经海拔修正后的实际绝缘水平与试验示范工程 1000kV 系统绝缘水平接近,且已具备一定的运行经验,照片见图 7.5-20。



图 7.5-20 西北 765kV 电压互感器  
现场误差性能检测

根据特高压交流试验示范工程的前期设计和参数校核,1000kV 柱式 CVT 需四个二次绕组,选择的绕组额定负荷组合为 15/15/15/15VA,而实际负荷小于额定负荷的 50%,荆门变电站的 1000kV 柱式 CVT 二次负荷定为 10/5/5/2VA,更符合实际负荷要求。

在参数设计上,如果不计剩余绕组(开口三角接线)负荷,  $3 \times 15\text{VA}$  对应的 1000kV CVT 耦合电容器额定电容量仅需要  $250 \sim 500\text{pF}$  即可满足要求。考虑到柱式 CVT 邻近效应导致的附加误差影响,确保 0.2 级要求,耦合电容器额定电容量选择  $5000\text{pF}$  为好。从特高压交流试验基地和试验示范工程 1000kV 柱式 CVT 的误差特性现场检测情况(照



片见图 7.5-21) 来看, 高压引线水平布置和垂直布置, 中间相 (B 相) 和两侧相 (A、C 相) 误差曲线产生 0.1%~0.2% 的偏移。实际运行状态下, 误差数据和实际运行数据应该存在一定的偏差。



图 7.5-21 试验示范工程 1000kV 柱式 CVT 现场误差性能检测

如果降低二次容量要求 (按 10/5/5/10VA 参数考虑), CVT 的高压臂电容额定电容量可以降低到 600pF, 可以实现 1000kV GIS 用罐式 CVT 的工程应用。罐式 CVT 整体可靠性高于 EVT, 绝缘水平也优于电磁式电压互感器。从原理上分析, 1000kV 电磁式电压互感器就是一台小容量的 1000kV 特种变压器。电磁式电压互感器的耐受冲击电压 (特别是 VFTO 快速陡波) 的能力较弱, 此外还存在铁磁谐振的风险。制造工艺和成本方面, 1000kV 罐式 CVT 比电磁式电压互感器有较大优势。

110~500kV CVT 选取的二次额定负荷偏大, 有 450VA、350VA、300VA、250VA, 为提高误差性能, 分压器中压取值较高, 如 20kV、19kV 和 13kV。1000kV 柱式 CVT 的二次负荷是经过认真核对的, 和实际使用情况相符, 总负荷降低, 自然分压器中压取值降低。目前的中压取值在 6kV 左右。中压取值降低, 易于电磁单元绝缘性能提高。按 10/5/5/10VA 的要求考虑 1000kV GIS 用 CVT 设计, 中压可以降低到 3kV。

目前, 电力系统采用电子式电度表的数量越来越多, 多功能 (有功、无功、双向、谐波等) 电子式电能表比例日益增大, 电子式电能表往往采用二次供电系统, 很多电能表电压端的实际吸收功率远远小于 1VA。继电保护方面, 输电网也大量采用微机保护, 信号采集的变压比例转换单元实际吸收功率同样很微小, 也可以按 1VA 考虑。过大的二次负荷要求, 会对 CVT 的其他性能指标带来副作用。

根据特高压交流试验示范工程对设备的总体要求, 设备允许无线电干扰电压在  $1.1U_m/\sqrt{3}$  kV 时, 隔离开关不超过 2500 $\mu$ V, 其他设备不得超过 500 $\mu$ V。安装在支柱上的 1000kV 柱式 CVT 高度为 18m 左右, 为了满足允许无线电干扰电压 500 $\mu$ V 的要求, 必须加大顶部的均压环尺寸, 均压环的加大会导致风偏面积的增加和总质量的增加。

交流特高压柱式 CVT 不考虑载波通信, 没有高频特性要求。

#### 4.1.3 结构方面的要求

从运行维护方面角度考虑, 对特高压工程用柱式 CVT 提出非叠装式结构要求, 即电容分压器和电磁单元可以现场分离, 1000kV 线路导线尺寸大、质量重, 一旦安装到基座上, 以往的叠装式结构现场对检修非常不方便。1000kV 柱式 CVT 的电磁单元结构和以往要求不同的地方如下:

(1) 补偿电抗器两端的限幅装置 (放电间隙或避雷器) 置于箱体外侧, 便于更换。

(2) 比值差、相位差调节端子外置, 便于现场调节基本误差偏移。

(3) 中压端子可以断开, 便于电磁单元各元件的特性测量及绝缘试验。

多数 CVT 事故是由于电磁单元中的部件问题导致的, 特别是补偿电抗器两端并联的限幅装置损坏。如果将限幅装置安装在电磁单元箱体外侧, 则便于发现事故和更换。

#### 4.1.4 运行现场的要求

我国目前设计和制造柱式 CVT 的能力和水平与世界知名企业的距离并不大, 主要差异体现在工艺上。经过 30 年的电力制造业发展, 我国 CVT 产品从 110kV 柱式 CVT 到 500kV 柱式 CVT 经过多次改型及设计变更, 总体上比较顺利, 750kV 电压等级柱式 CVT 的研制也没有遇到太多问题。但是 1000kV 柱式 CVT 的研制试验中存在一些问题, 比如无线电干扰参数要求、抗震性能、等效回路与整体试验回路铁磁谐振出现的差异、中压部件的绝缘水平制定等。

我国已经具备 1000kV 变电站电压互感器现场检测的能力。我国 1000kV 电压互感器采用差值法进行 1000kV 工频电压的误差特性检测, 直接将电压施加到最高额定工作电压, 试验线路如图 7.5-22 所示。

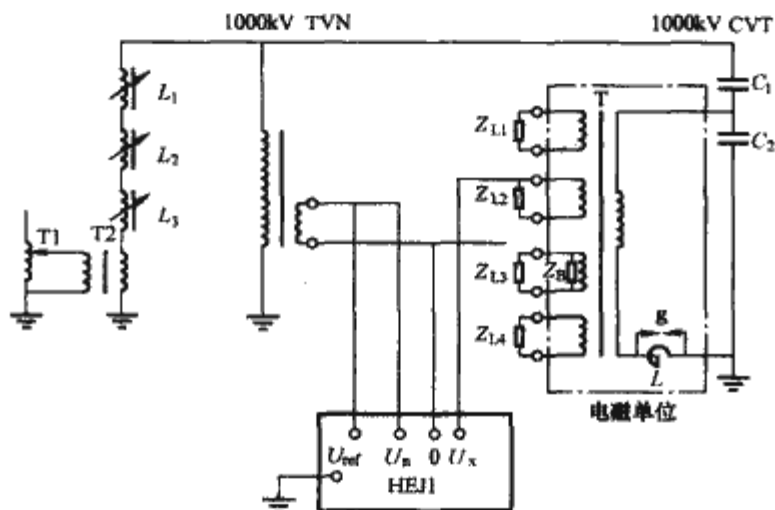


图 7.5-22 标准电压互感器差值法检测 1000kV 柱式 CVT 原理电路

差值法是国际上检测电压互感器的首选方法。电压等级提高后, 用于检测的电压比例标准器制造难度非常大。对于特高压工程现场试验而言, 电压比例标准器属于大型精密测试装备, 特别是研制误差性能优良的单级结构电磁式标准电压互感器 TVN, 具有较大挑战性。我国研制的用于 1000kV 柱式 CVT 现场检测的 0.02 级标准电压互感器外形如图 7.5-23 所示, 它借助于自身配置的液压系统进行设备整体的

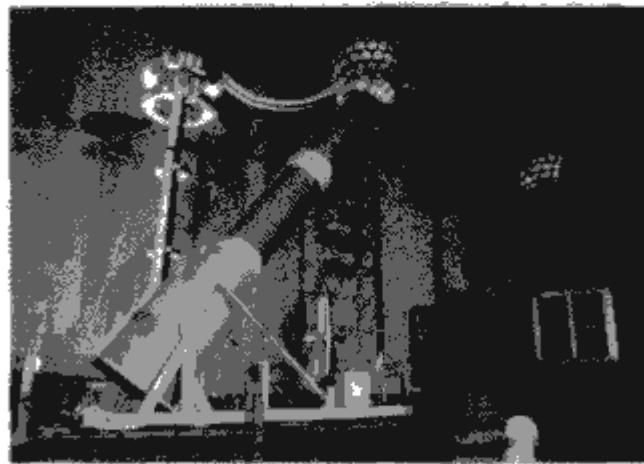


图 7.5-23 1000kV 标准电压互感器



竖立(试验状态)和卧倒(运输状态)操作,将现场试验的3个作业面(吊车、运输车辆、设备摆放位置)合并成一个作业面,节省了现场试验时间、成本。这种电磁式标准电压互感器具有自主知识产权,采用单级结构,误差特性非常稳定,实际误差数据可以达到0.01级水平,综合技术水平达到世界领先水平。由于采取加固式设计结构,内部的器身可耐受长途运输颠簸,高压出线套管也采用了同轴金属屏蔽结构,且屏蔽安装上与套管融合一体,同样可耐受长途运输颠簸。经过试验示范工程三个站的交接试验,两千多公里的应用,证明这种电磁式标准电压互感器各项技术指标良好。

## 4.2 1000kV 电流互感器

### 4.2.1 类型选择

1000kV 交流特高压试验示范工程用电流互感器主要安装在变压器和电抗器套管处,断路器、隔离开关套管处,目前1000kV 电流互感器采用套管电流互感器结构比较合适,不宜用独立式电流互感器。一方面是套管式电流互感器的结构简单,高电压的绝缘问题容易解决,另一方面是目前国内只有生产500kV 及以下独立式电流互感器的经验,没有制造750kV 独立式电流互感器的成熟技术。

### 4.2.2 性能及参数

为确保电流互感器基本误差、暂态特性及其他特性要求,应提高电流互感器设计安匝数,即可选3000安匝,变比可取3000/1A。从系统规划来看,对于3/2断路器接线方式,1000kV 断路器的穿越功率按每回1000kV 线路的自然传输功率5000MW 考虑,一台断路器检修时,穿越一台1000kV 断路器的功率将达到两倍的功率,此时断路器、隔离开关及电流互感器的额定电流可达6300A。

根据上述情况,1000kV 交流特高压试验示范工程一次侧选择的计量用电流互感器变比为6000/1A,抽头3000/1A及1500/1A;保护用电流互感器变比为6000/1A,抽头3000/1A。对于元件(如变压器)用电流互感器,除一次侧外,还有中压侧及低压侧,变比选择可根据容量折算及保护(如差动保护)需要进行配置。

### 4.2.3 保护用电流互感器

我国保护用电流互感器主要有P级和TPY级两种,PR级、PX级及TPS、TPZ、TPX等其他类型应用较少。

保护用电流互感器用于线路保护、断路器失灵保护、母线差动保护、主变压器保护及故障录波。对于依靠稳态电流信号进行保护的情况,如断路器失灵保护,可采用P级电流互感器。1000kV 系统最大短路电流不会超过100kA,对于变比6000/1A的P级电流互感器选择5P20足以满足保护要求,其抽头3000/1A对应20倍额定电流的短路电流也可满足60kA系统短路电流要求。

由于1000kV 电网一次系统的时间常数较大,特别是后期系统容量提升会延长一次系统时间常数(一次系统时间常数可达160ms左右),一次系统短路电流直流分量较大。当线路发生短路时,线路保护、母线差动保护等需要在极短的时间做出反应,一旦电流互感器铁心在事故状态下发生饱和,二次输出波形会严重变形,不能如实反映一次电流,将造成系统事故扩大。在这种情况下,只有采用具有暂态特性的电流互感器才能满足继电保护要求。但是,对于带抽头的暂态电流互感器(如TPY),其设计、试验有一定难度。

从设计角度看,带抽头3000/1A的6000/1ATPY级电流互感器,在满足3000/1A的暂态特性要求下,也有可能再满足6000/1A的要求。况且,经仔细核对二次负荷约为

8Ω,可以近期、中期和长期规划调整二次负荷容量。从试验角度看,对于变比6000/1A(抽头3000/1A)的电流互感器,对称短路电流20倍(120kA)、时间常数为120~180ms,尚没有实验室具备试验电源。因此,只能采取计算机仿真计算的方法验证此类暂态电流互感器的暂态特性是否满足要求。特高压工程用电流互感器均以套管结构出现,返回导体产生外磁场影响较小,即外磁场附加误差小,因此绕组设计中可以不考虑平衡绕组。

对于GIS或H-GIS用电流互感器,要考虑VFTO的影响,加强二次绕组导线的绝缘,防止匝间绝缘损伤,二次绕组匝间开路电压应满足10kV要求(通常是4.5kV)。二次绕组可能感应的传递电压经过一段电缆会快速衰减,如果在绕组端口进行数据采集则要考虑安全防护问题。

## 5 特高压避雷器

特高压避雷器可以分为瓷套式避雷器和气体绝缘金属封闭避雷器(亦称罐式避雷器)两大类。瓷套式避雷器用在敞开式变电站(AIS),罐式避雷器用在气体绝缘金属封闭变电站(GIS),是气体绝缘金属封闭开关设备的一部分。苏联交流特高压变电站为敞开式结构,采用的是瓷套式的避雷器;日本新榛名变电站是特高压GIS变电站,采用的是罐式避雷器。我国特高压交流试验示范工程既有敞开式变电站,也有气体绝缘金属封闭变电站,避雷器也就有瓷套式和罐式两种。

避雷器是一种能泄放过电压能量,限制过电压幅值的保护设备。通过它泄放的过电压包括雷电过电压和部分内部过电压(操作过电压),所以也称为过电压限制器。使用时避雷器安装在被保护设备附近,与被保护设备并联,在正常运行电压下避雷器呈高阻抗,仅流过数十至数百微安级的阻性电流和数百微安至数毫安的全泄漏电流。当作用在避雷器上的电压达到避雷器的动作电压时,避雷器的阻抗急剧减小,处于大电流导通状态,从而快速泄放过电压能量并将其两端的过电压限制在一定水平,以保护设备的绝缘。在过电压冲击波过后,即避雷器泄放过电压能量后,会立即恢复到原高阻状态。目前高压以至特高压电网中使用的避雷器都是金属氧化物避雷器,电阻片(见图7.5-24)材料主要包括氧化锌和其他金属氧化物,故也称金属氧化物避雷器,或简称为氧化锌避雷器。国内生产的电阻片,主要有圆形和环形两种(见图7.5-24),饼状电阻片在10kV到1000kV的产品中都有应用,环状电阻片则主要应用在110~1000kV的产品中。

由于变电站中设备内绝缘的基本绝缘水平一般是由传统的惯用法(或称确定法)确定的,其绝缘配合的表达式比较简洁,即

$$U_w = K_c U \quad (7.5-1)$$

式中: $U$ 为避雷器的标称雷电冲击电流下的残压值; $U_w$ 为设备绝缘需要承受的标准雷电冲击试验电压; $K_c$ 为配合系数。

$K_c$ 用来补偿由于在决定 $U_w$ 及 $U$ 时的一些不确定和不



图 7.5-24 金属氧化物避雷器的电阻片

(a) 饼状电阻片; (b) 环状电阻片



可预见的因素影响，如试验与运行条件的差异和内绝缘的劣化累积效应等。式 (7.5-1) 虽然简单，但  $K_c$  的取值却是长期科研、运行经验总结的成果。

对特高压工程，除了采用高压并联电抗器限制工频过电压外，还需要采用断路器的合闸电阻和断路器外侧的线路避雷器等综合措施限制操作过电压，尽可能降低变电设备以及输电线路的绝缘水平和造价。

综上所述，特高压避雷器对决定变电设备和输电线路的绝缘水平的作用，比其他电压等级更重要。

5.1 特高压交流避雷器的主要技术参数要求

根据特高压交流试验示范工程的自然地理条件，并通过过电压的数值仿真计算，对变压器、电抗器和断路器等主要电气设备的绝缘配合研究等工作，最后确定在该工程中使用的避雷器技术参数见表 7.5-10。

表 7.5-10 1000kV 特高压交流避雷器的参数要求

项 目		避雷器主要参数
系统标称电压 (有效值, kV)		1000
避雷器额定电压 (有效值, kV)		828 <sup>①</sup>
避雷器工频参考电压 (峰值/ $\sqrt{2}$ , kV)		$\geq 828$
避雷器持续运行电压 (有效值, kV)		638
8mA 直流参考电压 (kV)		$\geq 1114$
标称放电电流 (峰值, kA)		20
陡波冲击残压 (峰值, kV)		$\leq 1782$
雷电冲击残压 (峰值, kV)		$\leq 1620$
2kA 下, 操作冲击残压 (峰值, kV)		$\leq 1460$
75% 直流参考电压下的泄漏电流 ( $\mu A$ )		$\leq 100$
工频参考电流 (峰值, mA)		制造厂提供
持续电流	阻性电流 (基波峰值, mA)	$\leq 3$
	全电流 (有效值, mA)	$\leq 20$
2ms 方波耐受电流 (A)		$4 \times 2000$
大电流冲击耐受电流值 (kA)		$4 \times 100$
两次操作动作吸收的总能量 (MJ)		$\geq 40$
并联柱数		4
工频电压耐受时间特性		注入 40MJ 能量 (考虑多柱电流不均匀系数) 后 $1.2U_r$ 、 $1.15U_r$ 、 $1.10U_r$ 、 $1.0U_r$ 下的耐受时间和 0.1s~20min 工频电压耐受时间特性曲线 (不少于 4 个试验点)
避雷器电压分布不均匀系数		$\leq 1.15$
避雷器均压环直径 (m)		$\leq 3.9$
柱间电流分布不均匀系数		$\leq 1.10$

项 目		续表 避雷器主要参数
绝缘底座绝缘电阻 (M $\Omega$ )		$\geq 2000$
密封性能 (产品漏气率) (Pa·L/s)		$\leq 6.65 \times 10^{-5}$
短路电流 (防爆) 性能 试验时可连同监测器一同进行		50kA, 0.2s 25kA, 0.2s 12kA, 0.2s 800A, 1s
内部绝缘件和瓷套的耐受电压值 (kV)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)	2400
	额定操作冲击耐受电压 (峰值)	1800
	额定工频 1min 耐受电压 (有效值)	1100
耐污秽性能		特高压交流试验示范工程采用的避雷器最小爬电距离不小于 27 500mm, 并应根据直径尺寸对爬距进行修正
端子板上的允许导线张力 (N)		纵向水平: 4000 横向水平: 4000 垂直: 5500
持续组合荷载 <sup>②</sup>		安全系数不应小于 2.5
短时组合荷载 <sup>②</sup>		安全系数不应小于 1.67
局部放电量 (pC)		$\leq 10$
无线电干扰电压 ( $\mu V$ )		$\leq 500$
绝缘底座绝缘电阻 (M $\Omega$ )		$\geq 200$

① 特高压工程母线侧与线路侧采用相同技术参数的避雷器。  
② 持续组合荷载包括作用于接线端子板的轴向水平荷载，设备自身质量及规定的作用于接线端子板上的垂直荷载，设备自身最大风荷载及规定的作用于接线端子板上的横向荷载。短时组合荷载包括作用于接线端子板的轴向水平荷载，地震动态荷载和设备自 25% 的最大风荷载和端子板上 25% 的横向荷载。

5.2 特高压交流避雷器的特点

5.2.1 电阻片

如前所述，变电站中设备内绝缘的基准绝缘水平可用式 (7.5-1) 表示，因此，避雷器电阻片的残压是确定设备绝缘水平的基础。降低避雷器电阻片的残压，是降低特高压工程绝缘水平的一项主要措施，甚至决定着设备以至工程的经济性和可靠性。

特高压变电站中设备内绝缘的雷电冲击标准绝缘水平取 2250kV， $K_c$  取 1.39，避雷器的标称雷电冲击电流 (在特高压取为 20kA) 下的残压值为 1620kV。简单地与 500kV 避雷器相比较，后者的 20kA 标称雷电冲击电流下的残压值为 1166kV，避雷器的额定电压为 468kV，保护比 (标称雷电冲击电流下的残压/额定电压) 为 2.49。而特高压避雷器的额定电压为 828kV，20kA 标称雷电冲击电流下的残压值要求为 1620kV，即保护比要求为 1.96，比 500kV 避雷器低得多。操作冲击下残压的保护比也很低，因此特高压避雷器要求电阻片有更好的非线性伏安特性，所确定的额定电压会低于系统可能出现的最大工频暂时过电压，这一点突破了传统的确定避雷器额定电压的原则，对电阻片提出了更高的要

求, 这时电阻片所具有的工频时间耐受特性必须满足运行工况要求。根据目前电阻片的现状, 最后确定使用 4 柱电阻片并联, 这样每柱电阻片通过的雷电流只有 5kA, 避雷器 20kA 雷电冲击电流下的整体残压值才能降至 1620kV, 但增加了结构上的复杂性, 必须充分考虑多柱电阻片间的电流分布、不均匀热场分布和四个电阻片柱的径向间的电场分布。图 7.5-25 为研究控制 4 柱电阻片并联电流均衡的实际处理图。

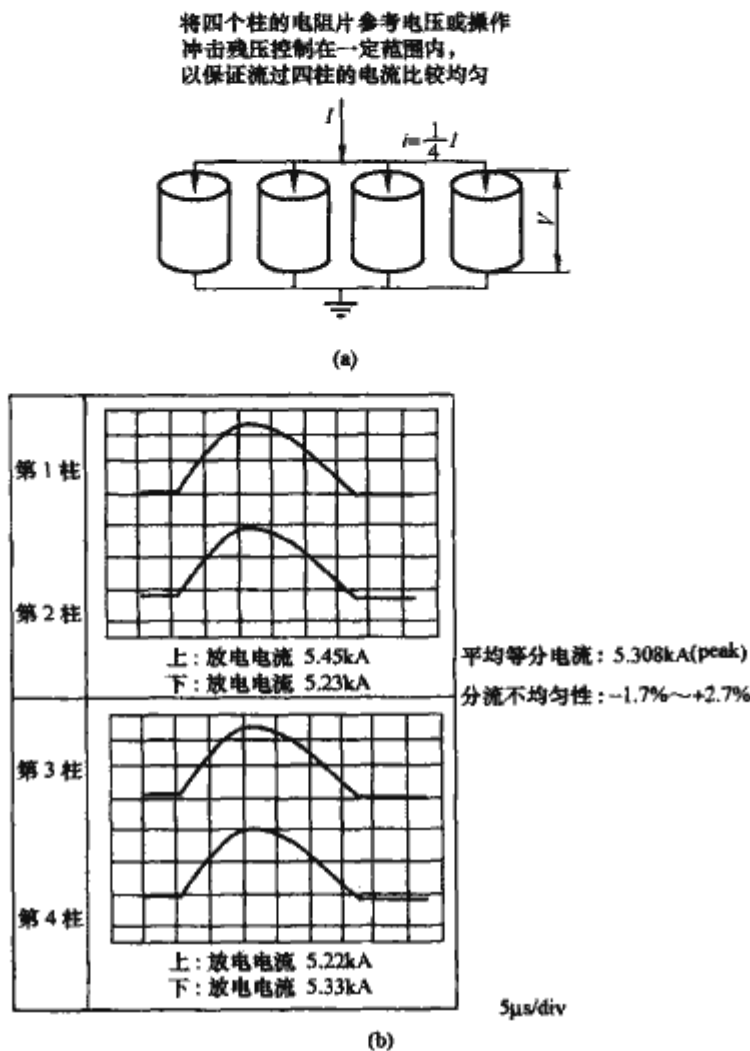


图 7.5-25 控制 4 柱电阻片并联  
电流均衡的实际处理图

(a) 控制 4 柱电阻片并联电流均衡的示意图;  
(b) 实际测量每柱电阻片通过的电流示波图

对特高压工程的数字仿真研究表明, 除了使用合闸电阻作为限制操作过电压的措施外, 避雷器也是一项重要措施。这时, 要求避雷器能够吸收操作过电压在线路上产生的部分能量。经过计算, 要求两次操作动作吸收的总能量为 40MJ, 折合到每个电阻片的 2ms 方波通流容量为 2000A。以往的电阻片, 一般只能达到 1600~1800A。为了达到特高压避雷器的吸收容量要求, 需要研究提高电阻片的通流能力, 目前最高已达 2500~3000A, 具有较大的裕度。图 7.5-26 为电阻片实测的 2500A 方波冲击电流的典型示波图。

为了进一步降低特高压线路的绝缘水平, 还要求避雷器能够耐受一定时间和一定幅值的工频暂时过电压。要求避雷器至少能耐受 1.1 倍避雷器额定电压值的工频暂时过电压不少于 1s。为了达到这一要求, 需要研究提高电阻片的工频电压耐受能力, 使之有一定的裕度。图 7.5-27 示出了具有较强工频电压耐受能力的电阻片的耐受曲线。折算成整只避雷器的预注入能量为 40MJ 时, 耐受电压和时间分别为: 1.2 $U_r$  耐受 1s, 1.1 $U_r$  耐受 30s, 1.0 $U_r$  耐受 1200s, 其中  $U_r$  为避雷器的额定电压。

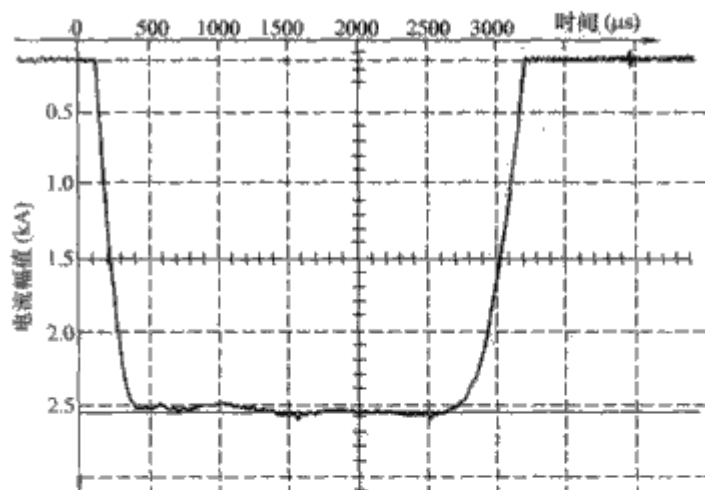


图 7.5-26 电阻片实测的 2500A 方波  
冲击电流的典型示波图

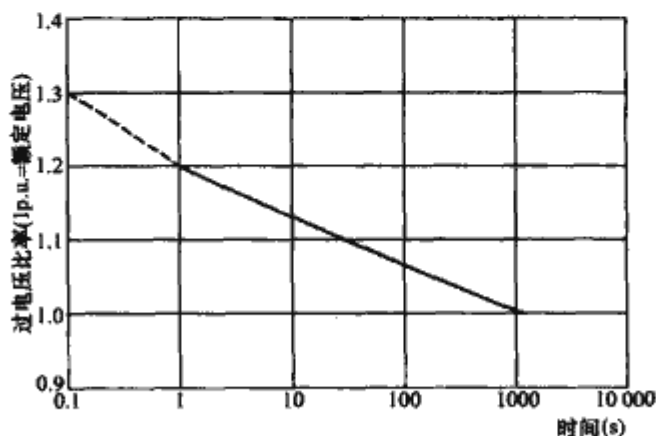


图 7.5-27 特高压避雷器电阻片的工频  
电压耐受时间特性曲线

### 5.2.2 整体结构

特高压避雷器的整体结构与 750kV 及以下电压等级有很大的差别。除了由于电阻片需要由单柱改为 4 柱并联, 使避雷器的直径增大不少以外, 避雷器的高度也会增高很多。图 7.5-28 是 1000kV 与 500kV 及 750kV 避雷器的外形比较图。从图中可以看到: 500kV 及 750kV 避雷器的高度分别为 5m 与 8m 左右; 而特高压避雷器的高度则在 12m 以上, 通常由 4 或 5 节元件组成, 如果计及支架高度, 则整体高度将近

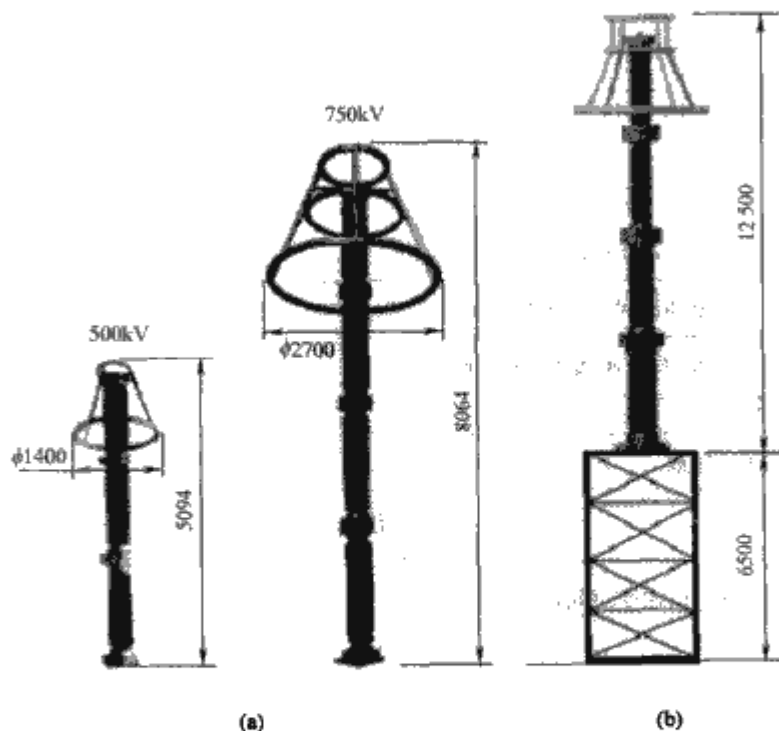


图 7.5-28 1000kV 与 500kV 及 750kV  
避雷器外形比较图

(a) 500kV 与 750kV 避雷器的外形图;  
(b) 带支架的 1000kV 避雷器外形图



20m。这一高度将使避雷器在持续运行电压下沿轴向（高度）的电压分布更不均匀，其结果会导致避雷器电阻片长期承受的电力也更不均匀，引起瓷套表面在高污染地区的耐污性能、避雷器的抗弯能力以及抗地震能力等方面的问题。

按照表 7.5-10 中交流特高压避雷器的参数要求，避雷器电压分布不均匀系数应小于 1.15。通常可以采取加大均压环尺寸和罩入深度的措施控制避雷器电压分布不均匀系数，但是为了减小变电站的占地面积，避雷器的均压环直径不能大于 3.9m；为了保证应有的干弧距离，均压环罩入深度不应过低。因此，必须采取增大主电容（如加装内部均压电容）和加装均压环的综合方法。通常可通过仿真软件对均压环的大小和形状以及需采用的均压电容数值和并联方式进行调整和优化，并通过电压分布实测最终确定避雷器的均压结构。图 7.5-29 是有、无均压电容条件下计算和实测的电压分布情况。

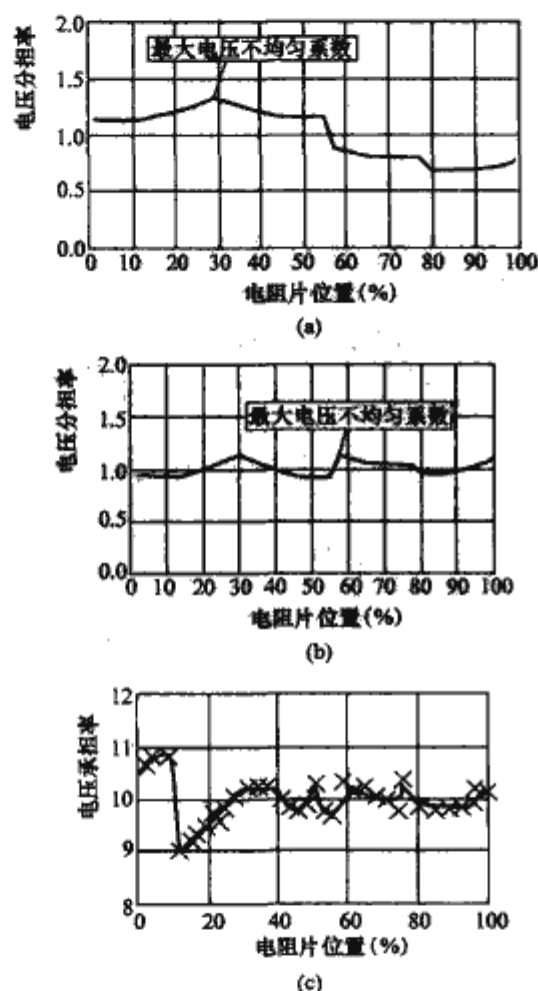


图 7.5-29 电位分布计算结果的实例  
(a) 电压分布计算结果（无均压电容）；  
(b) 电压分布计算结果（有均压电容）；  
(c) 电压分布实测结果（有均压电容）

从图 7.5-29 可以看到，在只有均压环而没有均压电容的情况下，计算的避雷器的电位分布不均匀系数的最大值达到 1.35。加上电容以后，计算的电位分布不均匀系数的最大值可以降低到 1.11，实测在 1.1 以下。实测电位分布时，是用测量元件分别插入不同位置的电阻片之间，测量不同位置通过电阻片的电流，以确定不同位置电阻片上的电压降。一种典型的测量方法是光纤电流法，采样信号分别由绝缘良好的光纤引出，接到仪器进行处理，以确定沿电阻片的避雷器轴向分布曲线。

在设计阶段通常还可以通过计算的方法确定避雷器的等电位线分布，以根据场强状况采用合适的综合均压措施，如图 7.5-30 所示。

避雷器加装均压环后，由于均压环的电位是避雷器最

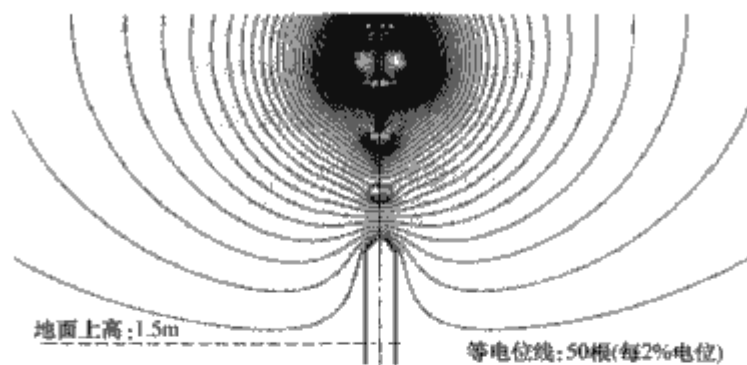


图 7.5-30 避雷器的等电位线分布图

顶部的电位，而下面各节元件法兰盘的电位均低于避雷器最顶部的电位，均压环与这些法兰盘间的绝缘距离，需对耐受不同电压作用下的电压差进行计算与试验验证。图 7.5-31 为均压环到各节法兰盘间绝缘距离计算示意图。

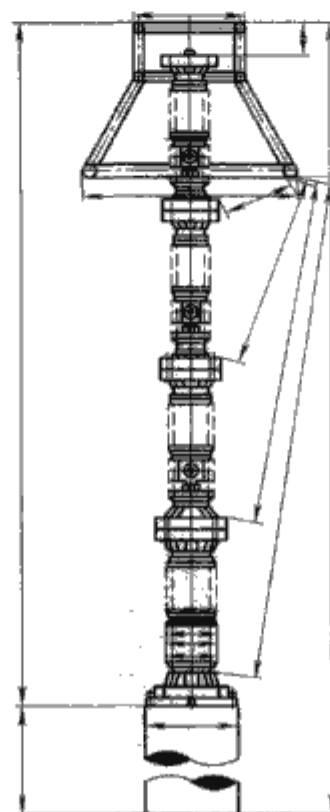


图 7.5-31 均压环到各点的绝缘计算示意图

为降低地面电场，在绝缘底座与最下节元件间可增设一个屏蔽环。

由于避雷器高达 12m，风力和引线的拉力对避雷器瓷套的抗弯强度也是一个很大的考验。图 7.5-32 是一种 4 节元件结构的特高压避雷器的抗弯强度示意图。

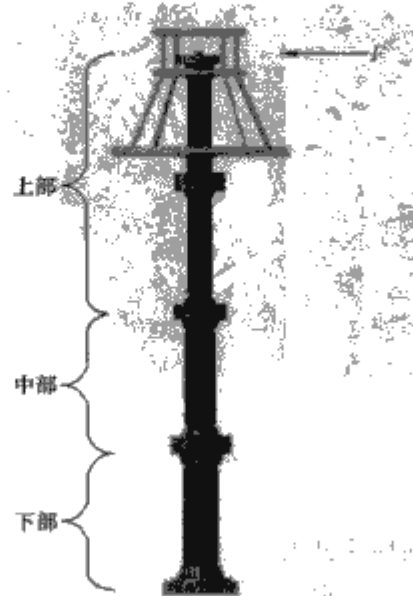


图 7.5-32 避雷器的抗弯强度计算示意图

表 7.5-11 给出了弯曲力矩的示例的计算结果。从表中可以看到，下部（第 4 节）的弯曲力矩可达上部（上两节）的 3 倍，因此可采用上细下粗的不等直径的结构。

表 7.5-11 弯曲力矩的典型计算结果 <span style="float:right">kN·m</span>			
部 位	下部(第 4 节)	中部(第 3 节)	上部(上两节)
最大弯曲力矩	170.9	109.8	64.7
许用力矩	602.0	439.0	246.0

由于避雷器可能使用在地震烈度较大（如 8 度到 9 度）的地区，作用在避雷器上的短时组合荷载包括作用于接线端子的轴向水平荷载，地震动态荷载和设备自身 25% 的最大风荷载和端子板上 25% 的横向荷载。避雷器高度高，在地震时摆动很大，对避雷器最下一节瓷套根部考验严酷。为减低摆动幅度，也可在避雷器下部与支架的连接处安装减振器（阻尼器），如图 7.5-33 所示。特高压试验工程采用的三个厂家生产的避雷器外形如图 7.5-34 所示。

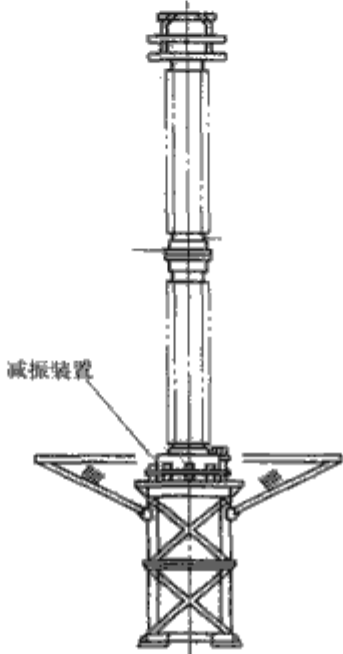


图 7.5-33 避雷器下部与支架的连接处安装减振器的示意图



图 7.5-34 特高压试验工程采用的三个厂家生产的避雷器外形图

5.2.3 特高压罐式避雷器

在电气特性的要求上，罐式金属氧化物避雷器与敞开式基本相同（见表 7.5-10），但在机械结构上有很大差别。罐

式无间隙金属氧化物避雷器的零部件全部封闭在充满六氟化硫气体的金属外壳中，其外形如图 7.5-35 所示。



图 7.5-35 罐式无间隙金属氧化物避雷器的外形图

特高压罐式避雷器采用 4 柱并列结构，而为满足 GIS 罐式避雷器尺寸小的要求，内部电阻片每柱均采用螺旋式排列，在机械结构上是并联的，在电气上是串联的，其布置如图 7.5-36 所示。由于特高压 GIS 罐式避雷器内部布置紧凑，对整体机械和运输性能提出了更高的要求。

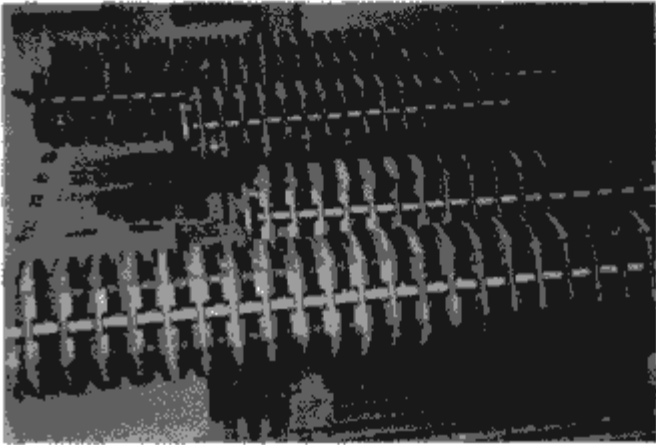


图 7.5-36 用于 GIS 的罐式特高压避雷器内部电阻片布置图

特高压罐式避雷器每串电阻片串的纵向均压和电阻片串之间的径向均压，需进行可靠的计算或试验验证。

我国在避雷器生产上已有 750kV 及以下电压等级的设计和制造基础，在发展特高压过程中又进行了大量的研究工作，因此，能够制造出性能先进、结构合理和达到国际领先水平的特高压瓷套式和罐式避雷器。

经过全面调试之后，试验示范工程投入试运行。2009 年 1 月 6 日 22 时成功完成 168h 试运行，并直接投入商业运行。至今，特高压避雷器的运行情况一直良好。

6 低压无功补偿设备

6.1 低压无功补偿配置原则

特高压交流低压无功补偿设备是指在特高压变压器第三绕组侧连接的设备，主要包括并联电容器组、并联电抗器、静止无功动态补偿装置（SVC）和同步补偿机（调相机）等。在晋东南—南阳—荆门试验示范工程中，低压无功补偿设备主要为并联电容器组和并联电抗器。

1000kV 级特高压输电线路充电功率是 500kV 线路的 4~5 倍，为限制工频过电压，以及降低线路轻载时电压水平，1000kV 级输电线路需要安装一定比例的高压并联电抗器，但在重载时，如果补偿度过高，高压并联电抗器将对无



功平衡产生不利影响,同时还会引起电压水平降低。合理配置线路高压并联电抗器和低压无功补偿设备,在线路传输功率变化时通过投切低压无功补偿设备使无功保持平衡,同时满足运行电压要求,是特高压输电系统无功电压控制的主要内容。在无功补偿配置中遵循的原则如下:

- (1) 低压无功补偿设备用于平衡传输不同有功功率时输电线路上的无功功率,使特高压输电线路端电压在合理的范围内。无功配置应满足分层分区平衡原则,特高压节点电压控制在 1000~1100kV。
  - (2) 特高压输电线路充电功率大,空载时线路电压高,低压无功补偿配置应能满足投切空载线路的要求,保证线路两端电压低于 1100kV。
  - (3) 低压无功补偿设备分组容量应满足电压波动要求,投切时引起的中压侧电压波动应不超过额定电压的 2.5%。
  - (4) 低压无功补偿容量应不超过第三绕组容量。
  - (5) 低压无功补偿设备的配置应结合变压器分接头位置调整进行,以保证满足无功平衡要求时,节点电压不超限。
- 晋东南—南阳—荆门试验示范工程中,低压无功补偿设备配置见表 7.5-12。

表 7.5-12 特高压交流试验示范工程中  
低压无功补偿设备配置

晋东南变电站 (Mvar)		荆门变电站 (Mvar)	
低压电容器组	低压电抗器	低压电容器组	低压电抗器
4×210	2×240	4×210	2×240

## 6.2 中性点接地方式的选择

在我国 1000kV 晋东南—南阳—荆门试验示范工程中,特高压变压器高、中、低压侧系统的标称电压分别为 1000kV、500kV 和 110kV。特高压变压器的高压侧和中压侧绕组采用中性点直接接地的星形连接方式;低压侧第三绕组(110kV)采用三角形接线方式,连接容性和感性低压无功补偿装置。

目前,在我国高压和超高压输电工程中,主变压器第三绕组的电压等级为 66kV 及以下,接地方式皆为中性点不接地方式,这与 66kV 及以下电网的接地方式是一致的。因而,电气设备的绝缘水平和继电保护方式等是相同的,这便于系统的设计和设备的制造。

在我国 110kV 电网中,除在 20 世纪 60~70 年代重庆和浙江温州等地区采用过中性点经消弧线圈接地方式(后改为有效接地方式)外,中性点接地方式均为有效接地方式。

电网的中性点接地方式不同,在电气设备上产生的工频过电压和操作过电压水平也不同,因而电气设备的绝缘水平也不同。另外,电网的中性点接地方式不同,继电保护方式也有差异。

对于 1000kV 特高压变压器第三绕组的 110kV,从电压等级上,应采用中性点有效接地方式;若从电网结构上,变压器第三绕组一般采用中性点不接地方式。中性点接地方式的选用需要综合考虑设备的绝缘水平和造价,以及系统的继电保护和运行经验等因素来确定。

1000kV 特高压变压器第三绕组 110kV 侧系统中性点不接地方式和直接接地方式的示意图分别见图 7.5-37 和图 7.5-38 所示。

通过对上述两种接地方式下的过电压仿真计算和绝缘配合研究,对中性点接地方式得出下面两点结论:

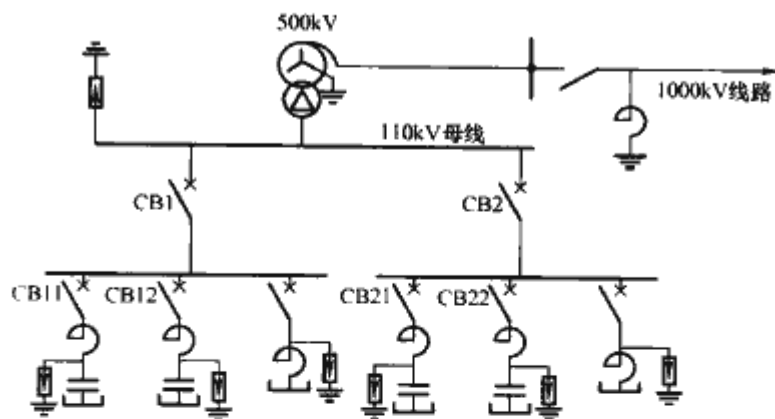


图 7.5-37 110kV 侧和无功补偿装置中性点  
不直接接地方式

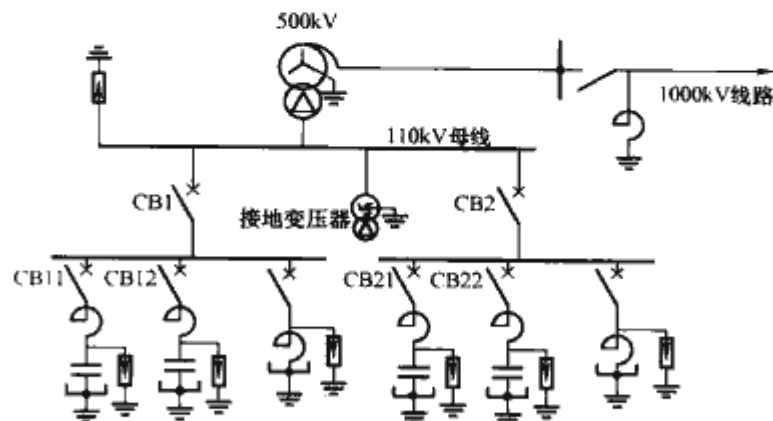


图 7.5-38 110kV 侧和无功补偿装  
置中性点直接接地方式

(1) 1000kV 特高压变压器低压绕组 110kV 侧采用系统不接地方式,有设计运行经验,变压器 110kV 绕组、母线、断路器等设备的绝缘水平需要提高,但在设备制造技术上不存在问题,设备造价增加也不大。

(2) 1000kV 特高压变压器低压绕组 110kV 侧采用系统接地方式,设备的绝缘水平可直接选用目前 110kV 电压等级设备的参数,产品订购和供货方便。但无运行经验,特别是继电保护方面。另外,需要增加一台专门设计的中性点接地变压器,同时要求断路器开断单相短路电流的能力较大,使工程造价增加。

经论证,从保证特高压输电工程的安全运行角度考虑,1000kV 特高压变压器低压绕组 110kV 侧系统中性点采用不接地方式。

下面所讲述的设备参数选择均是按 110kV 侧系统中性点不接地方式考虑的。

## 6.3 保护方式和避雷器参数的选择

随运行中系统无功容量的变化,需要频繁投切容性和感性无功补偿装置。在投切过程中会因断路器的重燃或截流而在容性或感性无功补偿装置上产生暂态过电压,其过电压由避雷器保护装置进行限制。

### 6.3.1 避雷器的安装位置和接线方式

避雷器的安装位置可在变压器 110kV 出线端对地和每组补偿装置的相对地,如图 7.5-37 所示。

对于容性无功补偿装置的并联电容器组,避雷器安装位置大体可分为两种,如图 7.5-39 所示。一种是三只避雷器保护接线方式[见图 7.5-39(a)],它分别接在三相并联电容器组相对地之间。该方式可以有效地限制单相重燃过电压,即电容器组相对地过电压,同时也可以降低两相重燃的概率,但不能限制两相重燃时在电容器组极间产生的过电压。



另一种是四只避雷器保护接线方式[见图 7.5-39(b)],其中三只接在三相并联电容器组两端之间,另一只避雷器接在电容器组中性点对地。该方式既能限制电容器组相对地过电压,也可以限制极间过电压,是一种比较理想的保护方式。但是这种接线方式中的避雷器在两相重燃过电压中要吸收很大的能量,给避雷器制造带来困难。

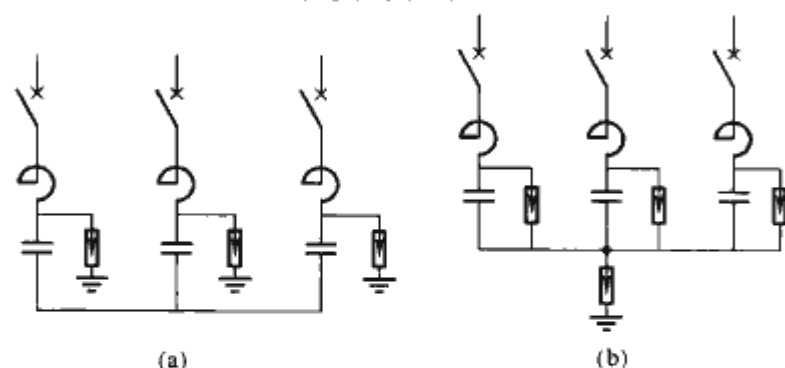


图 7.5-39 避雷器保护接线方式  
(a) 三只避雷器方式; (b) 四只避雷器方式

特高压工程中 110kV 侧采用六氟化硫断路器,重燃率极低,可以不考虑两相重燃的情况。另外,目前国内 35kV 和 66kV 并联电容器组基本上采用 3 只避雷器保护接线,已有大量的应用经验,很少见到两相重燃故障,从 10 年来的运行情况看,运行情况良好。

对于三只避雷器保护方案通常有两种接线方式:①避雷器安装在并联电容器组的端对地之间,如图 7.5-40(a)所示,简称 MOA 方式 A;②避雷器安装在并联电容器串抗的端对地之间,如图 7.5-40(b)所示,简称 MOA 方式 B。1000kV 晋东南—南阳—荆门试验示范工程采用的是 MOA 方式 A。

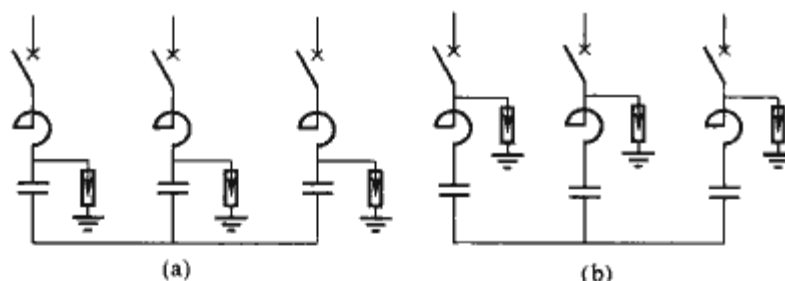


图 7.5-40 三只避雷器安装方式  
(a) MOA 方式 A; (b) MOA 方式 B

### 6.3.2 避雷器额定参数的确定

(1) 避雷器持续运行电压。对于中性点不接地方式,由于中性点不接地系统允许系统带单相接地故障运行 2h,以此作为避雷器持续运行电压。

对于 110kV 母线,当发生单相接地故障时健全相电压升高到 126kV (rms),所以,110kV 母线避雷器持续运行电压确定为 126kV。

对于 MOA 方式 B 的低压补偿电容器组和低压补偿电抗器组用避雷器,因与 110kV 母线是同一点,所以,避雷器持续运行电压也为 126kV。

对于 MOA 方式 A 的低压补偿电容器组用避雷器,其运行电压宜与安装处的母线实际运行电压计入因串联电抗器引起的稳态电压升高相适应。母线运行电压为 126kV,电容器组串联电抗率为 5% 和 12% 时,并考虑电容器组相间容差为 5%,电容器组的额定电压应分别为 128.3kV 和 138.5kV。考虑到避雷器选择的通用性,MOA 方式 A 的低压补偿电容器组用避雷器持续运行电压确定为 138.5kV。

(2) 避雷器额定电压和保护水平。根据避雷器的制造水

平,避雷器额定电压与持续运行的关系,对于 110kV 母线,MOA 方式 B 的低压补偿电容器组和低压补偿电抗器用避雷器,额定电压确定为 158kV;MOA 方式 A 的低压补偿电容器组用避雷器,额定电压确定为 174kV。

额定电压为 158kV 和 174kV 的避雷器,高于常规 110kV 变电站避雷器的额定电压 (100kV),又低于 220kV 变电站避雷器的额定电压 (200kV),介于两种之间,没有现成产品。750kV 变电站用避雷器的额定电压为 600kV 和 648kV,由四节串联而成,每节额定电压约为 150kV 和 162kV。为了减少新产品的开发工作,晋东南—南阳—荆门试验示范工程直接采用 750kV 变电站用避雷器中的一节,其操作冲击和雷电冲击保护水平比采用常规 110kV 和 220kV 变电站用避雷器更优,限制过电压的效果更好。避雷器的性能参数见表 7.5-13。

表 7.5-13 避雷器额定参数

位 置	额定电压 (rms, kV)	持续运 行电压 (rms, kV)	2kA 操作 冲击残压 (峰值, kV)	10kA/20kA 雷电冲击 残压 (峰值, kV)
母 线	158	126	301	338/363
电 容 器	图 7.5-40 (a)	174	139	331
	图 7.5-40 (b)	158	126	301
电 抗 器	158	126	301	338/363

另外,晋东南—南阳—荆门试验示范工程,由于 110kV 侧系统主要是装设无功补偿装置,为站内设备,没有架空出线,发生单相接地故障概率极低;即使发生单相接地故障,查找故障的时间也较短。根据避雷器工频电压耐受性能,避雷器的额定电压可选择更低一些,保护水平也会相应的低一些,对降低设备绝缘水平和造价更有利。鉴于特高压工程尚无运行经验,由此在特高压交流试验示范工程中避雷器参数采用表 7.5-13 中的值。

(3) 避雷器吸收能量。对于容性无功补偿装置,从计算结果可见,操作过电压下避雷器吸收最大能量发生在单相接地故障,且断路器发生单相重燃时,MOV 方式 A 避雷器吸收最大能量较高,为 1.34MJ;MOV 方式 B 避雷器吸收最大能量为 1.27MJ。因此保护电容器组用避雷器吸收能量为 1.5MJ,折算到避雷器电阻片的方波通流能力按 2000A 选取。

对于感性无功补偿装置,只有断路器在开断低压并联电抗器有截流时,才会在电抗器上产生截流过电压。晋东南—南阳—荆门试验示范工程采用 SF<sub>6</sub> 断路器,其截流很小,截流过电压较低,所以,保护感性无功补偿装置用避雷器的吸收能量很小。若感性无功补偿装置安装避雷器保护时,其方波通流能力可按常规 110kV 避雷器的要求值选取。

## 6.4 110kV 母线绝缘水平的选择

### 6.4.1 额定雷电冲击耐受电压

按避雷器在 20kA 标称放电电流下雷电冲击保护水平为基础,设备额定雷电冲击耐受电压选取为 650kV。

### 6.4.2 额定短时工频耐受电压

按常规 110kV 系统设备的比例选取,额定雷电冲击耐受电压 450kV 对应额定短时工频耐受电压为 185kV,则额



定雷电冲击耐受电压 650kV 对应额定短时工频耐受电压为 267kV。按设备额定短时工频耐受电压的标准等级选取，则为 275kV。

6.5 电容器组额定参数的选择

容性无功补偿装置为并联电容器组，为限制合闸涌流，在电容器支路中串入一电抗器，晋东南—南阳—荆门试验示范工程电容器支路串抗的电抗率暂定为 5%和 12%。容性无功补偿装置的额定电压为 110kV，最高工作电压为 126kV。每组最大容量为 210Mvar。

6.5.1 额定电压

电容器组的额定电压宜与安装处的母线实际运行电压计入因串联电抗器引起的稳态电压升高相适应，电容器承受的长期过电压不应超过电容器额定电压的 1.05 倍，考虑电容器组相间容差为 5%。

电容器组与安装处的母线实际运行电压按单相接地故障 2h 运行时健全相上最高工作电压考虑，为 126kV。

电容器组串联电抗率为 5%和 12%时，电容器组的额定电压应分别为 128.3kV 和 138.5kV。

6.5.2 雷电冲击耐受电压

电容器组最大操作过电压发生在断路器单相重燃故障方式。依据仿真计算结果折算，并考虑一定的绝缘配合系数，对于电容器组对地雷电冲击绝缘水平的选取，MOA 方式 A 和 MOA 方式 B 分别为 650kV 和 750kV；对于电容器组极间雷电冲击绝缘水平的选取，MOA 方式 A 和 MOA 方式 B 分别为 450kV 和 250kV。

6.6 电抗器组额定参数的选择

感性无功补偿装置为低压电抗器组，晋东南—南阳—荆门试验示范工程用低压电抗器组的额定电压为 105kV，最高工作电压为 115kV。每组额定容量为 240Mvar。

断路器在开断低压并联电抗器时，由于断路器截流，在电抗器上产生截流过电压。晋东南—南阳—荆门试验示范工程采用 SF<sub>6</sub> 断路器，其截流很小，截流过电压较低，最大在 2.6 倍以下，故不需要特殊的保护。

6.6.1 额定雷电冲击绝缘耐受电压

电抗器组对地额定雷电冲击耐受电压可按 110kV 母线选取，则为 650kV。

6.6.2 额定短时工频耐受电压

电抗器组对地额定短时工频耐受电压可按 110kV 母线选取，则为 275kV。

6.7 断路器额定参数的选择

用于无功补偿装置回路的断路器，除应满足一般断路器的技术条件外，还应符合下列要求：

- (1) 满足开合电容器组容性电流的需要，分闸时不应重击穿。
- (2) 具有频繁操作的能力。
- (3) 断路器的开断能力应满足恢复电压上升速率和幅值的要求。

6.7.1 额定雷电冲击耐受电压

断路器对地额定雷电冲击耐受电压取 650kV；断路器断口间额定雷电冲击耐受电压取 650（+126）kV。

6.7.2 额定短时工频耐受电压

断路器对地额定短时工频耐受电压可按 110kV 母线选取，即为 275rms，kV；断路器断口间额定短时工频耐受电

压取 275（+70）rms，kV。

6.7.3 断路器开断单相接地故障电流的能力

由于中性点不接地方式，单相接地故障电流仅为无功补偿装置对地杂散电容电流，经计算仅为 0.26A 有效值，非常小。

6.7.4 开断容性电流的能力

目前，我国 145kV 断路器开断电容器组电流的能力已达 1600A，满足开断单组电容器组电流 1500A 的要求。

6.8 并联电容器组用串联电抗器

串联电抗器（简称串抗）的主要作用是抑制高次谐波和合闸涌流。

(1) 对地额定雷电冲击耐受电压：可按 110kV 母线选取，则为 650kV。

(2) 极间额定雷电冲击耐受电压：依据仿真计算结果折算，额定雷电冲击耐受电压选为 325kV。

(3) 额定短时工频耐受电压：设备额定雷电冲击耐受电压为 325kV，对应设备的额定短时工频耐受电压为 140kV。

6.9 中性点绝缘水平

从工频过电压计算结果可知，当系统发生单相接地故障时，在容性无功补偿装置和感性无功补偿装置的中性点及装置的绝缘平台处的工频过电压升高为系统相电压。其工况与 110kV 中性点接地系统设备的相对地工况相当，所以可按 110kV 中性点接地系统设备绝缘等级选取。

6.10 低压无功补偿设备参数

综上所述，低压无功补偿设备参数的选取汇总于表 7.5-14 中。

表 7.5-14 低压无功补偿设备参数选取汇总

设备	内 容	参 数
特高压变压器 110kV 绕组及 110kV 母线	额定工频短时工频耐受电压（rms，kV）	275
	额定雷电冲击耐受电压（峰值，kV）	650
电容器组 避雷器	额定电压（rms，kV）	158 或 174
	10kA 雷电冲击电流残压（峰值，kV）	338/372
	吸收能量（MJ）	>1.5
	方波通流能力（A）	2000
断路器	额定工频短时工频耐受电压（rms，kV）	275
	额定雷电冲击耐受电压（峰值，kV）	650
	断口额定雷电冲击耐受电压（峰值，kV）	650+126
	断口额定工频短时工频耐受电压（rms，kV）	275+70
	开断容性电流（rms，kA）	大组 >3.0
		小组 >1.5
电容器组	额定电压（rms，kV）	128.3 或 138.5
	额定工频短时工频耐受电压（rms，kV）	275
	对地额定雷电冲击耐受电压（峰值，kV）	650/750
	极间额定雷电冲击耐受电压（峰值，kV）	450/250

续表		
设备	内 容	参 数
串联电抗器	对地额定雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)	650
	极间额定雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)	325
	额定工频短时工频耐受电压 (rms, kV)	110
低压电抗器组	额定工频短时工频耐受电压 (rms, kV)	275
	额定雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)	650

注 分母和分子数据分别对应 MOA 方式 A 和 MOA 方式 B。

## 7 串补设备

串补 (含可控串补) 技术是提高交流输电能力的有效技术手段。近年来, 随着大功率电力电子技术、电容器制造技术、工频过电压保护技术和现代控制技术的进步, 使得串补技术在国内、外超高压交流电网中得到了广泛应用。伴随着我国特高压交流电网的建设, 串补技术也将为提高特高压交流电网的输电能力作出更大的贡献。

串补装置是串补技术唯一的具体体现形式。串补装置由下列主要设备构成: 串联电容器组、限压器组、火花间隙、阻尼回路、旁路开关、隔离开关、控制保护系统。对于可控串补, 主设备中还将包括晶闸管阀及其纯水冷却系统。除上述主要设备外, 还需要一个相应的特高压绝缘平台, 用于安装串联电容器组、限压器组、火花间隙、阻尼回路和相控电抗器等主要串补一次设备。

### 7.1 串补技术简介

串补 (含可控串补) 技术的基本原理就是利用串联于输电线路中的电容器组的容抗  $X_C$  部分地补偿线路感抗  $X_L$ , 使线路的等效感抗  $X$  大大降低, 提高线路的输送功率极限, 从而达到提高输送功率的目的。当线路中串联有电容器组时, 线路的等值阻抗  $X$  是线路感抗  $X_L$  与串联电容器组容抗  $X_C$  之差。在这种情况下, 线路输送的有功功率可近似地表示为

$$P \approx \frac{U_A U_B}{X_L (1 - k)} \sin \delta \quad (7.5-2)$$

式中:  $k$  为串联补偿度 (简称串补度), 可由下式计算

$$k = \frac{X_C}{X_L} \quad (7.5-3)$$

在维持两站母线电压  $U_A$ 、 $U_B$ , 以及相位差  $\delta$  不变的条件下, 可以多输送的有功功率的百分比为

$$\Delta P(\%) \approx \frac{100k}{1 - k} \quad (7.5-4)$$

固定串补 (Fixed Series Compensation, FSC) 的主接线一般可参考两种方式, 如图 7.5-41 所示。其中电流互感器的配置可根据需求增减, 主接线也可以根据需要在设计时进行少许调整。

可控串补 (Thyristor-Controlled Series Compensation, TCSC) 是在固定串补的基础上并联一条可控电抗器 (Thyristor-Controlled Reactor, TCR) 支路形成的, 其原理接线图如图 7.5-42 所示。其中线路电流  $I_{line}$ 、电容器组电流  $I_C$ 、电容器组电压  $U_C$  以及相控电抗器电流  $I_L$  之间的关系参见图 7.5-43。

在可控串补中, 电容器组的容抗  $X_C$  是可控串补的基本容抗。可控串补的工频基波总电抗  $X$  分为两个区, 一个是

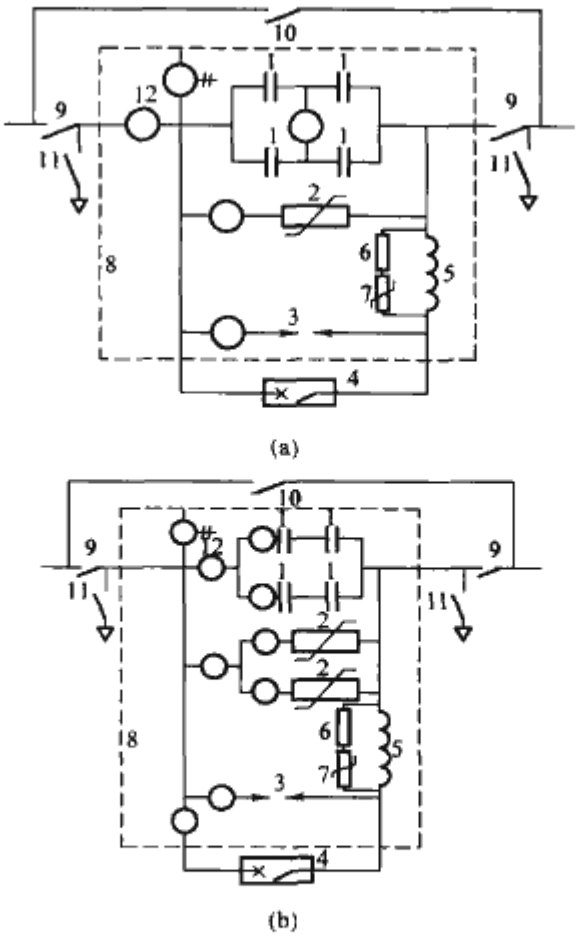


图 7.5-41 固定串补主接线单线参考图

(a) 主接线参考图一; (b) 主接线参考图二

1—串联电容器; 2—限压器; 3—旁路火花间隙; 4—旁路断路器; 5—限流电抗器; 6—线性电阻; 7—非线性电阻或者间隙; 8—串补平台; 9—隔离开关; 10—旁路开关; 11—接地开关; 12—电流互感器

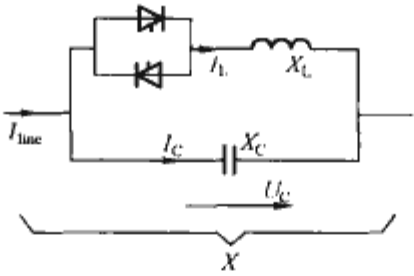


图 7.5-42 TCSC 原理接线图

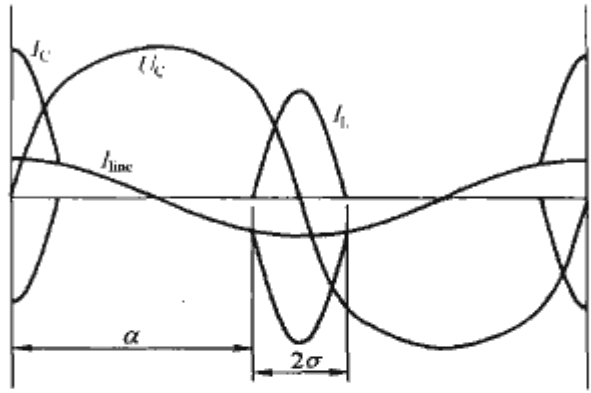


图 7.5-43 TCSC 电压、电流波形关系示意图

容性区, 另一个是感性区 (参见图 7.5-44)。正常工作中, 可控串补工作在容性区以补偿线路感抗, 提高线路输送功率。当线路发生接地故障时, 可调整晶闸管阀的触发角  $\alpha$ , 使可控串补工作在感性区, 增加线路的总电抗, 减小短路电流, 而且在相控电抗器配置合适的条件下, 还可以降低可控串补装置的工频过电压。

可控串补的工频基波电抗数学表达式如下



$$X = X_C \left[ 1 - \frac{k^2(2\sigma + \sin 2\sigma)}{\pi(k^2 - 1)} + \frac{4k^2 \cos^2 \sigma}{\pi(k^2 - 1)^2} (k \tan \sigma - \tan \sigma) \right] \quad (7.5-5)$$

式中:  $X_C$  为电容器组的容抗;  $k$  为 LC 回路自振频率与工频频率的比值,  $k = f_0/f$ ;  $f_0$  为自振频率,  $f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$ ;  $f$  为电网的工作频率;  $2\sigma$  为晶闸管导通时段对应的电角度, 称为导通角。

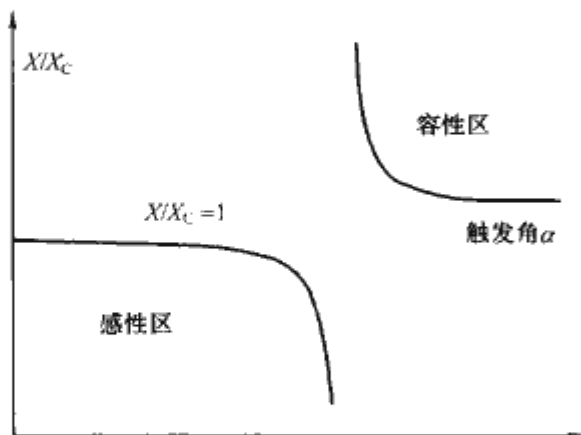


图 7.5-44 TCSC 工频基波电抗示意图

由于可控串补的总电抗  $X$  可以连续调节, 因此可用来阻尼线路的功率摇摆, 消除次同步谐振, 提高电力系统的稳定性。但是, 与常规的固定串补相比, 由于可控串补中增加了大功率晶闸管阀和纯水冷系统以及相应的相控电抗器, 使得工程造价大大增加。为了节省投资, 在特高压电网中仍应以固定串补为主, 必要时, 可通过系统分析, 配以适当比例的可控串补, 用于抑制系统次同步谐振。

## 7.2 串联电容器组

在串补中, 串联电容器组是极其重要的无功补偿设备, 它是由串联电容器单元 (简称串联电容器或者电容器) 通过串、并联连接后组成的。串联电容器组安装在对地绝缘的串补平台上。

串联电容器一般由电容器元件、套管、金属外壳、放电电阻、绝缘浸渍剂、内熔丝等组成。

在串补中, 串联电容器的数量和额定参数 (如额定电压、额定电流等) 是根据具体串补工程对串补总容量的要求以及串联电容器的制造水平确定的, 没有标准值可供选择。

串联电容器之间的接线方式会影响对电容器损坏程度检测的灵敏度。在设计串补时, 一般会针对若干种接线方式进行计算, 最后确定灵敏度最高的一种接线方式。

电容器一般安装在钢质的金属框架上, 并以强度充足的支柱绝缘子支撑框架。各支柱绝缘子的电压等级根据串补正常运行中所实际承受的电压选择。框架与电容器之间需采用适当的等电位连接线连接, 以保证串补装置在运行中框架存在固定的电位 (而不是悬浮电位)。

电容器的限制电压 ( $U_{lim}$ ) 是对电容器进行绝缘性能试验以及过电压保护设备参数选择的一个基本参数, 它直接影响电容器的造价和串补成套装置的造价。电容器限制电压的定义是过电压保护设备动作前以及动作中呈现在电容器端子间的工频电压最大值除以  $\sqrt{2}$ 。国内外研究成果以及现有串补工程实例表明, 电容器限制电压选择为  $2.3 \sim 2.4 p.u.$  ( $1 p.u. = \text{额定电压}$ ) 是最佳选择, 它能使整套串补装置的造价达到最优。

## 7.3 限压器组

在现代串补工程中, 限压器组是串联电容器组工频过电

压的直接保护设备。由于串联电容器组的额定电压远小于线路的额定电压, 当线路出现短路故障时, 相当于正常工作电流几倍甚至几十倍的故障电流将流过电容器组, 必然会造成串联电容器组的工频过电压。限压器组的功能就是有效抑制串联电容器组上的工频过电压, 其过电压值将不超过限压器组的保护水平  $U_{PL}$ 。在配置限压器组时, 它的保护水平  $U_{PL}$  应略低于串联电容器组的限制电压  $U_{lim}$ 。

限压器组是由若干限压器单元并联组成的。限压器单元一般由限压器芯体、绝缘外套、压力释放装置以及防潮剂组成。限压器芯体由骨架和若干柱串联连接的金属氧化物电阻柱组成, 在骨架的两端这些电阻柱被并联在一起。

金属氧化物电阻是非线性电阻元件, 其非线性特性优异, 近二十几年来被广泛应用于无间隙金属氧化物避雷器的制造。由于串联电容器组上出现的过电压是由线路故障电流造成的工频过电压, 要把此工频过电压限制到  $U_{PL}$  以下, 不仅要求限压器必须具备优异的非线性特性, 还需要它具备强大的耗能能力。因此耗能能力是限压器组的一个重要指标。

确定一套具体串补工程限压器组的能耗一般需要下列过程:

- (1) 由金属氧化物电阻生产厂提供一个计划在限压器中使用的单个电阻的非线性特性曲线以及该电阻的耗能能力。
- (2) 根据串补中给定的电容器组限制电压  $U_{lim}$ , 以及能耗预测值, 由研究人员 (或者限压器生产者) 初步给出电阻的串、并联个数, 由此得到限压器组的初步非线性伏安特性曲线。
- (3) 根据这条非线性伏安特性曲线以及相关断路器的继电保护动作时序, 由研究人员通过系统仿真得到限压器组的能耗。
- (4) 根据此能耗数据适当调整电阻的串、并联个数, 得到新的限压器组非线性伏安特性。
- (5) 根据最新的非线性伏安特性, 重复进行系统仿真计算, 并最终确定非线性电阻的串、并联个数, 保护水平以及最大能耗。这里需要说明的是, 参与系统仿真的人员需要了解拟采用的限压器单元内电阻柱并联的个数, 以使电阻柱并联个数符合实际情况。

限压器的非线性伏安特性可用下式表示

$$i = I_0 (u/I_{REF})^Q \quad (7.5-6)$$

式 (7.5-6) 中,  $U_{REF}$  是为了解决数字计算中计算机溢出的问题而人为设置的常数, 它的取值一般略高于拐点电压 (对于一个非线性电阻元件来说, 拐点电压一般是指直流电流等于  $1mA$  时伏安特性曲线所对应的电压)。 $Q$  是非线性指数, 但它并不是一个常数, 在限压器动作时, 它的值可从十几变化到一百多。由于非线性指数  $Q$  不是一个常数,  $I_0$  也不是一个常数。

在限压器动作时, 限压器电流的相对变化率 ( $di/i$ ) 与电压的相对变化率 ( $du/u$ ) 存在下列关系

$$\frac{di}{i} = Q \frac{du}{u} \quad (7.5-7)$$

由式 (7.5-7) 可知, 电流相对变化率是电压相对变化率的十多倍到一百多倍, 即很小的电压变化即可引起很大的电流变化。

在限压器组中, 所有金属氧化物电阻柱均为并联连接关系, 其非线性特性的不一致将导致限压器组中电流分配的严重不均匀, 从而造成个别限压器单元因严重过载而损坏。为了控制限压器组中各电阻柱非线性伏安特性的一致性, 一般要求限压器生产者根据各自的生产工艺, 在生产中仔细地



选、配非线性电阻，把电流分配的不均匀程度控制在一定范围内。目前，国际上考核限压器组中各非线性电阻柱电流不均匀程度的指标通常为不大于10%。

在限压器动作时，能量的积累和温升十分迅速。为了确保串补设备正常运行，限压器组动作后的温升情况、冷却现状都将是串补停运以及再次投运的重要指标。限压器生产者应针对具体串补工程提供限压器组的温升与能耗的关系以及冷却曲线（即限压器动作后，非线性电阻温度随时间下降的规律）。

#### 7.4 火花间隙

在串补工程中，火花间隙是串联电容器组关键的工频过电压保护设备之一。在早期的串补装置中，由于没有限压器的保护，火花间隙成了唯一的工频过电压保护设备。在这种早期的串补中，火花间隙可以是自触发型（或称自放电型）的。而在现代串补装置中，由于限压器的存在，其工频过电压不会超过限压器的保护水平。在限压器保护水平下，一般不允许火花间隙自行放电而导致串补旁路，因此要求现代串补装置中必须使用强制触发型的火花间隙。

在现代串补装置中，火花间隙的主要作用是防止限压器组动作时过载造成损坏。在线路出现短路故障时，限压器的能量积累是十分迅速的。要确保限压器安全，火花间隙在接收到触发指令后应能迅速动作，使串补装置旁路。火花间隙触发原理的不同，其从接收到指令到间隙完全导通所需的时间（称为触发时延）也不相同，国际上各制造商都能将此触发时延做到不大于1ms。

对火花间隙的技术要求除了上述的触发时延外，还要求其具有以下要求：

- (1) 稳定且可靠的工频自放电电压。
- (2) 间隙的自放电电压应能因具体工程的需要而进行调整。
- (3) 电极必须具备多次承受电力系统短路电流的烧灼而无需检修的能力。
- (4) 触发放电电压应不受气象条件变化的影响。
- (5) 绝缘性能恢复速度应满足串补工程的要求。

目前，国际上通常采用的火花间隙触发原理有下列三种：

(1) 用密封间隙触发。密封间隙触发原理可借助图7.5-45说明。

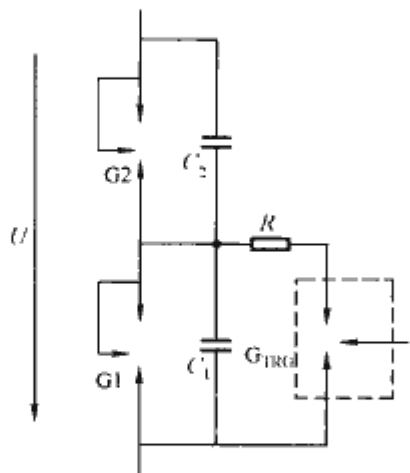


图 7.5-45 密封间隙触发原理

主间隙系统一般由两个串联连接的主间隙 G1、G2 以及均压电容器  $C_1$ 、 $C_2$  组成。在线路出现短路故障时，两个主间隙上承受的工频过电压约等于限压器保护水平的二分之一。在这个工频过电压作用下，为了不使主间隙自行放电，

主间隙的自放电电压一般需调高10%。主间隙 G1 上并联了一条密封间隙支路，它是由密封间隙  $G_{TRG}$  和限流电阻  $R$  组成的。在线路出现短路故障时，密封间隙承受的工频过电压与并联的主间隙相同，为了不使其自行放电，密封间隙的自放电电压一般也要调高10%或者更高。当接收到触发指令后，触发控制电路首先使密封间隙  $G_{TRG}$  放电，在很短时间内，即可使主间隙 G1 的工频过电压下降，并同时使主间隙 G2 的工频过电压上升到自放电水平后而击穿放电。当主间隙 G2 放电后，全部的工频过电压将迅速施加到主间隙 G1 上，使 G1 自行放电，从而完成主间隙系统的放电过程。

(2) 用升压变压器触发。升压变压器触发原理可借助图7.5-46说明。

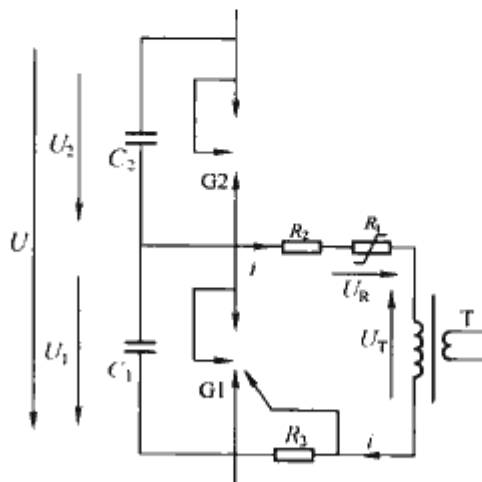


图 7.5-46 升压变压器触发原理

主间隙系统由两个串联连接的主间隙 G1、G2 以及均压电容器  $C_1$ 、 $C_2$  组成。在线路出现短路故障时，两个主间隙上承受的工频过电压约等于限压器保护水平的二分之一。在这个工频过电压作用下，为了不使主间隙自行放电，主间隙的自放电电压一般需调高10%。主间隙 G1 上并联了一条触发支路，它是由升压变压器 T（可用 TV 代替）、非线性电阻  $R_1$ 、线性电阻  $R_2$  和  $R_3$  组成的。非线性电阻的动作电压高于主间隙 G1 实际承受的最大工频过电压，因此，在串补装置正常运行以及线路出现短路故障时，施加在非线性电阻上的电压最大值都不会使它动作，即不会导通。升压变压器 T 的低压侧串联有晶闸管开关和触发电容器，触发电容器被直接串联在串补电容器组的主回路中。当串补电容器组存在过电压时，触发电容器也存在同等比例的过电压。当控制电路接收到触发命令时，首先触发晶闸管，使触发电容器对升压变压器放电。由于升压变压器低压侧的接线可以保证高压侧输出电压  $U_T$  与主间隙 G1 承受电压  $U_1$  相位相反，在  $U_1$  和  $U_T$  的共同作用下，使非线性电阻  $R_1$  导通，均压电容器  $C_1$  通过电阻  $R_2$ 、非线性电阻  $R_1$ 、升压变压器 T 的高压绕组以及线性电阻  $R_3$  组成的触发支路放电，使主间隙 G1 承受的过电压迅速降低，同时使主间隙 G2 承受的过电压迅速提高。与此同时，放电电流  $i$  在线性电阻  $R_3$  上产生的压降将使主间隙 G1 一个电极上的小间隙放电，放电火花将促使主间隙 G1 击穿，从而使串补的全部过电压施加在主间隙 G2 上，主间隙 G2 被击穿，完成主间隙系统的触发放电过程。即便主间隙一个电极上的小间隙的电火花不能导致主间隙 G1 击穿，当均压电容器  $C_1$  上的过电压下降到一定程度时，主间隙 G2 也会自行放电，在这种情况下，串补的全部过电压被施加到了主间隙 G1 上，从而又使 G1 击穿。

(3) 用等离子体触发。等离子体触发的原理是在间隙的一个电极上装设等离子体喷嘴，间隙的距离能充分保证间隙在串补正常运行中以及在串补遭遇暂时工频过电压时不会自



行击穿放电。当需要间隙放电时,电极上的等离子喷嘴将向另一电极方向高速喷射等离子体,造成间隙电场严重畸变,促使间隙放电,甚至造成间隙直接短路。

当主间隙系统由两个主间隙串联时,等离子体喷嘴只装设在一个间隙的电极上。等离子体的喷射将首先使一个主间隙放电,从而使另一个主间隙试图承受全部的工频过电压,但是由于主间隙的自放电电压远低于串补全部的工频过电压,因此造成另一个主间隙迅速地自行放电,从而完成整个主间隙系统的放电过程。

### 7.5 阻尼回路

当串联电容器组被旁路或退出时,电容器组通过闭合回路放电将产生高幅值的高频放电电流,对串联电容器和旁路开关均是有利的,而且电容器组的快速放电对线路断路器恢复电压和线路潜供电弧也是不利的,为此在放电回路中设置了阻尼装置,用来限制电容器组放电电流的幅值和频率,并迅速降低电容器组的电压。

阻尼装置由阻尼电抗器、阻尼电阻器和开关元件三部分组成。阻尼电抗器用来控制电容器组放电电流的幅值和频率,电感值应按限流要求选取,并且工频电抗值要低于阻尼电阻器电阻值,以减少流过阻尼电阻器的线路电流,降低损耗。阻尼电抗器要能长期通过线路额定电流,短时能耐受电容器组放电电流和系统短路电流的联合作用。阻尼电阻器用来迅速衰减电容器组放电电流,所以电阻值应按衰减要求选取,热容量也应充足。开关元件的动作电压应高于最严重线路故障时电抗器上的工频过电压峰值,在这种情况下隔离阻尼电阻器,使线路电流流过阻尼回路时不会在电阻器上产生损耗。在电容器组放电时,开关元件应能使阻尼电阻器可靠接入,以便快速衰减电容器的放电电流。

开关元件可以采用非线性电阻或间隙。在开关元件采用非线性电阻的情况下,当电容器组电压高于非线性电阻的参考电压时,非线性电阻导通使阻尼电阻器接入,而当电容器组的电压低于非线性电阻的参考电压时,非线性电阻截止使阻尼电阻器退出运行。非线性电阻动作时吸收能量较大,为了满足热容量要求,一般采用多个串联连接的线性—非线性电阻支路并联的结构,这一方面解决了非线性电阻的热容量问题,另一方面也解决了非线性电阻不易直接并联的问题。在开关元件采用间隙的情况下,当电容器组电压高于间隙放电电压时,间隙击穿使阻尼电阻器接入,而当电容器组放电结束、线路断路器清除故障后,间隙的绝缘才能恢复,使阻尼电阻器退出。在这种情况下,要求阻尼电阻器热容量较大。

### 7.6 旁路断路器

参见图 7.5-40,旁路断路器与阻尼装置(由阻尼电抗器、阻尼电阻器和开关元件三部分组成)串联后和串联电容器组(以下简称电容器组)并联,旁路断路器分闸时电容器组投入,旁路断路器合闸时电容器组退出,旁路断路器的主要用途是投入和退出电容器组。

旁路断路器安装在地面上,对地绝缘承受系统电压,绝缘水平应选择与系统相同或略高。旁路断路器断口与电容器组并联,断口绝缘承受电容器组电压,绝缘水平应选择与电容器组相同或略高。

旁路断路器将线路电流从电容器组回路转移至旁路回路称为旁路电容器组,相应的关合电压和电流分别称为额定旁路关合电压和额定旁路关合电流,这里应考虑线路故障加上

电容器组极限电压下放电的极限情况。旁路断路器要具有高频电流关合能力。旁路断路器将线路电流从旁路回路转移至电容器组回路称为接入电容器组,相应的开断电压和电流分别称为额定重接入电压和额定重接入电流,这里应考虑电容器组过负荷情况。

旁路断路器不开断短路,开断过程中不能重击穿,操作顺序推荐为: C-t-OC-t'-OC, 这里, C 代表一次合闸; OC 代表一次分闸后立即合闸;  $t = 0.2s$ ,  $t' = 3min$ 、 $1min$  或  $15s$ , 如果可调, 应该规定调整的极限。

在系统或串补设备故障等紧急情况下要能快速退出电容器组,要求旁路断路器具有很高的合闸可靠性和很短的合闸时间,这是旁路断路器与常规断路器的最大不同点。接入串联电容器组时,电压上升速度较慢,对旁路断路器的分闸时间没有特别要求。

### 7.7 隔离开关

串补装置隔离开关的主要作用是实现串补装置各种工作方式之间的灵活切换,与超、特高压电网中的其他隔离开关相同。在串补容量较大时,线路隔离开关应考虑一定的灭弧能力。

### 7.8 控制保护系统

控制保护系统主要包括平台测量和数据采集系统、控制保护调节系统、当地工作站站控系统、故障录波和回放系统以及晶闸管阀的控制和监测系统(仅针对可控串补)等。

平台电量测量装置主要是电流互感器(或电流传感器)。电流互感器应采用独立的双绕组结构,以节省平台空间。电流互感器的设计不仅要考虑故障电流,还要考虑串联电容器组放电产生的幅值很大的高频冲击电流。例如,平台电流互感器要考虑到能够耐受电容器组对平台放电时产生的大幅值高频电流,电流互感器的绝缘水平应与串补装置相配合。

串补平台上各电流互感器的电流信号可以被送到专门设计的平台数据采集箱集中进行模/数转换,也可以分散到各电流互感器中直接进行模/数转换。然后再经过高压光纤柱将平台上的各种测量数据传递到地面控制保护系统。平台数据采集系统应具有功耗低、抗干扰能力强、测量范围宽、可靠性高、对运行环境的适应性强等特点。平台上的数据采集系统需要一套长期稳定运行的电源为其提供可靠的电能。目前,平台工作电源有三种方式获取,即激光送能、线路取能和激光送能与线路取能相结合的模式。在串补带电情况下,应尽可能地采用互感器取能方式解决供电问题,以便延长激光器件的使用寿命。串补平台的电磁环境较差,应根据特高压串补平台的实际电磁环境条件,采取相应的技术措施,提高测量系统的抗干扰能力。

控制保护部分由控制调节、I/O 单元、数据汇总单元、限压器保护、电容器保护、平台保护、暂态故障录波(TFR)部分构成,具有当地和远程控制功能,具备电容器电流不平衡保护、限压器保护及其不平衡保护、火花间隙保护、平台设备绝缘和闪络保护、晶闸管触发以及相应的水冷却系统各种保护功能(针对可控串补),具有“五防”功能,要求与线路保护相配合。控制保护系统的测量和保护部分要求具有独立的、互为备用的双重系统,以便提高串补装置保护的可靠性。

光纤柱是串补平台与地面保护系统实现数据传送和激光送能的关键设备。在光纤柱中,通信用光纤和送能用光纤的数量应根据具体串补工程的需要确定。在绝缘水平方面,光



纤柱与特高压线路绝缘子相同,需遵从相同的标准进行设计和制造。但是,光纤柱除了承受自身的质量以及可能存在的弹簧连接带来的很小的拉力外,几乎不受力,因此在设计中,一般不考虑光纤柱的受力问题。

### 7.9 串补平台

特高压线路电压高、电流大、输送距离远,这一般会使串补装置容量大大提高。串补容量的提高意味着串联电容器数量的增加、质量的增加,从而带动了过电压保护设备数量和质量的增加。若把所有相关串补一次设备集中安装于一个平台上,平台尺寸势必会很大,设备以及平台的总质量也会造成平台结构(尤其是支撑机构)设计困难。为此,可考虑将特高压串补装置分段实现,即把一套特高压串补分成两段甚至三段,每一段都有自己独立的串联电容器组、限压器组、火花间隙、阻尼回路、测量和保护系统,甚至独立的旁路断路器和隔离开关。

特高压串补平台对地电位高,平台对地距离相应提高,使得支柱绝缘子的总长度大大增加,抗压稳定性变差。为了改善支柱绝缘子的抗压稳定性,一种解决方法是加大支柱绝缘子直径,直接提高支柱绝缘子的抗压稳定性。另一种变通的解决方法是可考虑在平台与地面基础之间增加一个桁架,把支柱绝缘子平均分成两段(如图7.5-47所示),一段绝缘子在平台与桁架之间,另一段在桁架与基础之间。当采用变通方法提高支柱绝缘子的抗压稳定性时,如果桁架是金属的,应通过静电场计算,确认桁架的电位等于或者约等于平台电位的二分之一,否则应采取均压措施。

在设计特高压串补平台时,需根据平台上各设备的安装情况、设备质量以及迎风面积等因素,并根据串补装置安装地的地震等级计算分析平台结构的力学性能,确保串补平台结构各个部分在地震和风力的共同作用下保有充足的机械强度。

由于电压很高,平台四周边缘处以及平台上相关设备的外缘处(如串联电容器组上部边缘、火花间隙顶部边缘等位置)电场强度大,应在这些位置装设适当的电场均匀设施,以降低金属物体表面场强,确保串补正常运行中不产生电晕,改善平台及其附近的电磁环境。

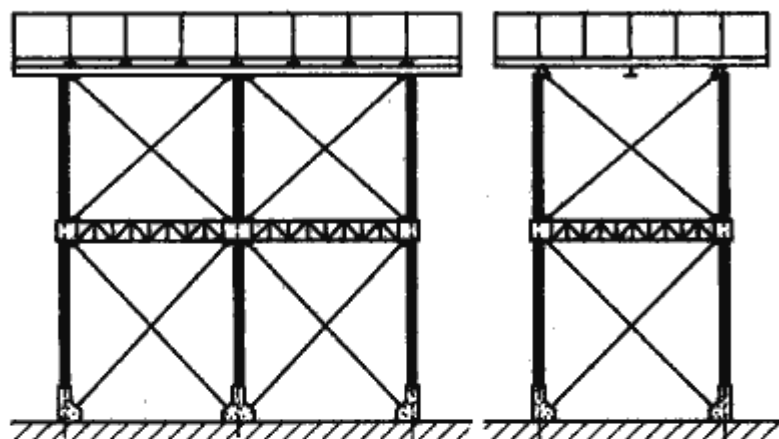


图 7.5-47 特高压串补平台设想图(变通方案)

### 7.10 可控串补晶闸管阀及其冷却系统

可控串补晶闸管阀与静补阀相比,虽然阻抗调节都是通过晶闸管阀的通断来实现的,但是由于它们的电路拓扑结构不同,晶闸管阀的运行特性有着较大差异。在可控串补装置中,晶闸管阀中的电流和电容器电流会形成补偿甚至谐振关系,在确定晶闸管的参数时,存在着晶闸管中电流值和波形不易确定的难题。这就需要根据已知的输电容量和串补度,计算出相控电抗器和晶闸管阀的电流和电压应力,并计算出

相应的谐波分量。

可控串补晶闸管阀由数十个晶闸管阀层串联组成,每个晶闸管阀层由反并联的晶闸管对、高电位电子板、阻容吸收回路、直流均压电阻等组成。晶闸管元件可以用电触发晶闸管(ETT)或光触发晶闸管(LTT)。当采用电触发晶闸管元件时,其晶闸管阀高电位电子板的能量要求采用电压和电流复合取能方式,以确保触发的可靠性。高电位电子板必须能够自动辨别来自阀基电子的触发命令,实现容性、感性和旁路三种触发模式的无缝转换。可控串补晶闸管阀涉及大功率晶闸管器件及其串联技术、过电压保护及其绝缘配合技术、强磁场环境下高电位电子触发及监测保护技术、晶闸管阀的等效试验技术等一系列关键技术。

根据需要,晶闸管阀需要配套相应的密闭式水冷却系统,它分为室内机和室外机两部分。水冷却系统由强制循环水泵、气体热交换器、由混床及化学脱氧床组成的介质再生系统、冷却介质缓冲罐、补液装置、自控及监测系统组成。循环冷却介质采用高纯水加乙二醇的混合液体,可以保证在高电压下运行和冬季不结冰的低凝固点。混合床离子交换系统,对水中离子不断进行脱除,以长期维持很高的电阻率。在介质再生支路中还串联一个化学脱氧床,其中的特种氧化还原树脂可不断地吸附渗入水中的氧,减低冷却介质中的氧对管路的腐蚀。冷却介质缓冲罐的顶部有高纯氮气,在冷却介质因少量外渗而损失时,氮气容积扩张,把缓冲罐中储存的冷却介质挤入管路系统,保证管路中冷却介质的饱和。就地监控系统与串补控制保护系统之间需要进行有机的联系,可以实时显示各种信息,便于操作和监控。

## 8 特高压绝缘子

特高压绝缘子包括架空线路悬式绝缘子和变电站电气装置或设备用绝缘子,其中变电站电气装置或设备用绝缘子主要包括支柱绝缘子、套管以及各类空心绝缘子。特高压与超高压绝缘子相比具有以下特点:

(1) 由于特高压、大容量输电的发展,绝缘子的电气和机械性能要求大大提高。一方面,随着绝缘子长度的增加,绝缘子承受的工作电压沿其轴向的电场与电位分布更趋不均匀。另一方面,绝缘子承受的机械应力(包括机械弯曲或扭转应力)随着绝缘子长度的增加而提高;线路绝缘子的拉伸负荷性能随导线截面积等的增加而大大提高。这突显了特高压绝缘子的机械性能的重要性。

(2) 为提高户外设备绝缘子的耐污性能,需要较大的爬电距离和良好的伞裙结构,这又加大了特高压绝缘子的制造难度。

(3) 特高压工程大量使用复合绝缘子。特高压变电站绝缘子部分使用复合绝缘子的主要原因是降低制造难度;线路绝缘子使用复合绝缘子的主要原因是控制塔头尺寸,同时提高线路的污秽外绝缘水平。

### 8.1 特高压变电站绝缘子

特高压变电站绝缘子包括:特高压母线支柱绝缘子、特高压隔离开关支柱绝缘子,特高压变压器套管、特高压电抗器套管、特高压GIS出线套管以及特高压避雷器、互感器等用的空心绝缘子。

#### 8.1.1 特高压支柱绝缘子

户外用特高压支柱绝缘子有不同材质的多种结构形式与组合。通常按使用材料分成三大类:①支柱瓷绝缘子,由传统的高强瓷制成的实心圆柱形元件串接为一组整柱;②支柱



复合绝缘子，外绝缘伞裙和护套采用硅橡胶绝缘材料，内支撑由实心环氧玻璃钢圆柱形元件串接而成，或采用空心环氧玻璃钢圆筒填充绝缘（如充 SF<sub>6</sub>、N<sub>2</sub> 气体）；③支柱复合瓷芯绝缘子，由高强瓷制成的实心圆柱和硅橡胶伞裙护套组合而成。当单柱绝缘子不能满足其机械性能的要求时，可由棒形支柱绝缘子组成三脚架或其他构架形式。

棒形支柱绝缘子的主要试验项目：工频干、湿耐受电压试验，雷电冲击耐受电压试验，操作冲击湿耐受电压试验等电气性能试验，以及抗弯曲、抗扭转和温度循环等机械性能试验。

耐污性能及机械强度是特高压支柱绝缘子性能最关键的两个方面。特高压交流试验示范工程变电站用特高压支柱绝缘子的主要技术参数见表 7.5-15。

表 7.5-15 特高压支柱绝缘子的主要机电参数

系统标称电压(kV)	系统最高运行电压(kV)	额定弯曲破坏负荷(kN)	额定扭转破坏负荷(kN·m)	雷电冲击耐受电压峰值(kV)
1000	1100	12.5/16	8/10	2400
操作冲击湿耐受电压峰值(kV)	额定 1min 工频湿耐受电压有效值(kV)	无线电干扰(试验在 700kV 电压、1MHz 频率下,μV)	爬电距离(mm)	结构高度(m)
1800	1100	≤500①	≥27500②	≥9.5—10③

① 无线电干扰试验仅适用于母线支柱绝缘子，在 1.1×1100/√3kV 电压下，户外晴天夜晚无可见电晕；对于复合绝缘子还应控制高压端和接地端的电场强度。  
② 指单柱支柱瓷绝缘子的最小爬电距离。  
③ 母线支柱绝缘子结构高度 10m，隔离开关支柱绝缘子结构高度 9.5~10m。

8.1.1.1 支柱瓷绝缘子

特高压支柱瓷绝缘子的外形系数应符合对应 IEC 60815 的国家标准的规定；试验示范工程要求伞形为大小伞，两相邻大伞伞间距不宜小于 70m，最小爬电比距为 25mm/kV；在人工污秽试验中，在 0.08mg/cm<sup>2</sup> 试验盐密及 0.5mg/cm<sup>2</sup> 灰密下，单柱试品的人工污秽工频耐受电压应不小于 636kV。

特高压支柱瓷绝缘子应按 GB 8287.1—2008《标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱绝缘子 第 1 部分：瓷和玻璃支柱绝缘子的试验》进行型式试验、抽样试验和逐个试验。其中型式试验的试品应从经受逐个试验合格的试品中选取，电气试验试品数为单柱完整的试品，但人工污秽耐

受试验可根据试验条件对单柱或若干柱试品进行；弯曲破坏试验选取的试品数为 3 柱完整的试品，扭转破坏试验选取的试品数为 3 只杆径最小的元件试品。试验项目和试验方法应符合 GB 8287.1—2008 标准的要求。

变电站用支柱绝缘子如图 7.5-48 所示。

8.1.1.2 支柱复合绝缘子

在重污秽地区可使用支柱复合绝缘子。

特高压支柱复合绝缘子伞裙同样采用大小伞结构，两相邻大伞伞间距不小于 70mm，最小爬电比距为 20mm/kV，并具有良好的伞形结构。

特高压复合绝缘子的伞套材料的体积电阻率大于或等于 10<sup>12</sup>Ω·m，表面电阻率大于或等于 10<sup>12</sup>Ω，击穿强度大于或等于 20kV/mm（厚度 2mm 试片），耐漏电起痕及电蚀损不低于 TMA4.5 级，可燃性 FV-O 级，抗撕裂强度大于或等于 9kN/m（直角法），机械扯断强度大于或等于 4MPa，拉断伸长率大于或等于 150%，邵氏硬度大于或等于 50（高温硫化硅橡胶）；憎水性应符合 DL/T 864—2004《标称电压高于 1000V 交流架空线路用复合绝缘子使用导则》标准的要求。

复合绝缘子应能耐受 1000h 伞套起痕和电蚀试验、陡波冲击耐受电压、界面渗透性试验、弯曲负荷试验、扭转负荷试验；其中支柱复合瓷芯绝缘子的瓷芯棒还应能通过孔隙性试验（其他要求同支柱瓷绝缘子）；支柱复合绝缘子的玻璃钢芯棒或玻璃钢筒应符合 DL/T 864—2004 标准的要求以及密封性能（充气式绝缘子，参照 GB/T 21429—2008《户外和户内电气设备用空心复合绝缘子定义、试验方法、接受准则和设计推荐》）和防污闪特性的要求。

支柱复合绝缘子的试验分为设计试验、型式试验、抽样试验和逐个试验，分别见表 7.5-16、表 7.5-17、表 7.5-18 和表 7.5-19。其中型式试验的试品应从经受逐个试验合格的试品中选取，电气试验试品数为单柱完整的试品，但人工污秽耐受试验可根据试验条件对单柱或若干柱试品进行；弯曲破坏试验选取的试品数为 3 柱完整的试品，扭转破坏试验选取的试品数为 3 只杆径最小的元件试品。



图 7.5-48 变电站用支柱瓷绝缘子

表 7.5-16 特高压支柱复合绝缘子设计试验项目

项号	试 验 名 称	试 验 依 据	试 验 方 法
1	界面和金属附件连接区试验	DL/T 1048 第 7.2 条	DL/T 1048 第 7.2 条
1.1	热机试验	DL/T 1048 第 7.2.2.1 条	DL/T 1048 第 7.2.2.1 条
1.2	水煮试验	DL/T 1048 第 7.2.2.2 条	DL/T 1048 第 7.2.2.2 条
1.3	验证试验	DL/T 1048 第 7.2.3 条	DL/T 1048 第 7.2.3 条
1.4	外观检查	DL/T 1048 第 7.2.3.1 条	DL/T 1048 第 7.2.3.1 条
1.5	冲击电压击穿耐受试验	DL/T 1048 第 7.2.3.2 条	DL/T 1048 第 7.2.3.2 条
1.6	干工频电压试验	DL/T 1048 第 7.2.3.3 条	DL/T 1048 第 7.2.3.3 条
2	装配好的芯棒负荷-时间试验（仅对非瓷芯体）	DL/T 1048 第 7.3 条	DL/T 1048 第 7.3 条
2.1	最大设计弯曲负荷（MDCL）验证试验（仅对非瓷芯体）	DL/T 1048 第 7.3.1 条	DL/T 1048 第 7.3.1 条
2.2	弯曲负荷试验	DL/T 1048 第 7.3.2 条	DL/T 1048 第 7.3.2 条
3	伞套材料试验	DL/T 1048 第 7.4 条	DL/T 1048 第 7.4 条
3.1	邵氏硬度试验	DL/T 1048 第 7.4.1 条	DL/T 1048 第 7.4.1 条
3.2	伞套试验：起痕和蚀损试验	DL/T 1048 第 7.4.3 条	DL/T 1048 第 7.4.3 条

续表

项号	试 验 名 称	试 验 依 据	试 验 方 法
3.3	可燃性试验	DL/T 1048 第 7.4.4 条	DL/T 1048 第 7.4.4 条
4	芯棒材料试验	DL/T 1048 第 7.5 条	DL/T 1048 第 7.5 条
4.1	染料渗透试验 (仅对非瓷芯体)	DL/T 1048 第 7.5.1 条	DL/T 1048 第 7.5.1 条
4.2	水扩散试验 (仅对非瓷芯体)	DL/T 1048 第 7.5.2 条	DL/T 1048 第 7.5.2 条
4.3	孔隙性试验 (仅对瓷芯棒)	DL/T 1048 第 7.5.3 条	DL/T 1048 第 7.5.3 条
4.3	温度循环试验 (仅对瓷芯棒)	GB/T 775.1	GB/T 775.1
5	耐漏电起痕及电蚀损性试验	DL/T 1048 第 7.6 条	DL/T 1048 第 7.6 条

注 表中依据标准为 DL/T 1048—2007《标称电压高于 1000V 的交流用棒形支柱复合绝缘子—定义、试验方法及验收规则》、GB/T 775.1—2006《绝缘子试验方法 第 1 部分：一般试验方法》。

表 7.5-17 特高压支柱复合绝缘子型式试验项目

项号	试 验 名 称	试 验 依 据	试 验 方 法
1	尺寸试验	DL/T 1048 第 5.2 条	DL/T 1048 第 8.2 条
2	电气试验	DL/T 1048 第 5.3.2 条	DL/T 1048 第 8.3.2 条
2.1	干工频电压试验	DL/T 1048 第 5.3.2 条	DL/T 1048 第 8.3.2 条
2.2	湿工频电压试验	DL/T 1048 第 5.3.2 条	DL/T 1048 第 8.3.2 条
2.3	干雷电冲击耐受电压试验	DL/T 1048 第 5.3.2 条	DL/T 1048 第 8.3.3 条
2.4	湿操作冲击电压耐受试验	DL/T 1048 第 5.3.2 条	DL/T 1048 第 8.3.4 条
2.5	人工污秽工频耐受电压试验	DL/T 1048 第 5.9.2 条	DL/T 1048 第 8.5 条
2.6	无线电干扰试验	DL/T 1048 第 5.9.3 条	DL/T 1048 第 8.6 条
3	机械试验	DL/T 1048 第 8.4 条	DL/T 1048 第 8.4.1 条
3.1	弯曲破坏试验	DL/T 1048 第 8.4.1 条	DL/T 1048 第 8.4.1 条
3.2	扭转破坏试验	DL/T 1048 第 8.4.2 条	DL/T 1048 第 8.4.2 条
3.3	正常环境温度时机械负荷下的偏移试验 (仅对非瓷芯体)	DL/T 1048 第 5.11 条	DL/T 1048 第 8.4.3 条
4	密封性能 (仅对充气绝缘子要求)	GB/T 21429 第 10.1 条	GB/T 21429 第 10.5 条

注 表中依据标准为 DL/T 1048—2007、GB/T 21429—2008。

表 7.5-18 特高压支柱复合绝缘子抽样试验项目

项号	试 验 名 称	试 验 依 据	试 验 方 法
1	尺寸检查	DL/T 1048 第 9.2 条	DL/T 1048 第 10.2 条
2	镀锌层试验	DL/T 1048 第 9.3 条	DL/T 1048 第 10.3 条
3	额定弯曲负荷验证试验	DL/T 1048 第 9.4 条	DL/T 1048 第 10.4 条
4	额定扭转负荷验证试验	DL/T 1048 第 9.5 条	DL/T 1048 第 10.5 条
5	冲击电压击穿耐受试验	DL/T 1048 第 7.2.3.2 条	DL/T 1048 第 7.2.3.2 条
6	孔隙性试验 (仅对瓷芯棒支柱)	DL/T 1048 第 9.6 条	DL/T 1048 第 7.5.3 条
7	温度循环试验 (仅对瓷芯棒)	DL/T 1048 第 7.2.3 条	GB/T 775.1

注 表中依据标准为 DL/T 1048—2007、GB/T 775.1—2006。

表 7.5-19 特高压支柱复合绝缘子逐个试验项目

项号	试 验 名 称	试 验 依 据	试 验 方 法
1	外观检查	DL/T 1048 第 10.2 条	DL/T 1048 第 10.2 条
2	逐个弯曲试验	DL/T 1048 第 10.3 条	DL/T 1048 第 10.3 条
3	逐个扭转试验	DL/T 1048 第 10.4 条	DL/T 1048 第 10.4 条
4	高度检查	DL/T 1048 第 10.5 条	DL/T 1048 第 10.5 条
5	超声波探伤试验	DL/T 1048 第 10.6 条	DL/T 1048 第 10.6 条
6	密封性能 (仅对充气式绝缘子)	GB/T 21429 第 10.1 条	GB/T 21429 第 10.5 条

注 表中依据标准为 DL/T 1048—2007、GB/T 21429—2008。

8.1.2 特高压空心绝缘子

空心绝缘子包括空心瓷绝缘子和空心复合绝缘子。同特高压支柱绝缘子一样，特高压复合套管用空心绝缘子需要较大的直径和高度，制造难度很大。目前，特高压交流试验示范工程的特高压 GIS 套管部分使用了空心复合绝缘子，为防止因温度变化引起的空心绝缘子内腔“呼吸”现象而导致的内部局部放电，空心绝缘子的密封是十分重要的。

特高压套管及特高压设备也使用到空心绝缘子。特高压套管主要指特高压变压器套管、特高压电抗器套管、特高压 GIS 出线套管，特高压复合套管的外绝缘为空心绝缘子，特高压互感器、特高压避雷器的外绝缘也是空心绝缘子。采用

空心绝缘子的复合外套气体绝缘套管（荆门变电站）如图 7.5-49 所示。

特高压套管属于具有强垂直电场分量的绝缘结构。其内、外绝缘必须满足下列要求：工频耐压试验时不发生闪络；雷电和操作冲击耐受试验电压下绝缘不发生击穿或闪络无破坏；长期工作电压下不发生热击穿；污秽条件下不发生闪络。由于套管的直径主要由绝缘材料的耐电强度决定，其空心绝缘子的长度与爬电距离由污耐受电压决定，爬电距离的有效利用率则与空心绝缘子的伞形结构有关。

特高压交流试验示范工程变电站用特高压空心绝缘子的主要技术参数见 7.5-20。



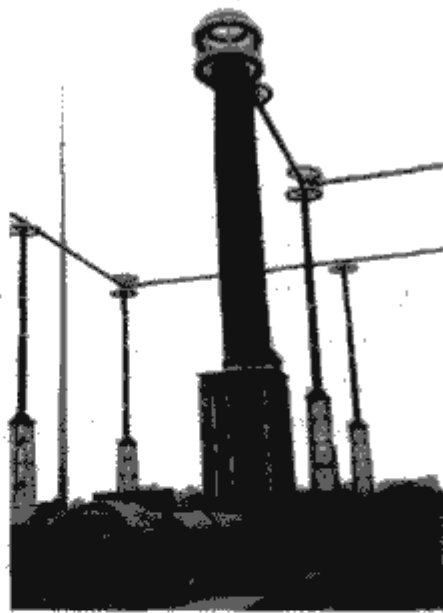


图 7.5-49 采用空心绝缘子的复合外套气体绝缘套管（荆门变电站）

表 7.5-20 特高压空心绝缘子的主要机电参数

系统标称电压 (kV)	系统最高运行电压 (kV)	机械强度	雷电冲击耐受电压峰值 (kV)	操作冲击耐受电压峰值 (kV)
1000	1100	①	①	①
额定 1min 工频湿耐受电压有效值 (kV)	无线电干扰 (试验在 700kV 电压、1MHz 频率下, $\mu\text{V}$ )	爬电距离 (mm)	总结构高度 (m)	
①	$\leq 500$	$\geq 27\,500$ ②	变压器/电抗器	GIS

① 由使用空心绝缘子的设备技术参数决定。

② 27500mm 是支柱绝缘子的爬距，对于大直径产品要考虑直径修正系数。

特高压套管用的空心瓷绝缘子的伞型系数应符合 IEC 60815 对应的国家标准的规定；试验示范工程要求伞型要求为大小伞，最小爬电比距在支柱绝缘子 25mm/kV 的基础上增加直径修正系数。

特高压套管用的空心复合绝缘子技术要求应符合 IEC 61462-2007《合成空心绝缘体 具有大于 1000V 额定电压电气设备用的受压和非受压绝缘体 定义、试验方法、验收标准和设计推荐标准》对应的国家标准的规定；试验示范工程要求伞型要求为大小伞，两相邻大伞伞间距应不小于 70mm；最小爬电比距为 25mm/kV，并有良好的伞型结构；其伞套材料的体积电阻率、表面电阻率、击穿强度、耐漏电起痕及电蚀损、可燃性、抗撕裂强度、机械扯断强度、拉断伸长率、邵氏硬度和憎水性应均等同于支柱复合绝缘子。空心复合绝缘子应能耐受 1000h 伞套起痕和电蚀试验、冲击电压击穿耐受试验、界面渗透性试验、弯曲负荷试验、扭转负荷试验，均应满足 DL/T 864—2004 以及密封性能（充气式，参照 GB/T 21429—2008）、局部放电性能和防污闪、防雨闪特性的要求。

特高压套管的介质损耗因数 ( $\tan\delta$ ) 和局部放电量最大值见表 7.5-21 和表 7.5-22。

表 7.5-21 特高压套管的介质损耗因数 ( $\tan\delta$ ) 最大值 %

套管类型	1.05 $U_m/\sqrt{3}$ 电压下 $\tan\delta$ 的最大值	电压从 1.05 $U_m/\sqrt{3}$ 到 $U_m$ 最大允许增值
油浸纸套管	0.40	0.10
气体绝缘套管	0.40	0.10

表 7.5-22 特高压套管的局部放电量最大值 pC

套管的绝缘形式	测 量 电 压 (kV)		
	$U_r$ ①	1.5 $U_r/\sqrt{3}$ ②	1.05 $U_r/\sqrt{3}$
油浸纸绝缘	10	10	5
气体绝缘	—	10	5

① 仅适用于变压器类套管。

② 对开关设备套管，放电量可在供需双方协议的较低电压下测量。

特高压套管的试验分为型式试验和逐个试验，分别见表 7.5-23、表 7.5-24。

表 7.5-23 特高压套管型式试验项目

序号	试验名称	试验依据	试验方法
1	尺寸检查	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 9.10 条
2	工频湿耐受电压试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.1 条
3	长时间工频电压耐受试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.2 条
4	雷电冲击干耐受电压试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB 1094.3 第 8.3 条
5	操作冲击湿耐受电压试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.4 条
6	温升试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.7 条
7	热短时电流耐受试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.8 条
8	热稳定试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.5 条
9	无线电干扰试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.6 条
10	悬臂负荷耐受试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.9 条
11	密封试验	GB/T 4109 第 7.2.1 条	GB/T 4109 第 8.10 条

注 表中依据标准为 GB/T 4109—2008《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》、GB 1094.3—2003《电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》。

表 7.5-24 特高压套管逐个试验项目

序号	试验名称	试验依据	试验方法
1	外观检查和尺寸检验	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.10 条
2	环境温度下介质损耗因数 ( $\tan\delta$ ) 和电容量测量	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.1 条
3	雷电冲击干耐受电压试验	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.2 条
4	工频干耐受电压试验	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.3 条
5	局部放电量测量	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.4 条
6	抽头绝缘试验	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.5 条
7	密封试验	GB/T 4109 第 7.2.2 条	GB/T 4109 第 9.6 条

注 表中依据标准为 GB/T 4109—2008《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》。

## 8.2 特高压线路绝缘子

特高压线路绝缘子可选择 210kN、300kN、400kN 和 530kN 的盘形悬式瓷绝缘子、玻璃绝缘子和棒形悬式复合绝缘子。

特高压交流试验示范线路直线塔（包括耐张塔的跳线串）在轻污秽地区选择了双伞形盘形瓷绝缘子，中等及以上

污秽地区使用了棒形复合绝缘子；耐张串使用了双伞形的瓷绝缘子。

8.2.1 盘形悬式绝缘子

300kN、400kN 和 530kN 盘形悬式绝缘子元件的主要尺寸特性见表 7.5-25。

表 7.5-25 300kN、400kN 和 530kN 盘形悬式绝缘子元件的主要尺寸特性

型式	额定机电（械） 负荷（kN）	盘径/绝缘 距离（mm）	结构高度 （mm）	爬电距离 （mm）
U300BP/195D	300	330/—	195	485
U300BP/195T	300	360/—	195	635
U420BP/205D	420	380/—	205	550
U420BP/205T	420	400/—	205	635
U550B/240	550	380/—	240	700

特高压盘形悬式绝缘子除应按 GB/T 1001.1—2003《标

表 7.5-26

特高压线路盘形悬式绝缘子定型试验项目

项号	试 验 名 称		试 验 依 据	接 受 判 据
1	外观、尺寸、偏差和量规检查		GB/T 775.1 第 2 和第 3 条	GB/T 775.1 第 2、3 条、GB/T 4056
2	锁紧销操作试验		GB/T 1001.1 第 23 条	GB/T 1001.1 第 23 条
3	雷电冲击干耐受电压试验		GB/T 1001.1 第 13、35、36 条和 GB/T 775.2	1 个标准短串（5 片串）
4	湿工频耐受电压试验		GB/T 1001.1 第 14、35、36 条和 GB/T 775.2	1 个标准短串（5 片串）
5	温度循环试验		GB/T 1001.1 第 24 条	GB/T 775.1 第 5 条
6	机（电）械破坏负荷试验		GB/T 775.3 第 7.2 条（瓷）、4.2.1 条（玻璃）	$\bar{X}-2s \geq SFL$ ( $E_1 \leq 6$ ) $\bar{X}-3s \geq SFL$ ( $E_1 > 6$ )
7	击穿 耐受 试验	冲击击穿 <sup>①</sup> ( $\geq 160\text{kN}$ )	$U_m = 2.8 \pm 0.28 \text{ p.u.}$ 正、负极性各 10 次， 每 5 次换极性	1 p.u. 为 5 片串标准雷电冲击 50% 放电电压 $-U_{50}$ 的单片 平均值
		工频 ( $< 160\text{kN}$ )	GB/T 1001.1 第 15.1 条	GB/T 1001.1 第 15.1 条
8	孔隙性试验（仅对瓷绝缘子）		GB/T 775.1 第 4 条	GB/T 1001.1 第 26 条
9	热震试验（仅对玻璃绝缘子）		GB/T 1001.1 第 25 条	GB/T 1001.1 第 25 条
10	镀层试验		JB/T 8177	JB/T 8177
11	镀锌层的化学分析试验			锌的纯度不小于 99.7%
12	残余强度试验		GB/T 1001.1 第 18 条	$X_s \geq 0.8SFL$ ，每只 $X_b \geq SFL$ 式中： $X_s$ 为分离负荷， $X_b$ 为金属件破坏负荷， $SFL$ 为完 好绝缘子规定破坏负荷
13	可见电晕及无线电干扰性能 试验		GB/T 775.2 第 9 条，JB/T 3567	可见电晕：铁帽 $U \geq 22\text{kV}$ ，钢脚 $U \geq 18\text{kV}$ ；在 10kV/ 1MHz 下，单片无线电干扰电压应不大于 50μV
14	热机试验		JB/T 3568—1999，但循环温度为： $-40$ $\sim +40^\circ\text{C}$	$\bar{X}-3s \geq SFL$ ，并满足 GB/T 1001.1 附录 C
15	工频电弧试验		DL/T 812	DL/T 812，试验后无铁帽钢脚脱落和伞盘开裂等，且其 机电（机械）破坏负荷大于 80% 额定值
16	水泥膨胀试验		JB/T 4307	膨胀率低于 0.10%

注 表中依据标准为 GB/T 775.1—2006《绝缘子试验方法 第 1 部分：一般试验方法》、GB/T 1001.1—2003《标称电压高于 1000V 的架空线路绝缘子 第 1 部分：交流系统用瓷或玻璃绝缘子元件——定义、试验方法和判定准则》、GB/T 775.2—2003《绝缘子试验方法 第 2 部分：电气试验方法》、GB/T 775.3—2006《绝缘子试验方法 第 3 部分：机械试验方法》、JB/T 8177—1999《绝缘子金属附件热镀锌层通用技术条件》、JB/T 3567—1999《高压绝缘子无线电干扰试验方法》、JB 3568—1999《盘形悬式绝缘子串元件的热机械性能试验方法》、JB/T 4307—2004《绝缘子胶装用水泥胶合剂》、DL/T 812—2002《标称电压高于 1000V 架空线路绝缘子串工频电弧试验方法》。

① 玻璃绝缘子冲击击穿试验可不经温度循环试验。

表 7.5-27

特高压棒形悬式复合绝缘子的主要机电参数

系统标称 电压（kV）	系统最高运 行电压（kV）	额定拉伸 负荷（kN）	雷电全波冲击 耐受电压峰值 （kV）	操作冲击湿 耐受电压峰值 （kV）	额定 1min 工频 湿耐受电压 有效值（kV）	无线电干扰 （试验在 720kV 电压、1MHz 频 率下，μV）	可见电晕 电压有效值 （kV）	重污秽地 区爬电距离 （mm）	结构高度 （m）
1000	1100	210~530	3200	1950	990	$\leq 500$	700	$\geq 27\,500$	$\geq 9.75$

注 在  $1.1 \times 1100/\sqrt{3}\text{kV}$  电压下无可见电晕。

称电压高于 1000V 的架空线路绝缘子 第 1 部分：交流系统用瓷或玻璃绝缘子元件——定义，试验方法和判定准则》的规定完成定型试验（包括设计试验、型式试验、抽样试验和逐个试验）外，还应满足特高压试验示范工程的要求，见表 7.5-26。

特高压工程用盘形悬式绝缘子的瓷件逐个进行内水压试验，试验方法按 GB/T 775.3—2006《绝缘子试验方法 第 3 部分：机械试验方法》执行；盘形悬式绝缘子元件的逐个电气试验包括高频火花和工频火花试验。

为保证特高压线路绝缘子的高可靠性，对出厂后的产品应进行批量均匀性的抽样试验。当采用连续制造工艺制造时，其批量不应超过 10 000 片；当采用分批制造工艺制造时，其批量不应超过 5000 片。该试验项目与方法应参照表 7.5-26 中 1、2、4、5、6、7、8、9、10、12、13、14、15 和 16 项的规定进行。

8.2.2 棒形悬式复合绝缘子

特高压工程用 210kN、300kN、400kN 和 530kN 棒形悬式复合绝缘子的主要技术参数见 7.5-27。



特高压棒形悬式复合绝缘子硅橡胶伞套材料的体积电阻率、表面电阻率、击穿强度、耐漏电起痕及电蚀损、可燃性、抗撕裂强度、机械扯断强度、拉断伸长率、邵氏硬度和憎水性应均等同于支柱复合绝缘子。护套与伞裙由整体成型（采用注射或模压成型）或挤包穿伞工艺制造，护套最小厚度应不小于 5mm。芯棒采用单向玻璃纤维增强的环氧树脂引拔棒，应具有良好的耐应力腐蚀性能。护套与芯棒之间以及伞裙与护套之间的界面应是永久性的粘接。特高压棒形悬式复合绝缘子如图 7.5-50 所示。

为确保特高压复合绝缘子长期运行的可靠性，应在其高压端和接地端分别安装均压装置，保持均压环屏蔽深度，特别要注意控制高压端金属附件与护套连接处的电场强度，确保连接处密封的持久性；同时要严格控制端部金属附件与芯棒之间的压接工艺，保障其长期机械性能的可靠连接。

特高压棒形悬式复合绝缘子除应按 GB/T 19519—2004《标称电压高于 1000V 的交流架空线路用复合绝缘子——定义、试验方法及验收准则》的规定完成定型试验（包括设计试验、型式试验、抽样试验和逐个试验）外，还应满足特高压交流试验示范工程的要求，见表 7.5-28。

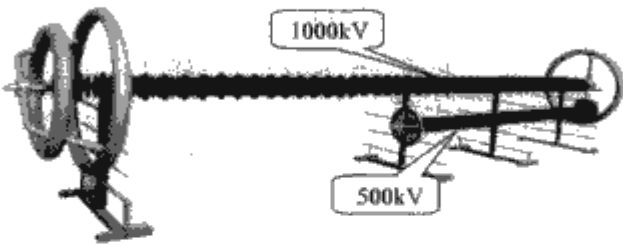


图 7.5-50 特高压棒形悬式复合绝缘子（与 500kV 产品对比）

表 7.5-28 特高压棒形悬式复合绝缘子定型试验项目

项号	试 验 名 称		试 验 方 法	接 受 判 据
设计 试验	1	(1) 试验与预试验	GB/T 19519 第 5.1.1 条	GB/T 19519
		(2) 干工频电压试验	GB/T 19519 第 5.1.2 条	GB/T 19519
		(3) 预备性试验 1) 突然卸载试验 2) 热机试验 3) 水煮试验	GB/T 19519 第 5.1.3 条	GB/T 19519
		(4) 验证试验 1) 外观检查 2) 陡波前冲击电压试验 3) 干工频电压试验	GB/T 19519 第 5.1.4 条	30min 干工频耐压试验后的温升 10K
	2	装配好的芯棒的负荷-时间试验		
	3	装配好的芯棒的应力腐蚀试验		
	4	(1) 染料渗透试验	GB/T 19519 第 5.4.1 条	GB/T 19519
		(2) 水扩散试验	GB/T 19519 第 5.4.2 条	泄漏电流 0.20mA
	5	伞套试验：起痕和蚀损试验	GB/T 19519 第 5.3 条	GB/T 19519
	6	伞套材料可燃性试验	GB/T 19519 第 5.5 条	GB/T 19519
型式 试验	7	伞套材料耐漏电起痕及电蚀损性试验	GB/T 19519 第 5.6 条	GB/T 19519
	8	干雷电冲击耐受电压试验	GB/T 19519 第 6.1 条	3200kV
	9	湿工频耐受电压试验	GB/T 19519 第 6.2 条	990kV
	10	湿操作冲击耐受电压试验	GB/T 19519 第 6.3 条	1950kV
	11	机械负荷—时间试验和金属附件与绝缘伞套间界面的渗透性试验	GB/T 19519 第 6.4 条	GB/T 19519
	12	无线电干扰电压试验	JB/T 3567	700kV 电压、1MHz 频率下，不大于 500μV
	13	可见电晕电压试验	GB/T 775.2	不小于 700kV
抽样 试验	14	尺寸检查	GB/T 19519 第 7.2 条	GB/T 19519 及图样
	15	锁紧系统的检查	GB/T 19519 第 7.3 条	JB/T 8181
	16	验证金属附件和伞套间界面的渗透性（E <sub>2</sub> ）和验证额定机械负荷 SML（E <sub>1</sub> ）	GB/T 19519 第 7.4 条	GB/T 19519
	17	镀锌试验	GB/T 19519 第 7.5 条	JB/T 8177
	18	陡波前冲击耐受电压试验	GB/T 19519 第 7.6 条	DL/T 557 及 GB/T 19519
逐个	19	外观检查	GB/T 19519 第 8.2 条	GB/T 19519
	20	逐个机械试验	GB/T 19519 第 8.3 条	GB/T 19519

注 表中依据标准为 GB/T 19519—2004《标称电压高于 1000V 的交流架空线路用复合绝缘子——定义、试验方法及验收准则》、GB/T 775.2—2003《绝缘子试验方法 第 2 部分：电气试验方法》、JB/T 3567—1999《高压绝缘子无线电干扰试验方法》、JB/T 8181—1999《绝缘子串元件球窝联接用锁紧销》、JB/T 8177—1999《绝缘子金属附件热镀锌层通用技术条件》、DL/T 557—2005《高压线路绝缘子空气中冲击击穿试验——定义、试验方法和判据》。

在试验示范工程中,将设计试验中的60%破坏负荷耐受96h的机械负荷—时间试验提高为75%破坏负荷耐受96h,并在抽样试验中增加120%额定机械拉伸负荷耐受24h的试验。

对出厂后的产品应进行批量均匀性的抽样试验。当采用连续制造工艺制造时,其批量不超过5000只。该试验项目与方法参照表7.5-29的规定进行。

表 7.5-29 批量均匀性检查的抽样试验项目

序号	试验项目名称	试验方法	接受判据
1	尺寸检查	GB/T 19519 及图样	GB/T 19519 及图样
2	镀锌层试验	GB/T 19519 第 7.5 条	JB/T 8177
3	锁紧系统检查	GB/T 19519 第 7.3 条	JB/T 8181
4	(1) 水煮试验 (2) 陡波前冲击电压试验① (3) 干工频电压试验①	GB/T 19519 第 5.1.3 条 和 第 5.1.4 条	30min 干工频耐压试验后的温升 10K
5	验证金属附件和伞套间界面的渗透性 ( $E_2$ ) 和验证额定机械负荷的试验 ( $E_1$ )	GB/T 19519 第 6.4 条和第 7.4 条	GB/T 19519
6	陡波前冲击耐受电压试验	GB/T 19519 第 5.1.4 条	DL/T 557 及 GB/T 19519
7	86%额定机械负荷 1h 耐受试验		GB/T 775
8	额定机械负荷耐受试验	GB/T 19519 第 7.4 条	GB/T 775
9	机械负荷破坏试验	GB/T 19519	GB/T 775
10	护套最小厚度检查	②	$\geq 5\text{mm}$
11	拉伸负荷耐受试验	GB/T 19519	施加 1.2SML (SML 为额定拉伸负荷), 并持续 24h 不破坏, 视为合格
12	带护套水扩散试验	GB/T 19519	泄漏电流不大于 0.20mA

注 表中依据标准为 GB/T 19519—2004《标称电压高于 1000V 的交流架空线路用复合绝缘子——定义、试验方法及验收准则》、JB/T 8181—1999《绝缘子串元件球窝联接用锁紧销》、JB/T 8177—1999《绝缘子金属附件热镀锌层通用技术条件》、DL/T 557—2005《高压线路绝缘子空气中冲击击穿试验——定义、试验方法和判据》。

① 水煮试验后允许仅对产品两端各 1m 范围内, 进行陡波前冲击电压试验、干工频电压试验。干工频电压值为绝缘长度 1m 干工频闪络电压的 80%, 或按 300kV/m 进行试验。

② 护套最小厚度检查, 试品为机械破坏后的绝缘子完好部分, 每支绝缘子任取三个位置剖开, 测量护套的最小厚度。

## 9 控制保护设备

### 9.1 继电保护设备

我国超高压控制保护设备通过多年的自主创新研制, 技术水平已经达到国际先进水平, 多项指标处于国际领先水平, 设备制造能力也有了很大的提高, 已为我国的 220~750kV 输电工程提供了质量可靠、技术先进的成套设备, 国产化率逐年提高, 为我国电力系统安全稳定运行提供了有力的保障。

特高压继电保护是建立在已有的成熟的继电保护原理之上, 由高压和超高压继电保护技术发展起来的。由于特高压

输电线是联合系统或全国统一电网的骨架, 其安全可靠运行对于全系统的安全可靠运行起着决定性作用, 故对继电保护的性能和可靠性要求也极高。因此, 与一般高压和超高压线路相比, 特高压系统的保护装置需在整体上和更高的水平上满足“四性”(速动性、灵敏性、选择性、可靠性)要求。而特高压系统中有别于较低电压等级的电气特征, 也对继电保护提出了新的要求。

#### 9.1.1 继电保护装置结构

线路保护、电抗器保护、母线保护、变压器保护因接入的模拟量和开入开出量不同, 采用不同的硬件结构, 线路保护、电抗器保护外接量较少, 采用标准的 4U 机箱结构。母线保护、变压器保护外接量较多, 采用 8U~12U 机箱结构。

保护装置采用模块化设计, 跟踪电子技术和计算机技术的发展, 选用大型的可编程逻辑器件 (FPGA)、高速数字信号处理器 (DSP)、高速高精度多路同步采样的模数转换芯片、以太网接口芯片, 全面提升特高压继电保护装置硬件的性能, 满足保护逻辑功能计算的要求。合理处理好模拟信号与数字信号之间的关系, 加强外部模拟量、开关量的隔离和屏蔽措施, 提高特高压继电保护装置的电磁兼容能力。

保护装置的重要模块采用双重化冗余设计, 设立单独的起动元件, 保证任一元器件损坏均不会导致保护误动, 且保护装置具有在线自检功能, 对于典型的故障能快速定位, 并通过人机界面通知运行维护人员。

#### 9.1.2 线路及断路器保护

线路主保护应完全双重化配置, 即交直流回路、跳闸回路、保护通道都应彼此独立, 且分别装设在两块主保护屏内。每套保护均应配置完整的三段式相间和接地距离保护, 以及一个延时段的定时限零序方向过电流保护(定值按线路末端单相高阻接地故障有灵敏度整定)和一个反时限零序电流保护以保护高阻接地故障。零序功率方向元件采用自产零序电压。主保护与后备保护采用同一套保护装置实现。在特高压交流试验示范工程中, 线路主保护采用两套不同原理的保护装置, 一套采用分相电流差动保护, 另一套采用光纤距离保护。

(1) 针对特高压线路上暂态电容电流影响差动保护动作速度和灵敏度的问题, 采用基于时域补偿算法的暂态电容电流补偿方案, 实现了对暂态电容电流的有效补偿, 提高了区内故障尤其是高阻接地故障的灵敏度和动作速度。

(2) 特高压系统发生高阻接地故障时, 故障分量微弱且 TA 变比大。通过采用高精度的硬件采样回路, 提高了保护装置测量精度, 满足动作灵敏度的要求。

(3) 重负荷时线路受电侧近处发生不对称故障(包括单相接地), 如受电侧三相跳闸而送电侧开关拒动, 那么非故障相上就相当于多种工频过电压的条件叠加, 尤其在送电侧较弱的情况下非故障相的工频过电压就有可能较严重。为防止这种情况下过电压对特高压设备的损伤, 线路保护装置可采用相应的联锁跳闸功能。当线路上发生故障, 导致一侧保护动作跳开三相时, 保护装置向对侧发远方三相跳闸信号, 对侧线路保护动作且收到该远跳信号后直接三跳。

过电压保护及故障起动判别装置按双重化配置。特高压线路两侧分别配置过电压保护, 过电压保护按相装设。故障起动就地判据包括补偿过电压、补偿欠电压、电流变化量、零负序电流、低电流、低功率因素、低功率等, 能提高远方跳闸保护的安全性而不降低保护的可靠性。

断路器失灵保护按断路器配置, 包括断路器失灵保护、三相不一致保护、死区保护、充电保护和分相操作箱, 与线路相连的断路器设自动重合闸装置, 重合闸采用单重方式。



### 9.1.3 变压器保护

变压器保护按双重化原则配置，即交直流回路、跳闸回路彼此独立。变压器主保护和后备保护采用同一套保护装置实现。主保护采用电流差动保护。后备保护应配置过励磁保护、相间后备保护（相间阻抗或过电流保护）、接地后备保护（接地阻抗或零序过电流保护）及过负荷保护。

另外单独配置调压变压器和补偿变压器的差动保护，用于提高调压变压器或者补偿变压器发生轻微匝间故障情况下的灵敏度。由于主变压器可以在不带调压变压器和补偿变压器的情况下运行，配置上主变压器的保护应该与调压变压器、补偿变压器保护相对独立，以方便适应调压变压器、补偿变压器退出情况下的主变压器单独运行工况。即由两台保护装置实现 1000kV 变压器的主变压器、调压变压器和补偿变压器的全部主保护和后备保护功能，其中一台装置完成主变压器的全部主保护和后备保护功能，另外一台装置实现调压变压器和补偿变压器的主保护功能，两套这样的系统构成完整的双重化保护。

非电量保护按单套配置，按相设置。

1000kV 变压器主变压器保护配置和调压变压器、补偿变压器差动保护按图 7.5-51 和图 7.5-52 所示配置。

### 9.1.4 电抗器保护

电抗器保护装置采用双重化配置，主保护和后备保护采用同一套保护装置实现。主保护包括分相电流差动保护、零序差动保护及匝间保护。后备保护包括过电流保护、零序过电流保护、过负荷保护。

电抗器配置单套非电量保护，包括重瓦斯、轻瓦斯、压力释放、油位低、油温过高等保护。中性点电抗器装设了瓦斯、压力释放等非电量保护。

### 9.1.5 母线保护

母线保护按母线采用双重化配置，即交直流回路、跳闸回路彼此独立，且分别装设在两块保护屏内，包括母线差动保护、失灵保护等功能。

母线保护采用制动系数工频变化量比率差动原理，可消除特高压母线区内故障时高频暂态电容电流反向对工频变化量保护动作性能的影响。

### 9.1.6 稳态过电压控制

稳态过电压控制装置采用双重化配置且独立于其他保护系统，交直流回路、跳闸回路彼此独立，且分别装设在两块保护屏内，如图 7.5-53 所示。控制原理具体为：当任何一个变电站/开关站的 2 组 1000kV 开关三相跳开后，通过通信通道发信号跳开其他两站所有的 1000kV 开关。各站收到跳闸信号后，跳开本站所有 1000kV 开关；南阳站收到晋东南变电或荆门变电站的跳闸命令后直接转发至另一站，并跳开本站 1000kV 开关；晋东南、荆门变电站收到跳闸信号后，跳开本站所有 1000kV 开关并不再转发跳闸信号；1000kV 开关跳开后发令跳开本站 110kV 侧电容器组分支开关。

晋东南变电站或荆门变电站 1000kV 变压器 500kV 侧 2 组开关均三相跳开后，发令跳开本站 2 组 1000kV 开关。由本站 1000kV 跳开去联锁跳闸其他站的 1000kV 开关和相应站的 110kV 侧电容器组分支开关。

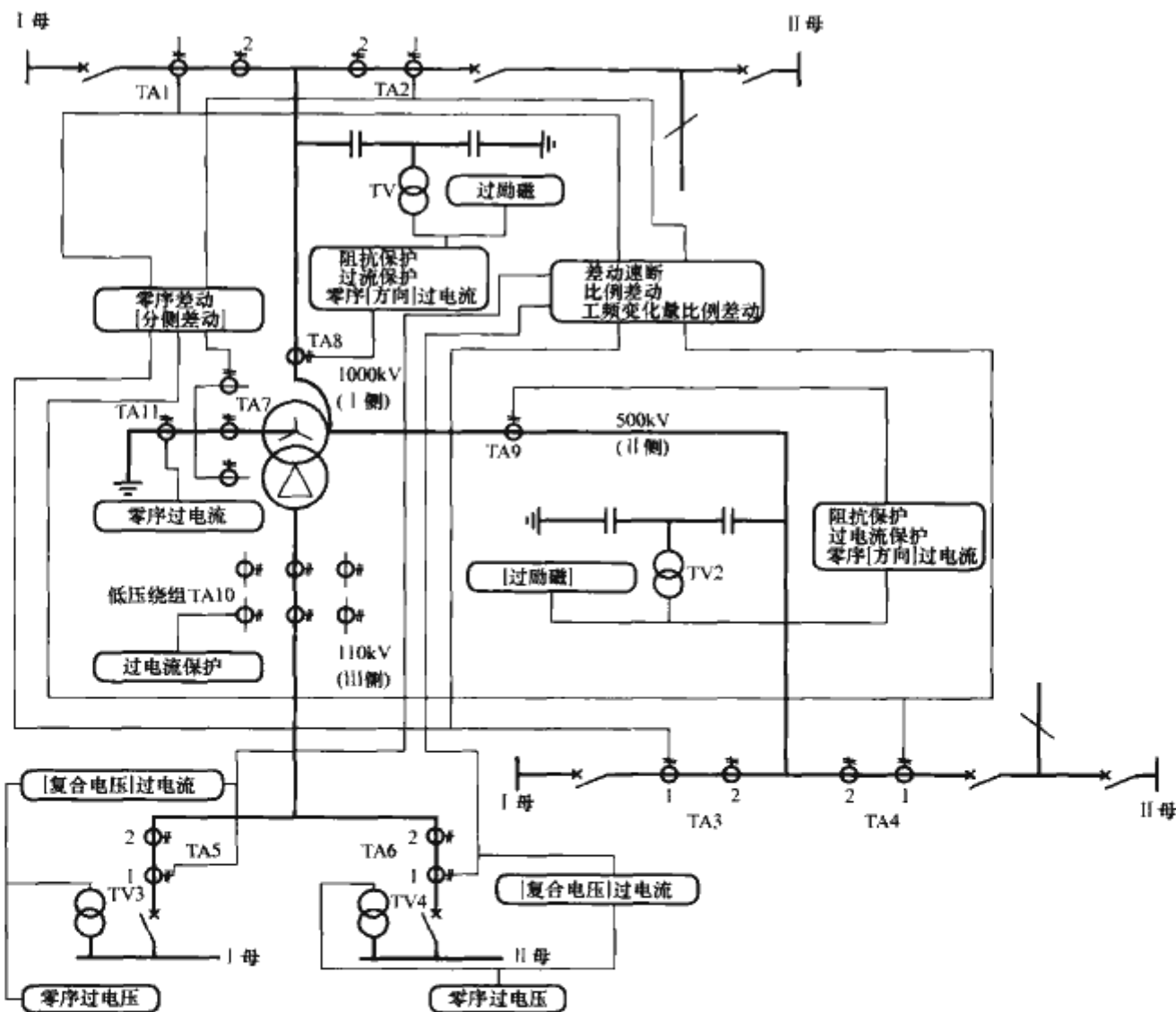


图 7.5-51 1000kV 变压器保护配置示意图

- 注：①图中所示保护在一台装置中实现，所有量只接入装置一次。  
②利用第二组 TA 和第二台装置完成第二套保护功能（与第一套完全相同），构成双主、双后备。  
③[ ] 内选项可投退。

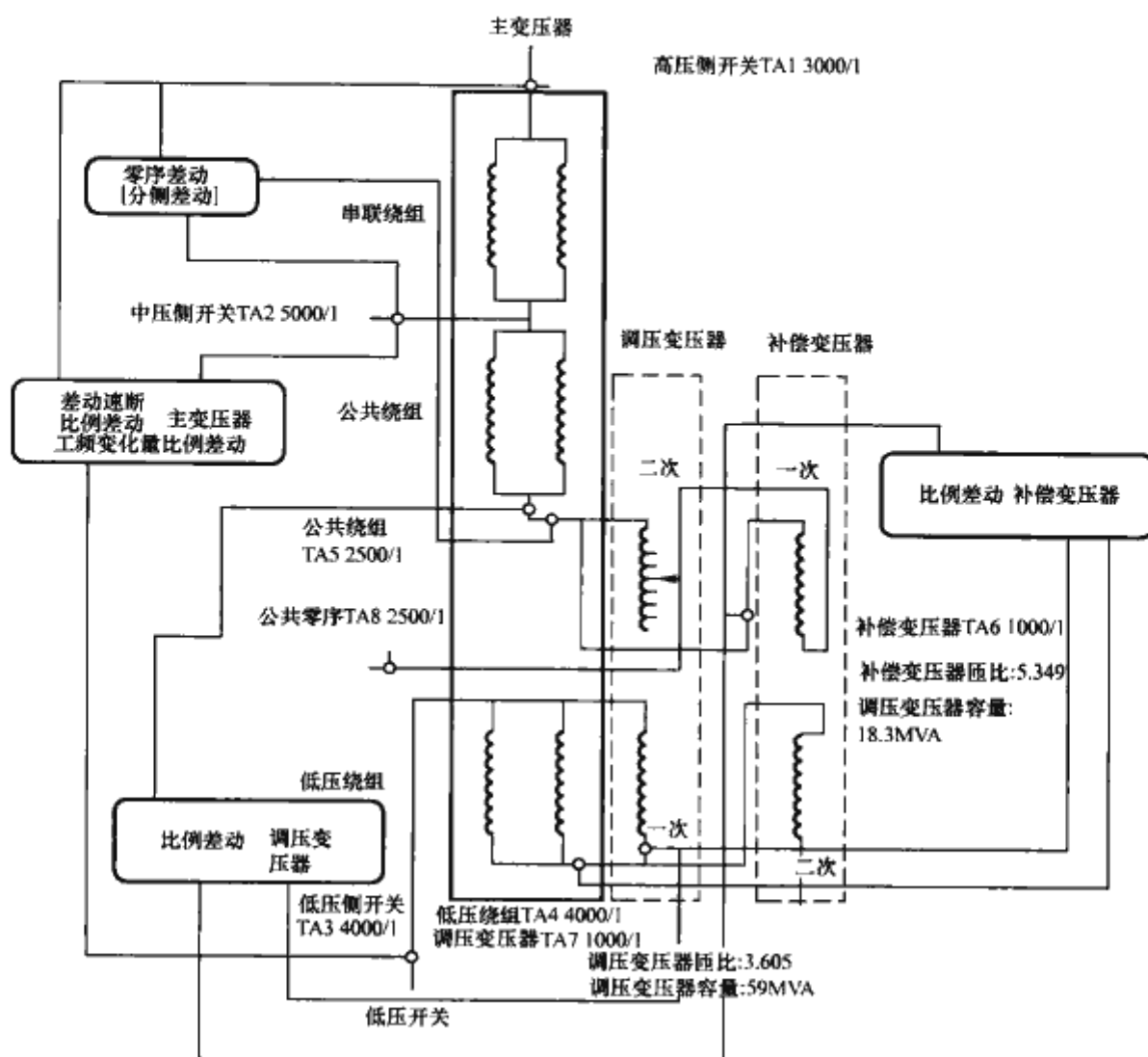


图 7.5-52 1000kV 变压器主变压器、调压变压器和补偿变压器差动保护配置示意图

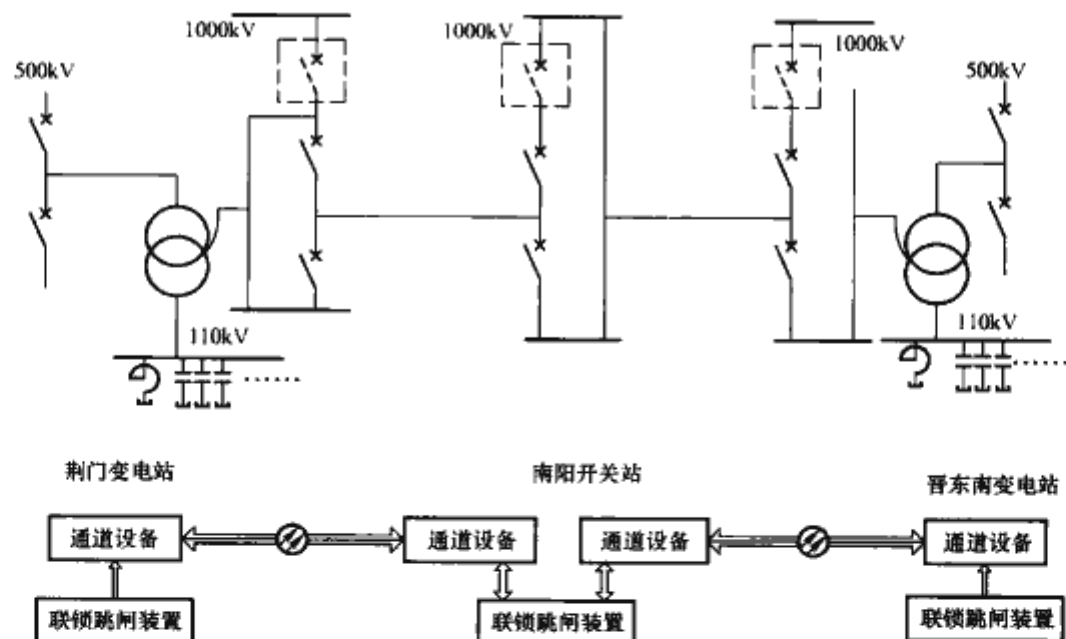


图 7.5-53 特高压过电压控制系统结构示意图

## 9.2 变电站自动化系统

### 9.2.1 系统概述

变电站自动化系统采用分层分布式结构，开放式的后台软件系统，远动信息直采直送以及面向对象的信息采集，综合了测控、远动、电压无功控制、五防、保护和故障信息管理、设备运行管理、仿真培训、一次设备在线监测等功能，全面实现了变电站保护、测量、控制的一体化。全站系统采用双网结构，支持工业级以太网，对整个变电站内所有智能

设备均能实时有效的监控和管理。

整个自动化系统分为站控层、间隔层，系统结构如图 7.5-54 所示。

系统具有以下特点：

- (1) 全站设备采用时钟同步系统进行对时，采用 IRIG-B 码对时。
- (2) 采用了分层分布式、开放式网络结构，监控以太网采用负载自动平衡式双网。
- (3) 采用跨平台操作系统。



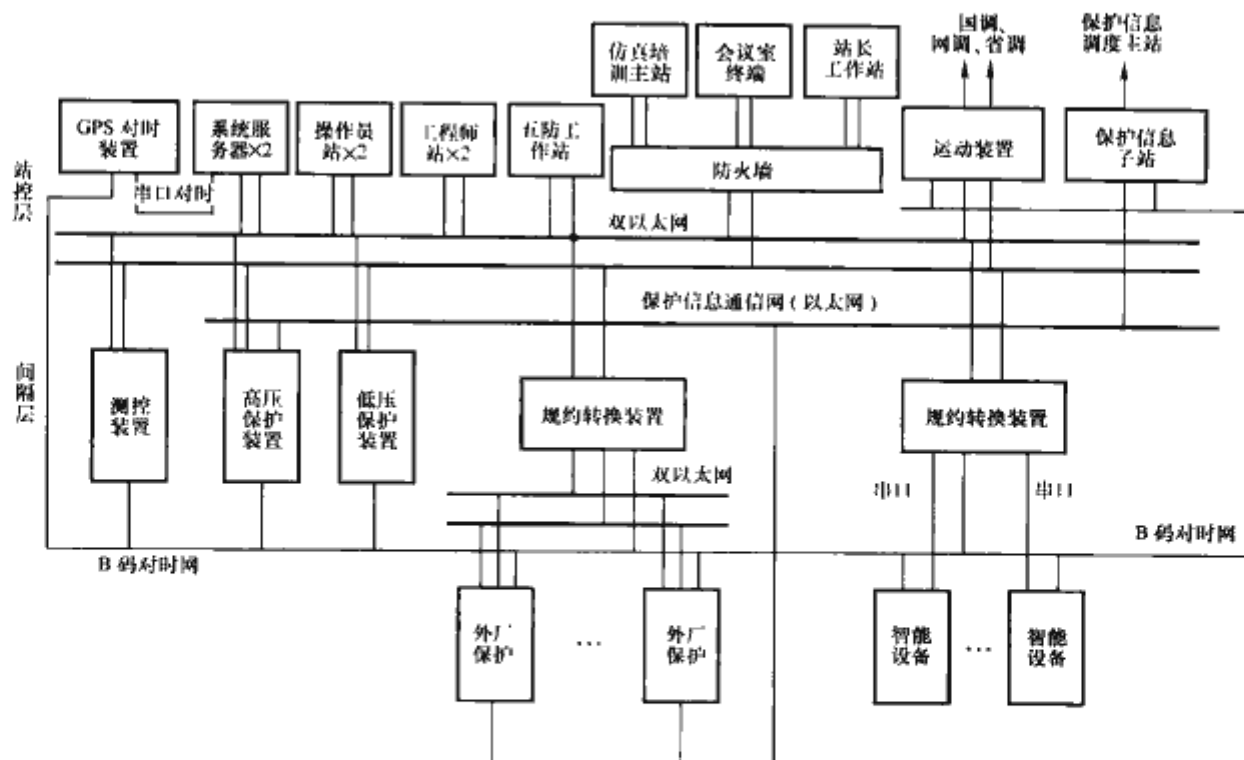


图 7.5-54 特高压变电站综合自动化系统结构图

(4) 硬件平台支持 IEC 61850 通信协议。

(5) 间隔层在网络通信失效的情况下，仍能独立完成间隔层的监测和断路器控制功能。

(6) 变电站操作仿真培训系统可模拟全站环境以及站内一次、二次设备的操作，为变电站值班员提供一个仿真培训环境。

(7) 采用单独组网的保护及故障信息管理系统，与监控系统互不影响。

### 9.2.2 对时系统

变电站自动化系统采用时间同步系统，采用 GPS、北斗双授时源。系统向装置提供 B 码和串行接口，构成独立的对时网。间隔层的保护装置、测控装置、运动装置、保护及故障信息管理子站接受 B 码对时，后台监控主机接受串口对时。

### 9.2.3 通信网络

变电站自动化系统网络架构为基于 TCP/IP 的无扰动星型双网，网络通信架构支持 IEC 61850。站控层为 1000Mbit/s 网，间隔层为 100Mbit/s 网，交换机之间采用光纤连接，装置和交换机之间采用双绞线。

规约转换装置提供了多以太网接口，满足不同厂商设备的接入，消除了不同厂商设备之间的相互影响。

### 9.2.4 监控后台

特高压监控后台系统冗余互备，具备面向应用的局部自愈功能，保证了可靠性。

监控后台实现了分布式高安全性系统备份。系统功能可以灵活部署在不同节点上，可以减少网络的流量，提高响应速度。系统的任意 N-1 个节点失效仍可正常运行，并且没有瓶颈节点，各节点负载均衡。

数据库采用了面向对象的数据结构、实时数据库管理系统，提高了运行效率。采用了高可靠性的数据库机制，商用库只是作为数据的备份、历史数据及管理数据的存储，在任何时候商用库的失效都不会造成核心应用的失效。

### 9.2.5 测控装置

测控装置对遥信输入采取软、硬件相结合的抗干扰措施。每一对象的遥控都由三个继电器完成，输出都有两个

CPU 执行，并增加了相应闭锁控制电路，由控制电路来控制遥控的输出。通过出口继电器校验，保证了遥控能安全、可靠地执行。

### 9.2.6 运动装置

采用了基于背板总线多 CPU 并行处理机制的硬件平台和软总线技术，从软、硬件两个方面提高了数据处理的速度和可靠性。

应用模块可以根据需要在不同 CPU 之间任意配置，均衡负载，减少了每块 CPU 的负荷，简单可靠，实现了真正意义上的分布式系统。

提供了大容量的电子硬盘，满足了雪崩效应下的数据不丢失的要求，以便用于事故检索。

双机之间从电气上完全隔离，实现了真正双机备用，通过 100Mbit/s 的以太网来交换信息，可靠地保证了双机数据的同步，并且提供了多种双机切换方式，以保证数据的快速可靠。

不同调度可分别与独立的 CPU 板卡通信，从物理上隔离了不同调度规约之间数据的相互影响。

### 9.2.7 规约转换装置

各厂家设备通过独立的物理板卡接入，从根本上消除了不同厂家设备之间的相互干扰。多 CPU 处理的机制使得每个 CPU 仅需处理一个厂家的通信规约转换，简单可靠。

### 9.2.8 网络交换机

采用千兆以太网技术，应用工业级芯片组，支持 IEC 61850 标准，具有高可靠性。

### 9.2.9 防误闭锁

采用站控层五防、间隔层五防以及开关柜本身的防误操作，提高了系统操作的可靠性和安全性。

### 9.2.10 仿真培训系统

过程仿真：仿真五防开票、现场操作、一次设备操作、二次设备操作、设备检查、三维验电等一系列操作过程。

故障及缺陷仿真：针对所有主设备进行反事故演练，模拟刀闸故障、死区故障等。

教案功能：制作包含电网断面、定时事件、故障事件等教案，实现教案的一键式启动培训。

培训辅助评估：以答案的最大匹配为原则，将公共子序列的动态规划求解应用于培训仿真评估中。经过设置标准答案、自动编码、自动比对、自动着色等步骤，减少了教员总的培训评估工作量。

#### 9.2.11 保护及故障信息系统

保护及故障信息系统单独组网，保护装置提供三个网口，一个与保护及故障信息子站相联，另外两个和监控系统相联，录波器直接接入保护信息子站。

#### 9.2.12 一次设备在线监测

在特高压交流试验示范工程中采用了变压器、GIS/HGIS 和电抗器等设备的在线监测系统，提高了对一次设备状态的在线动态评估水平。

### 10 导（地）线、金具、杆塔和基础

特高压输电线路导（地）线、金具、杆塔和基础是将电能输送到负荷中心的直接载体和支持结构。选择合适的导线型号和分裂形式，设计满足要求的金具、杆塔和基础，是保证输电线路电气和机械性能的关键。

#### 10.1 导（地）线

特高压交流试验示范工程导、地线的选择必须满足线路电磁环境、输送容量、经济电流密度和机械强度的要求。

##### 10.1.1 导线结构形式和参数

特高压交流试验示范工程最高运行电压为 1100kV，设计输送容量 5000MW，极限输送容量为 9000MW。综合考虑线路建设和运行年费用、极限输送容量、电磁环境等因素，一般线路选择八分裂钢芯铝绞线，型号为 LGJ-500/35，呈正八边形布置，子导线分裂间距为 400mm。大跨越工程选择六分裂特强钢芯铝合金绞线，型号为 AACSR/EST-500/230，呈正六边形布置，子导线分裂间距为 550mm。

LGJ-500/35 和 AACSR/EST-500/230 的特性参数分别见表 7.5-30 和表 7.5-31。

表 7.5-30 LGJ-500/35 的特性参数

导线结构（铝股/钢丝）		45×3.75/7×2.50
计算截面积（mm <sup>2</sup> ）	铝截面	497.01
	钢截面	34.36
	总截面	531.37
直径（mm）		30.00
单位质量（kg/km）		1642
额定拉断力（kN）		119.5
弹性模量（MPa）		63 000
热膨胀系数（10 <sup>-6</sup> ×1/℃）		20.9
20℃时直流电阻（Ω/km）		0.058 12
铝钢截面比		11.336
最高允许温度（℃）		70
载流量（A）		758
设计安全系数		2.5
最大使用应力（MPa）		89.956
平均运行应力（MPa）		56.223

表 7.5-31 AACSR/EST-500/230 的特性参数

导线结构（铝合金股/钢丝）		42×3.90/37×2.80
计算截面积（mm <sup>2</sup> ）	铝合金截面	501.73
	钢截面	227.83
	总截面	729.56
直径（mm）		35.20
单位质量（kg/km）		3188.3
额定拉断力（kN）		511.20
弹性模量（MPa）		97 158
线膨胀系数（10 <sup>-6</sup> ×1/℃）		15.98
20℃时直流电阻（Ω/km）		0.067 30
铝钢截面比		2.21
拉重比（km）		16.36
最高允许温度（℃）		90
载流量（A）		1074
设计安全系数 <sup>①</sup>		3.1
最大使用应力（MPa） <sup>①</sup>		214.73
平均运行应力（MPa） <sup>①</sup>		133.13

① 指黄河大跨越导线相关参数。

##### 10.1.2 地线结构形式和参数

特高压交流试验示范工程线路采用双地线，一根为普通地线，一根为光纤复合架空地线（OPGW）。地线的选择应综合考虑机械强度、雷击强度、热稳定性、防腐性能等因素。

OPGW 除考虑上述因素外，还应考虑通信容量和光纤传输性能。

一般线路的地线使用 JLB20A-170 铝包钢绞线，其特性参数见表 7.5-32；大跨越工程的地线使用 JLB20A-240 铝包钢绞线，其特性参数见表 7.5-33。

表 7.5-32 JLB20A-170 的特性参数

导线结构		19×3.4
总截面积（mm <sup>2</sup> ）		172.5
直径（mm）		17.0
单位质量（kg/km）		1152
额定拉断力（kN）		203.38
弹性模量（MPa）		147 200
热膨胀系数（10 <sup>-6</sup> ×1/℃）		13.0
20℃时直流电阻（Ω/km）		0.498
设计安全系数		3.5
最大使用应力（MPa）		320
平均运行应力（MPa）		224

表 7.5-33 JLB20B-240 的特性参数

地线结构		37×2.87
总截面积（mm <sup>2</sup> ）		239.36
直径（mm）		20.09
单位质量（kg/km）		1595.5
额定拉断力（kN）		315.0
弹性模量（MPa）		147 200
热膨胀系数（10 <sup>-6</sup> ×1/℃）		13.0
20℃时直流电阻（Ω/km）		0.523
设计安全系数 <sup>①</sup>		3.2
最大使用应力（MPa） <sup>①</sup>		390.69
平均运行应力（MPa） <sup>①</sup>		215

① 指黄河大跨越导线相关参数。



根据特高压交流线路 OPGW 的特点和我国目前的生产制造状况,采用层绞式全铝包钢结构,外层单丝直径不小于 3.5mm,最大耐受雷击电荷量不小于 200C。考虑与其他电压等级通信线路的兼容性,并为通信系统留有一定裕度,采用 24 芯的 G652D 光纤。OPGW 采用电导率 20.3% IACS 铝包钢单丝绞制。

特高压交流试验示范工程一般线路 OPGW 的关键参数见表 7.5-34,大跨越线路 OPGW 的关键参数见表 7.5-35。

表 7.5-34 OPGW-175 关键参数

OPGW 结构	三层全铝包钢层绞式结构
承载截面积 (mm <sup>2</sup> )	176.47
直径 (mm)	17.5
单位质量 (kg/km)	1183
额定拉断力 (kN)	201.5
20℃时直流电阻 (Ω/km)	0.489
短路电流 (kA) 0.25s, 20~200℃	23.2~25.8
短路电流容量 (kA <sup>2</sup> ·s) 0.25s, 20~200℃	166.7
外层单丝直径 (mm)	3.75
设计安全系数	3.5
最大使用应力 (MPa)	326.24
平均运行应力 (MPa)	203.9

表 7.5-35 OPGW-24B1-254 关键参数

OPGW 结构	三层全铝包钢层绞式结构
承载截面积 (mm <sup>2</sup> )	255.72
直径 (mm)	21.1
单位质量 (kg/km)	1796
额定拉断力 (kN)	334.8
20℃时直流电阻 (Ω/km)	0.384
短路电流 (kA) 0.25s, 40℃~200℃	33.1
短路电流容量 (kA <sup>2</sup> ·s) 0.25s, 20℃~200℃	273.3
外层单丝直径 (mm)	3.95
设计安全系数 <sup>①</sup>	3.0
最大使用应力 (MPa) <sup>①</sup>	414.59
平均运行应力 (MPa) <sup>①</sup>	216.31

①指黄河大跨越导线相关参数。

10.1.3 导(地)线微风振动的防治

微风振动容易导致导、地线的疲劳断股,严重威胁线路的安全运行。特高压交流线路普通档根据档距长度、运行张力、导线特性、挂点高度、地形条件等采取了有针对性的防振措施。八分裂导线安装阻尼间隔棒,并对间隔棒次档距进行了优化布置;档距超过 600m 时在档端安装防振锤。

大跨越段具有档距大、挂点高、所处地形开阔等特点,导线微风振动剧烈。通过对特高压大跨越线路导线的防振进行了深入的理论分析和防振模拟试验验证,采用了β阻尼线和防振锤相组合的防振方案,如图 7.5-55 所示。

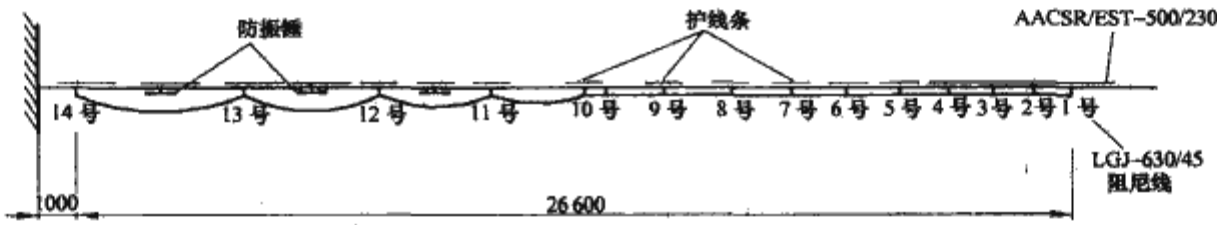


图 7.5-55 大跨越档防振方案

参照导线微风振动的防治方法,制定了特高压输电线路地线(OPGW)的微风振动防治方案。

10.1.4 导线舞动的防治

国外特高压舞动试验研究及实际线路的运行经验均表明,特高压线路在特定条件下会发生舞动。我国是舞动灾害严重的国家,在相当大的区域范围内发生过导线舞动。统计分析表明,在我国存在一条北起吉林、南至湖南的舞动带,包括吉林省、辽宁省、内蒙古自治区、北京市、天津市、河北省、河南省、安徽省、湖北省、湖南省等,其中湖北省、河南省及辽宁省为强舞动区。特高压交流试验示范工程途径湖北省,在该区域的输电线路曾发生多次严重的舞动。因此,特高压交流试验示范工程线路存在舞动的可能性,尤其是荆门钟祥市平行于 500kV 双樊线、500kV 斗樊线东侧走线的特高压线路应采取防舞措施。

特高压线路与较低电压等级的输电线路相比具有子导线根数多、对地距离大、档距大、电压等级高等特点,在防舞理论分析的基础上,确定特高压输电线路防舞设计宜采取将改变覆冰形状减轻风的激励与采取措施提高线路稳定性相结合的方法。针对特高压线路的防舞需要,开发了两种新型防舞装置,分别是线夹回转式间隔棒(见图 7.5-56)和线夹回转式间隔棒双摆防舞器(见图 7.5-57)。线夹回转式间隔棒是通过特殊的设计使得间隔棒的部分线夹可在一定角度范围

内回转,以达到改变冰形防止舞动的目的。线夹回转式间隔棒双摆防舞器将双摆防舞器与线夹回转式间隔棒相结合,兼具改变冰形防舞与提高稳定性防舞的双重防舞功能。

对一般舞动地区可只采用线夹回转式间隔棒进行防舞,对强舞动地区宜采用线夹回转式间隔棒双摆防舞器进行防舞。防舞设计应重点考虑线路的参数和气象条件,确定防舞器的技术参数和在档内的布置方法,并经过相关试验验证,确保防舞器的使用性能。

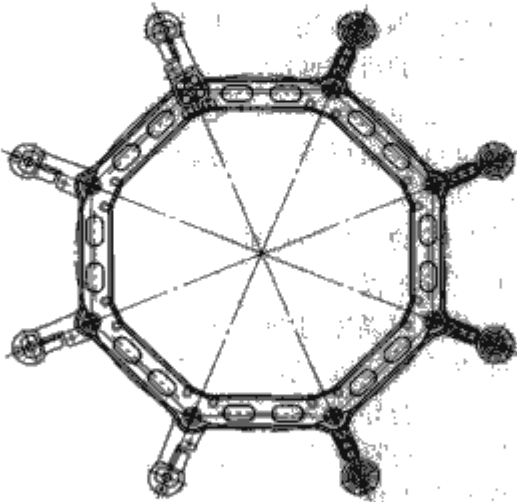


图 7.5-56 线夹回转式间隔棒



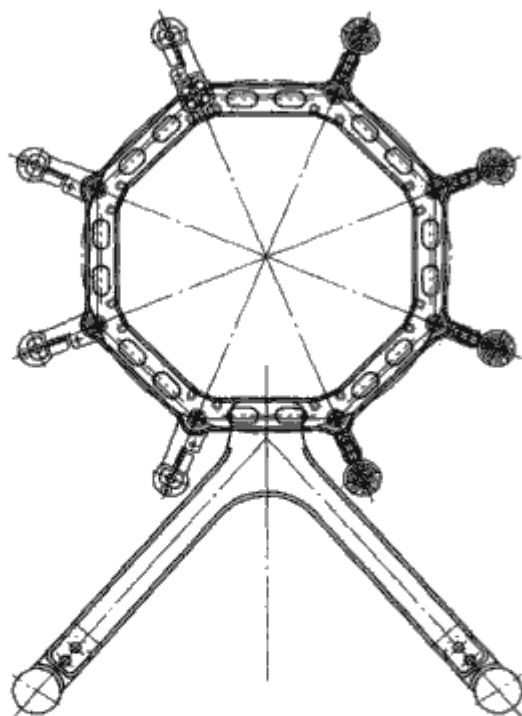


图7.5-57 线夹回转式间隔棒双摆防舞器

10.2 金具

金具按照用途可以分为悬垂线夹、耐张线夹、连接金具、接续金具、防护金具、拉线金具六大类。特高压交流试验示范工程针对性开发了适用于八分裂导线的金具，如阻尼间隔棒、线夹回转式间隔棒、悬垂串金具、耐张串金具、均压屏蔽环等。

为保障特高压交流试验示范工程安全稳定运行，金具选用应遵循以下原则：

- (1) 结构设计安全可靠，经济合理。
- (2) 使用强度高、延展性好的材料，防止脆性破坏。
- (3) 采用先进成熟的技术和优良加工工艺。
- (4) 优化结构设计，减小绝缘子串长、金具数量和金具单件体积及质量。
- (5) 表面光洁，减少电晕损耗。
- (6) 所有金具均应通过相关电气和机械性能试验的考核。

10.2.1 八分裂阻尼间隔棒

10.2.1.1 间隔棒技术条件

特高压交流试验示范工程采用柔性阻尼间隔棒，在覆冰易舞区选择八分裂线夹回转式阻尼间隔棒。间隔棒的作用是使同相各根子导线之间保持规定的间距，并发挥其自身的阻尼特性，降低微风振动、次档距振荡及舞动对线路的危害。特高压输电线路间隔棒应满足以下技术条件：

- (1) 具有良好的机械性能。
- (2) 在工频电压下不产生可见电晕。
- (3) 具有良好的阻尼性能，分裂导线—间隔棒系统对数衰减率不小于 0.06。
- (4) 具有良好的耐疲劳性能。

10.2.1.2 间隔棒布置

为了充分发挥间隔棒对抑制导线微风振动和次档距振荡的作用，对间隔棒的布置方案进行了优化。运用非线性数学规划的方法建立分裂导线—间隔棒系统次档距布置的数学模型，以分裂导线—间隔棒系统对数衰减率的最大值为目标函数，边界条件充分考虑了导线与间隔棒的结构参数。根据优化结果，特高压交流试验示范工程间隔棒采用不等距、不对称布置，最大次档距限制在 65m 以内。

10.2.2 悬垂串金具

特高压交流试验示范工程悬垂绝缘子串使用 300kN、420kN、550kN 绝缘子，根据负荷情况使用单联或双联的 I、V 形绝缘子串。采用 V 形绝缘子串可以限制绝缘子串摇摆，减小塔头尺寸和线路走廊的宽度，具有自洁能力较强及发生绝缘子串断裂时防止事故扩大等优点。表 7.5-36 列出了十种悬垂绝缘子串形，典型串图见图 7.5-57。八分裂悬垂联板可以有整体式和分体组合式两种，综合考虑结构合理性、经济性、施工方便性等因素，主要采用分体式联板。

表 7.5-36 特高压线路悬垂串的串形

悬垂串形	绝缘子强度等级 (kN)		
	300	420	550
单联 I 形悬垂串	1×300	1×420	
双联 I 形悬垂串	2×300	2×420	2×550
单联 V 形悬垂串	V-300	V-420	V-550
双联 V 形悬垂串	V-2×300	V-2×420	

10.2.3 耐张串金具

耐张串金具通过耐张绝缘子串将导线连接在耐张塔上，承受导线的全部张力。特高压交流试验示范工程线路使用的耐张绝缘子串主要参数见表 7.5-37，典型串图见图 7.5-58。

表 7.5-37 特高压线路耐张串主要参数

绝缘子强度等级 (kN)	550
绝缘子组合方式 (kN)	2×550 (水平布置)
最大荷载 (kN)	399.61
最大荷载时的安全系数	2.75

耐张串采用水平排列形式，自洁能力好。八分裂耐张联板可以采用整体式和分体组合式两种。因整体式联板质量重、施工不便、焊点多，容易出现制造缺陷，工程采用分体组合式耐张联板。

10.2.4 均压环和屏蔽环

10.2.4.1 均压环

绝缘子串中每片绝缘子承受的电压不等，高压侧承受电压高，单片绝缘子上分配的电压可能导致绝缘子击穿或使其放电，加速老化。均压环可降低单片绝缘子上的最高电压值，保护绝缘子安全运行。对于复合绝缘子，均压环可以降低其表面场强，改善电压分布。

均压环布置在高压侧，经过理论计算和试验验证，均压环管径取 120mm，环体位于第 2 与第 3 片绝缘子之间，均压环环体中心线与绝缘子轴线相距 500mm，单片绝缘子的最高电压控制在相电压的 6% 以内。均压环采用铝管弯制成型，环体做成开口形式，便于安装和更换。加强制造工艺控制使均压环表面平滑、光洁，在晴天夜晚无可见电晕出现。

单联 I 形绝缘子串采用圆环形均压环，双联 I 形绝缘子串采用跑道型均压环，V 形绝缘子串按两个 I 形绝缘子串设计均压环，如图 7.5-58 所示。

耐张绝缘子串采用跑道型均压环，如图 7.5-59 所示。

10.2.4.2 屏蔽环

特高压金具表面电场强度较高，易产生可见电晕，加装屏蔽环可以有效地解决这一问题。耐张串采用圆环开口形屏蔽环（如图 7.5-59 所示），便于安装和更换。屏蔽环采用铝管弯制成型。



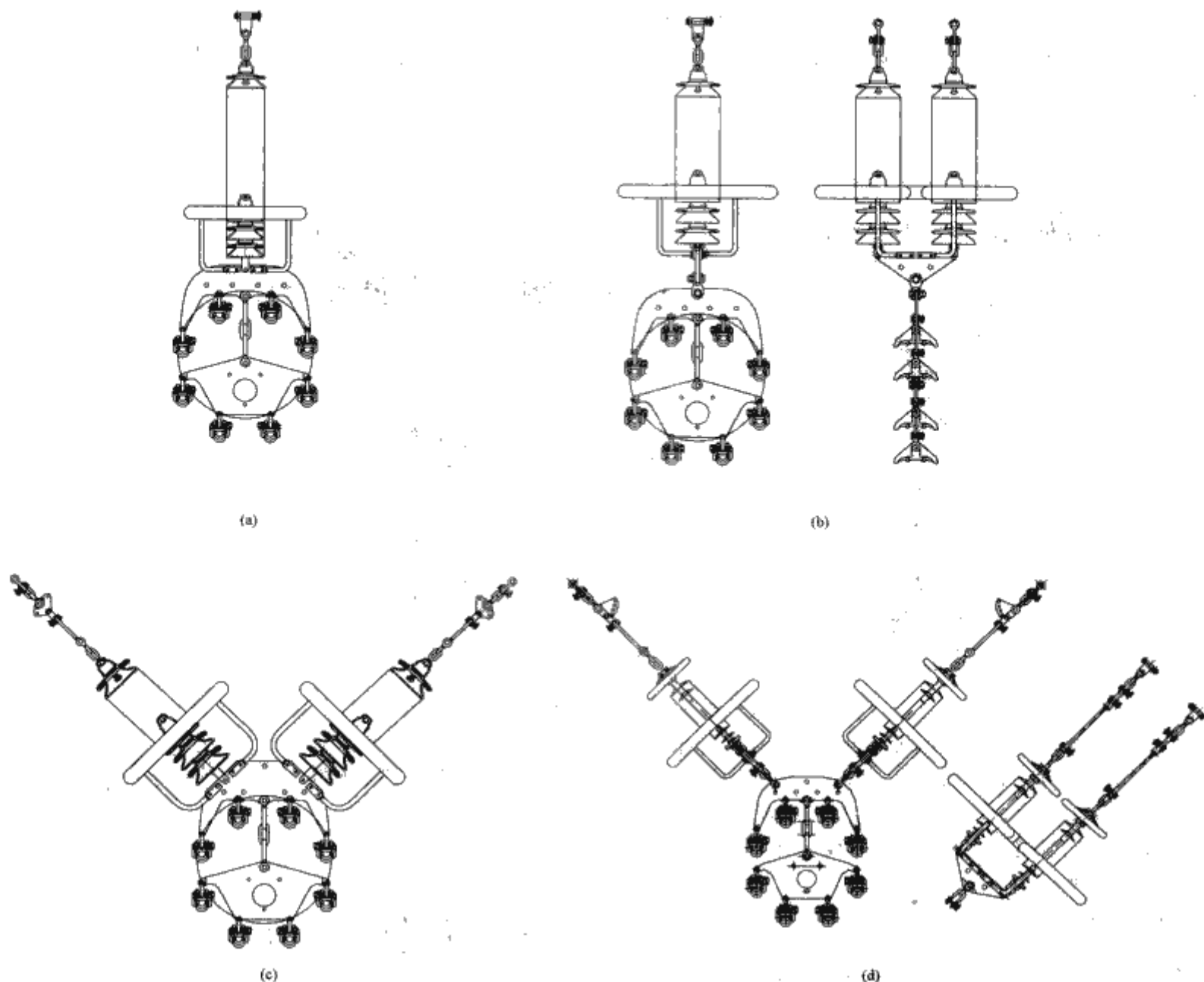


图 7.5-58 典型悬垂串图  
(a) 单联 I 形悬垂串; (b) 双联 I 形悬垂串; (c) 单联 V 形悬垂串; (d) 双联 V 形悬垂串

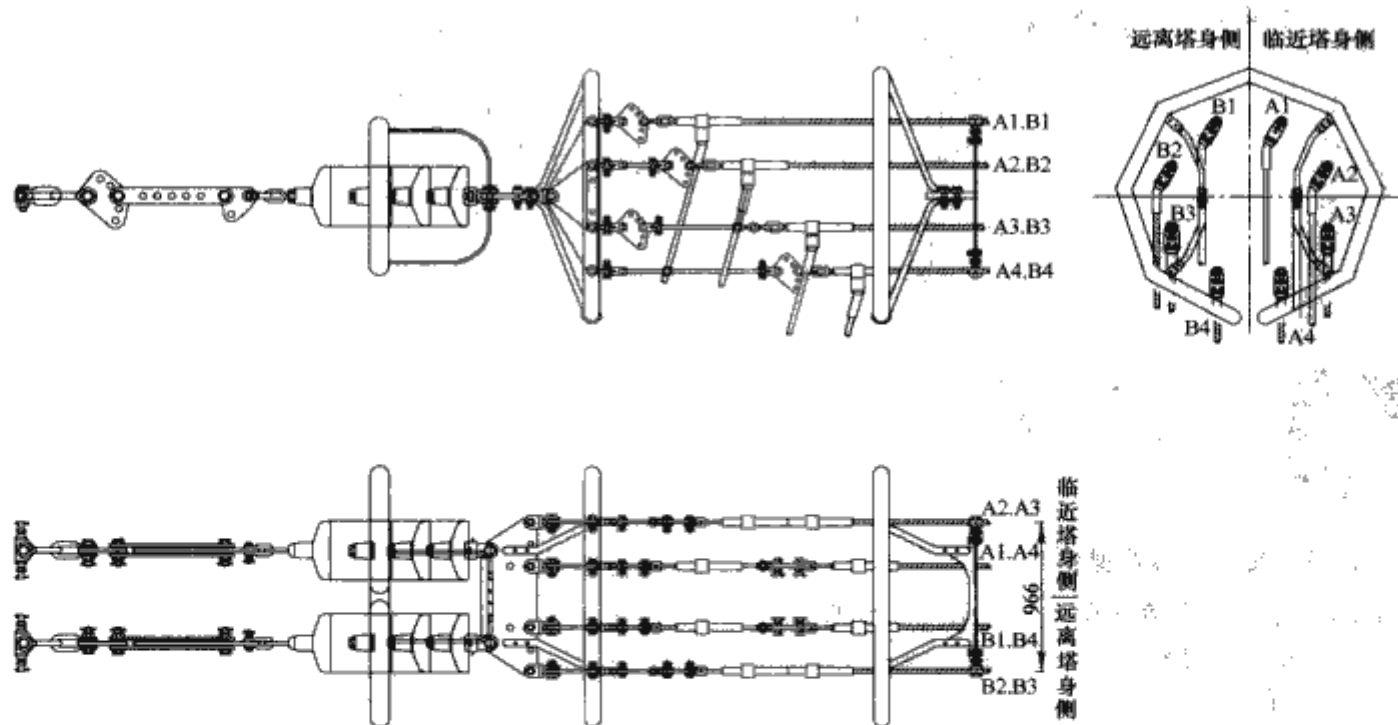


图 7.5-59 典型耐张绝缘子串

### 10.3 杆塔

#### 10.3.1 一般线路杆塔

杆塔塔形需结合使用条件、地形条件、环境条件,经综合技术经济比较择优选用,保证杆塔结构合理、运行可靠、

经济环保。特高压交流试验示范工程一般线路采用酒杯形直线塔、猫头形直线塔、干字形耐张塔、门形塔 4 大类 49 种塔形,共 1275 基杆塔,平均塔高 77.2m、塔重 70.5t。

(1) 酒杯形直线塔。酒杯形直线塔可兼  $0^{\circ} \sim 10^{\circ}$  转角。三相导线水平布置,中相采用 V 串,导线平均高度较猫头

塔低，有利于降低塔重，节约钢材。特高压交流试验示范工程北段山区，人口稀少，走廊相对宽裕，直线塔主要采用酒杯形。

杯形。

特高压交流线路典型酒杯形直线塔如图 7.5-60 所示。

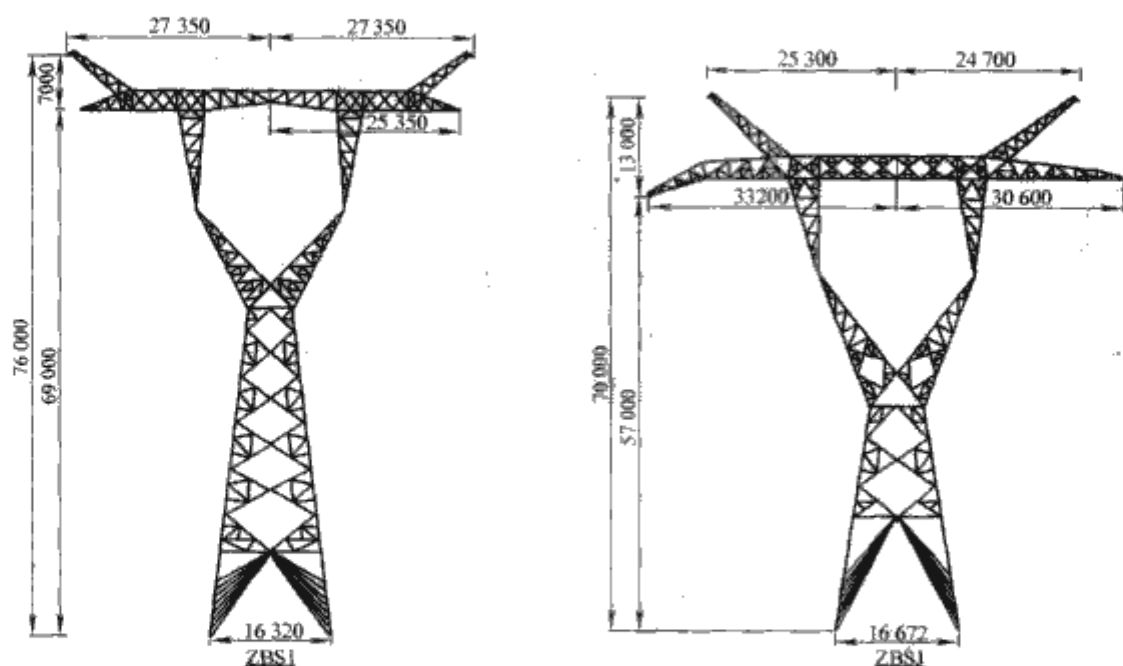


图 7.5-60 特高压交流线路典型酒杯形直线塔

(2) 猫头形直线塔。猫头形直线塔导线呈三角形布置，可减小线路走廊宽度。中相采用 V 串减小了塔窗尺寸。导线平均高度较酒杯塔高，塔重有所增加。特高压交流试验示范工程南段平原、丘陵地区人口密集，线路走廊紧张，直线塔主要采用猫头形。

特高压交流线路典型猫头形直线塔如图 7.5-61 所示。

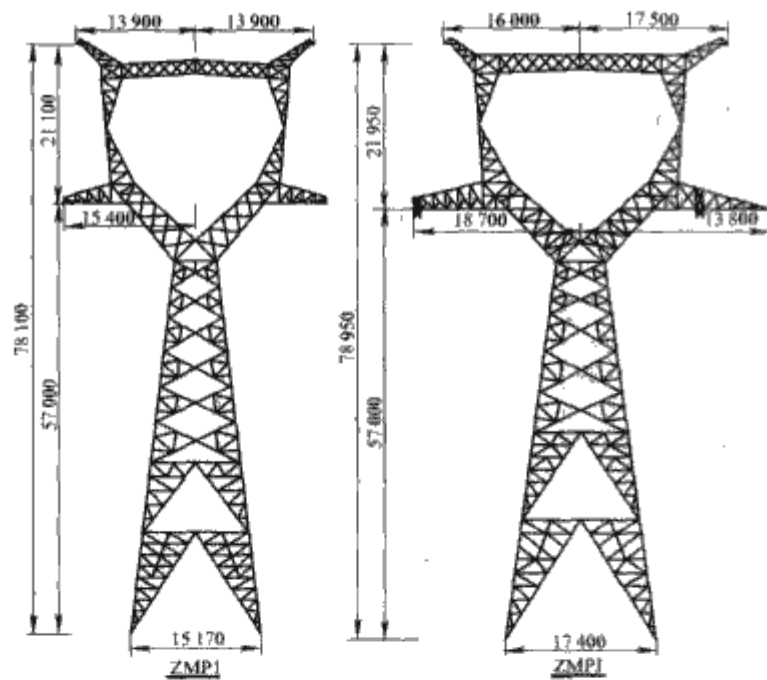


图 7.5-61 特高压交流线路典型猫头形直线塔

(3) 耐张塔。特高压交流试验示范工程中，耐张塔一般使用干字形塔。采动影响区采用了分体式耐张塔。典型干字形塔如图 7.5-62 所示。

(4) 门形塔。特高压交流试验示范工程在河南段途径塔高限制区，线路长 5.26km，该区段内的铁塔导线采用水平排列。经对导、地线选型，导线布置方式，导地线间距，电磁环境指标等进行综合分析，确定杆塔采用门形塔，显著降低了杆塔高度。工程门形直线塔如图 7.5-63 所示。

### 10.3.2 大跨越塔

单回路大跨越直线塔可采用酒杯形或猫头形。特高压交

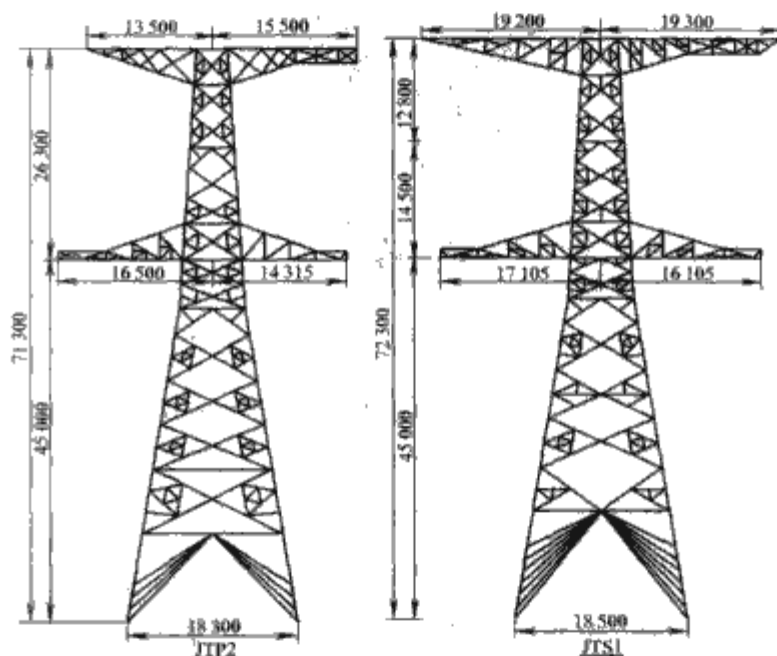


图 7.5-62 特高压交流线路典型干字形塔

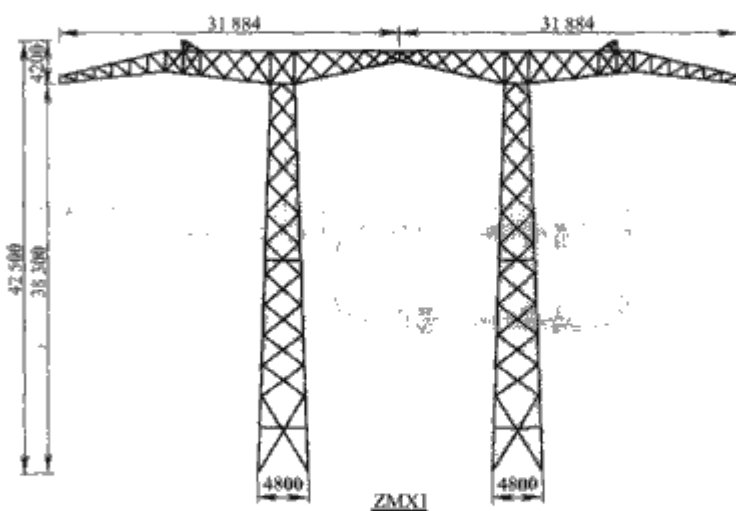


图 7.5-63 特高压交流线路门形直线塔

流试验示范工程跨越黄河和汉江，跨越段长度分别为 3651m 和 2956m。黄河大跨越采用“耐-直-直-直-耐”方式，最大



跨越档距为 1220m。汉江大跨越采用“耐-直-直-耐”方式，最大跨越档距为 1650m。

黄河大跨越共有铁塔 5 基，三基为直线跨越塔，采用酒杯形钢管结构，呼称高 112m，全高 122.8m，单基重 460.25t；两基为角钢耐张塔，呼称高 38m，全高 68m，单基重 265.58t。汉江大跨越共有铁塔 4 基，两基为直线跨越塔，酒杯形钢管结构，呼称高 168m，全高 181.8m，单基重 989.5t；两基为角钢耐张塔，呼称高 40m，全高 72m，单基重 245t。

黄河大跨越和汉江大跨越塔分别如图 7.5-64 和图 7.5-65 所示。

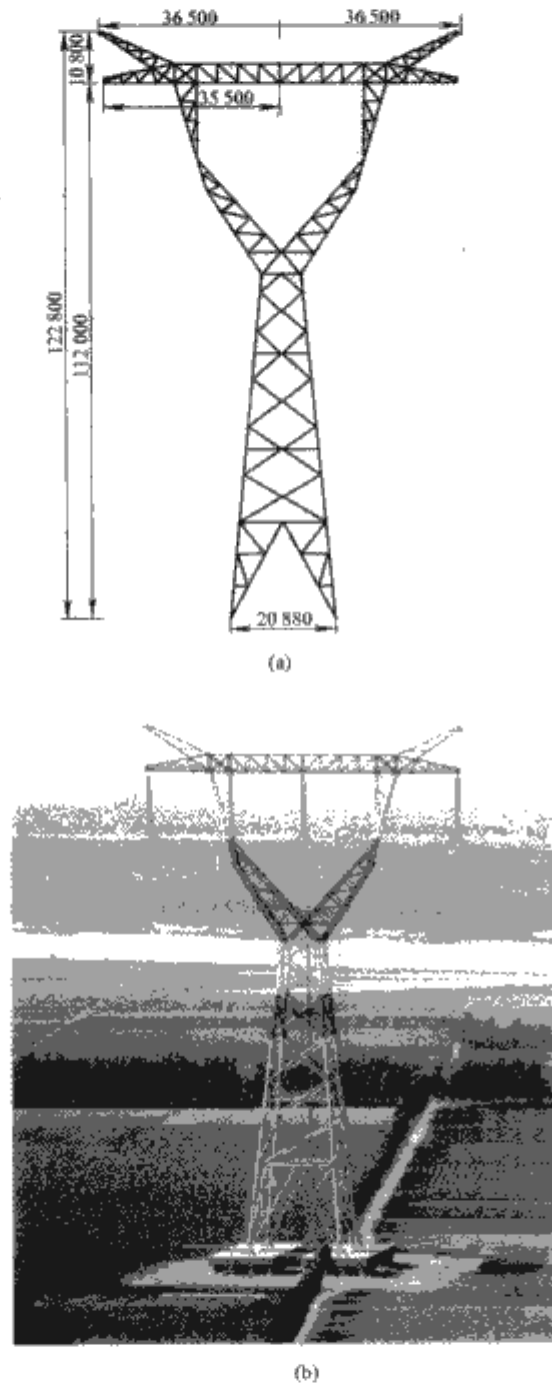


图 7.5-64 黄河大跨越直线塔  
(a) 单线图；(b) 实景照片

## 10.4 杆塔基础

### 10.4.1 一般线路基础

#### (1) 沿线工程地质条件。

1) 晋东南—南阳段地质条件。线路路径所经地貌单元主要有中低山、低山、丘陵、山前平原、山间凹地等，地貌形态复杂。沿线地震动峰值加速度多为 0.05g 或小于 0.05g，对应地震基本烈度为 6 度或小于 6 度，可不考虑地震液化问题。所经地段以山地、丘陵为主，地下水一般埋藏深度大；沿线所经河流地段受地表水体影响，地下水埋藏较

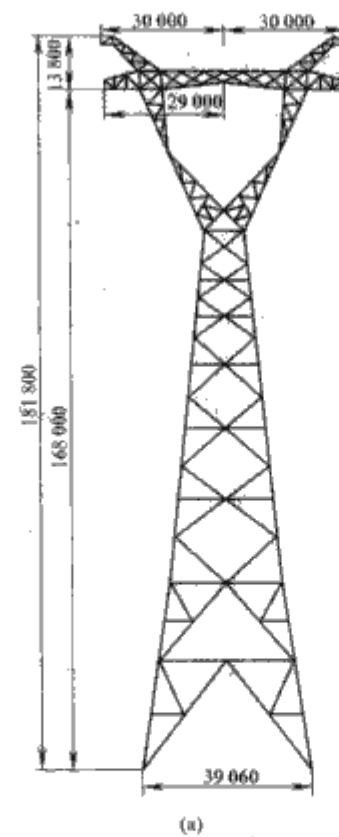


图 7.5-65 汉江大跨越直线塔  
(a) 单线图；(b) 实景照片

浅，深度一般为 1~3m。线路路径沿线地貌及地质条件复杂，存在崩塌、滑坡及大规模采空区和湿陷性黄土等不良地质情况。

2) 南阳—荆门段地质条件。线路所经大部分地区抗震设防烈度为 6 度为主，地震动峰值加速度为 0.05g，仅在南阳市方城部分地区的地震动峰值加速度为 0.1g，抗震设防烈度为 7 度。沿线所经地区主要为平原及垅岗地貌，少部分丘陵。丘陵区以裂隙水为主，水位埋藏较深，岗波状平原富水性较差，水位埋藏较深，多在 3m~10m 之间。河流两岸一级阶地含丰富的地下水，为孔隙潜水和上层滞水，水位埋深较浅，多在 1m~6m 之间。

(2) 基础类型及适用范围。根据不同的基础作用力和地质条件，规划了经济合理的基础类型。同时以降低混凝土和钢材指标为目标，对基础埋深和底板宽度（或直径）等参数进行了优化。根据特高压交流试验示范工程的实际情况，尽可能多地采用了原状土基础；对于山区塔位，采用全方位长短腿配合加高基础，减少了土石方量，满足了环境保护要

求,降低了工程造价。

工程采用的基础类型及适用范围如下:

1) 柔性基础(直柱式、斜柱式)。主要用于无地下水或地下水位大于2.0m的土类或砂类地基,以及难以掏挖成型的强风化或全风化岩石地基上。

2) 直柱刚性基础。主要用于地下水位小于2.0m的可塑或硬塑地质条件的塔位。

3) 全掏挖式基础。主要用于能够掏挖成型、呈硬塑状态的土类或抗剪强度较差的岩石地基上。

4) 岩石嵌固式基础。主要用于基坑能够掏挖成型、抗剪强度较好的岩石地基上。

5) 钻孔灌注桩基础。主要用于线路跨河段有洪水冲刷的塔位、地下水位较高(小于2.0m)且地基承载力较差(小于100kPa)的塔位,以及洪水淹没区范围内无冲刷、但有特殊要求的塔位。

6) 大板基础。主要用于煤矿采动影响区(含采空区)的塔位。

7) 岩石锚杆式基础。主要用于基岩裸露或覆盖层较薄(1.0m以内)、岩石完整性较好(呈中等风化或微风化)、钻孔易成型的岩石地基且呼称高较低(69m及以下)的直线塔。

工程采用的基础类型如图7.5-66所示。

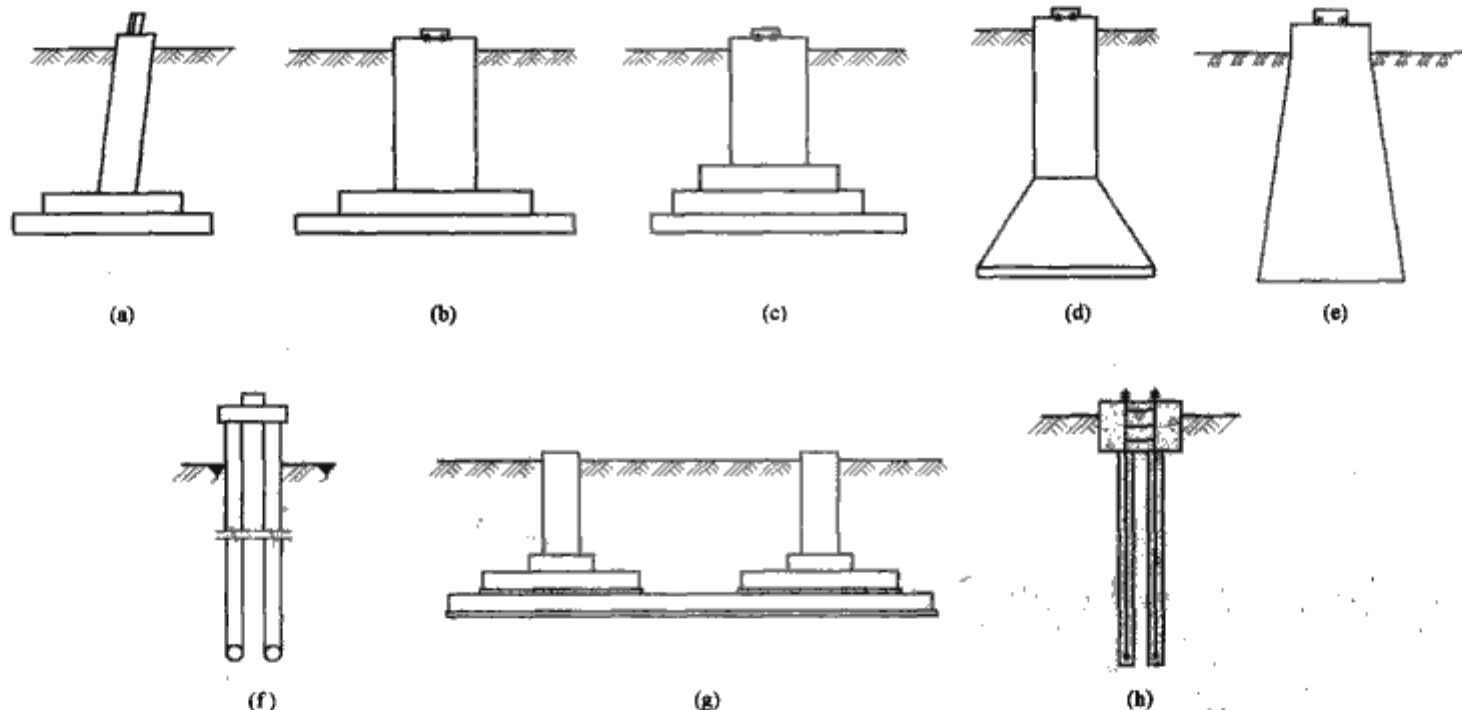


图 7.5-66 工程主要基础类型

(a) 斜柱式柔性基础; (b) 直柱式柔性基础; (c) 直柱刚性基础; (d) 全掏挖式基础;  
(e) 岩石嵌固式基础; (f) 灌注桩基础; (g) 大板基础; (h) 岩石锚杆式基础

#### 10.4.3 采动影响区基础

线路在山西、河南部分地段经过煤矿采动影响区,为保证采动影响区线路基础和地基稳定性,采用了以下措施:

(1) 基础与塔脚采用地脚螺栓连接,地脚螺栓外露丝扣长度加长100~300mm,以备不均匀沉降发生后调整铁塔复位。

(2) 为了抵抗由于地基沉降和基础位移给铁塔带来的附加内力,铁塔及地脚螺栓的强度留有一定储备。

(3) 为防止4个基础相对不均匀沉降给铁塔带来的危害,在基础底面设置一块整体现浇钢筋混凝土大板,基础与大板之间铺垫一定厚度卵石或加砂垫层,使基础与大板之间具有一定的滑动性,方便地基沉降基础转移后调整复位。

(4) 针对采空区不良地基,采用注浆法改善不良地基的

#### 10.4.2 大跨越基础

(1) 黄河大跨越。黄河大跨越北岸为河漫滩,地势平坦,南岸分布约2km宽的河漫滩,往南为黄土丘陵,沟壑发育。黄河跨越段地震基本烈度为7度,设计按8度设防。

黄河跨越形式为“耐一直一直一直耐”,北岸耐张塔和直线跨越塔采用了带方形承台的9Φ1.0m×28.0m的钻孔灌注桩基础,避免塔位因液化层太深处理困难的问题。两基位于主河道内的直线跨越塔基础采用带方形承台的16Φ1.4m×48.0m钻孔灌注桩。南岸跨越耐张塔位于南岸黄土丘陵顶部,锚塔承受的水平荷载和竖向荷载大,采用带承台的4Φ1.8m×27.0m的挖孔桩基础类型。

(2) 汉江大跨越。汉江大跨越地段埋深15m范围内松散的饱和砂土层及饱和粉土层为液化土;液化等级为中等液化。基础设计时考虑了地震引起液化的可能性。地震基本烈度为6度,设计按7度设防。

汉江跨越形式为“耐一直一直耐”,跨越塔采用了带方形承台的钻孔灌注桩,南岸为25Φ1.2m×20.0m,北岸为25Φ1.2m×25.0m。根据耐张塔受力特点,两岸耐张塔采用了带矩形承台12Φ1.0m×30.0m的钻孔灌注桩。为防洪水期漂浮物对塔位的撞击,北岸直线跨越塔塔基上游方向设置18根防撞桩。

岩土工程性质,提高其抗压强度。

#### 10.4.4 水土保持措施

线路杆塔基础设计及施工过程中加强了环境保护及水土保持,采取的主要措施如下:

(1) 优先选择原状土基础,降低基坑开挖土石方量,减小基坑开挖对周边水文地质条件和力学边界条件的破坏。原状土基础(包括全掏挖式基础和岩石嵌固式基础)在工程中广泛采用,对于保护自然环境、减少水土流失具有重要意义。

(2) 应用岩石锚杆式基础,充分发挥岩石力学性能,显著降低基础材料的耗用量及土石方量。应用岩石锚杆式基础在山区工程中具有明显的经济效益和社会效益。

(3) 应用全方位长短腿及主柱抬高基础,少开或不开地



基基面，达到保护植被、防止水土流失的效果。工程所有位于山区的铁塔均采用全方位长短腿设计，长短腿最大级差达 9.0m。

(4) 在基础施工过程中，根据塔位的具体情况，逐基落实基础防护措施，既可保证塔位的安全稳定，也可有效防止

塔基周边水土流失。采取的主要防护措施有护坡、挡土墙、排水沟等形式。

(5) 对塔位表层为残积层或风化岩夹黏性土、植被稀疏、边坡较缓的塔基，为防止水土流失，采取人工植被保护基面及边坡。

第 6 章 交流特高压工程环境影响

1 交流特高压线路环境影响

1.1 前言

输变电工程的电磁场及其环境问题主要考虑工频电场及静电感应、工频磁场及电磁感应、无线电干扰、电视干扰、可听噪声及风噪声，分类见表 7.6-1。从频率上说，这些方面覆盖了从低频 50Hz 到高频上百兆赫兹的范围。工频电场、磁场，无线电干扰，可听噪声均可能对人们的生活环境和生活质量，甚至安全与健康产生一定影响，但是只要采取一定的技术措施，是可以降低影响程度的。

表 7.6-1 环境影响分类

项 目	现 象	被影响物	备 注
导线和杆塔	无源干扰	无线电接收机 (或电视)	产生重影，降低 信号水平
	风噪声	人	振动噪声
电 压	静电感应	人，动物	对电压、电流的 感觉
	电场影响	人，动物，植物	生理上的影响
	无线电干扰	无线电接收机， 电视接收机	听觉受影响，图 像受影响
	电晕噪声	人	无规噪声，交流 嗡嗡声
	臭氧	人	完全无影响
电 流	电磁感应	人，动物	电流产生的电击
	磁场影响	人，动物	直接影响，心脏 起搏器性能故障

与 500kV 线路相比，1000kV 级特高压输电线路具有电压高、导线大（截面大、多分裂）、铁塔高、线路走廊宽等特点，其电磁环境问题与 500kV 的情况有一定差别。

1.2 电磁环境参数及其影响

工频电场、磁场对处在场中的人和物的作用（或对活的有机体的影响）称为生态效应。工频电场与人体的作用将使电荷在体内的流动（电流），束缚电荷的极化（形成电偶极子）以及已经存在于组织中的电偶极子的转向。生态效应分为长期效应和暂态电击效应两种。长期效应是从生物学和病理学的角度来研究人或动物甚至植物长期经常性地高场强区的反映。暂态电击效应在这里指人体接触金属物时，在接触瞬间出现一小火花，同时在接触点会出现一种使人不舒服的刺痛感。

无线电干扰作为环境影响因子，主要考虑对居民无线电接收质量的影响，其量值水平还不至于产生生态影响。无线电干扰影响分析一般考虑四个因素，即无线电干扰水平、无线电信号强度、信号与干扰之比（信干比或信噪比）、线路与接收点的距离，其中信噪比是评价的关键。

国际无线电干扰特别委员会（CISPR）第 18 号出版物 CISPR-18 列出了一些国际组织试验统计得出的信噪比与接收质量的对应关系。CISPR 推荐 26dB 作为评价无线电干扰

影响的可接受的信噪比，即若无线电信号强度（dB 值）减去干扰水平，其差值大于 26dB 就可认为具有满意的接收质量。

对交流高压输电线路电晕放电所产生的可听噪声问题的重视，是从美国采用 500kV 和 765kV 超高压输电时开始的。美国在实施交流超高压输电过程中，先后在弗吉利亚电力公司和美国电力公司的部分输电线路路上，出现过因可听噪声而引起居民抱怨并诉诸法律的问题，后来这些超高压输电线路不得不采取降压运行或停止运行的措施。而且输电线路电晕放电产生的可听噪声，与同一声压的一般环境噪声相比，通常更加令人厌烦。因此，电晕噪声作为实现交流特高压输电的一种限制因素，引起了各国科研人员的高度重视，并把它列为交流特高压输电基础研究的一项重要内容。

1.3 电磁环境参数控制

1.3.1 工频电场和磁场

1.3.1.1 国外情况介绍

国际大电网会议 36.01 工作组 1986 年的调查显示，在 21 个成员国中，有十几个国家制定了关于高压输电工程静电感应的规程或设计导则，由于各国国情不同，各国的设计导则或环境控制标准也各不相同，各国输电线路附近电场强度的限值（CIGRE）参见表 7.6-2。

表 7.6-2 各国输电线路附近电场强度的限值（CIGRE）

国家/地区	电场限值 (kV/m)	位 置	依 据
捷克	15		
	10	跨越一、二级公路	
	1	线路走廊边缘	
日本	3	人撑伞经过的地方	A
丹麦	10	农业区域	
	5	交通频繁处	
波兰	10		A、C
	1	医院、住房和学校所在地	A、C
苏联	20	难于接近的地方	A、C
	15	非公众活动的区域	A、C
	10	跨越公路处	A、C
	5	公众活动的区域	A、C
	1	有建筑物的区域	A、C
	0.5	邻近居民住宅	A、C
美国	明尼苏达州	8	
	蒙大拿州	7	跨越公路处
		1	线路走廊边缘居民住宅区
	新泽西州	3	线路走廊边缘
	纽约州	11.8	
		11	跨越私人道路
		7	跨越公路处
		1.6	线路走廊边缘
	北达科州	8	
	俄勒冈州	9	人们易接近的区域
	佛罗里达州	2	线路走廊边缘

注 A—防止引起不舒服的暂态电击；B—防止稳态电击电流大于摆脱值；C—限制由于电场长期作用引起的生态效应。



美国 BPA 对交流特高压输电线路的最大地面电场强度的设计导则为：线路走廊内的标准要求为 9kV/m，对线路走廊边缘和跨越公路处的标准要求为 5kV/m，购物中心地带要求小于 3.5kV/m，商业、工业中心地带要求小于 2.5kV/m，迄今 BPA 的研究证明选取该值还没有出现不利的结果。

美国 AEP 对特高压线路设计的地面电场的初步导则为静电感应电流限制在 5mA 以下。对 60Hz 系统，在耕地上允许地面电场强度最大为 10.5kV/m，在主要道路交叉处允许达到约 6kV/m。

苏联在建设特高压输电线路时，对线下地面最大电场强度规定为：跨越公路等地方为 10kV/m；无人居住，但人可以到达的地方为 15kV/m；人员难以到达的地方为 20kV/m。

日本土地少，人口密集，在特高压线路中采用高杆塔，大幅度地抬高导线对地距离来减小线下电场。电场强度的限值是根据人打伞在线下经过时，伞对手或脸火花放电产生的不舒服程度来决定的。对于山区、森林等地方，地面电场强度最大值取 10kV/m；对于人员经常活动的交通和农田道路，取 3kV/m。

意大利基于电磁场对健康可能的效应的考虑，规定人每天可能停留大部分时间的地区的最大电场强度为 5kV/m，更高的电场强度水平 10kV/m 限制每天只准暴露几个小时。

尽管各国或电力公司的情况各不相同，但是仍然可以找到比较一致的地方：线下最大电场强度（或农业地区）为 10~15kV/m，跨越公路处电场强度为 7~10kV/m，公众活动区域或邻近民房处电场强度小于 5kV/m。

#### 1.3.1.2 相关标准

国际非电离辐射防护委员会（ICNIRP）1998 年出版了《Guidelines for Limiting Exposure to Time-varying Electric, Magnetic and Electromagnetic Fields (up to 300MHz)》，对电磁辐射的暴露水平作了限值规定。在导则的说明中特别指出：制定该导则的目的是对已知的对健康有害影响的电场、磁场和电磁场的暴露加以限制以保护健康。只有被确定的影响才用来作为制定暴露限值的基础。对因长期照射而潜伏的影响，例如患癌症风险的增加，并不被认为是已经确定的，导则只进行了评述。根据最近信息，ICNIRP 将对 1998 年版的导则进行修订，但是针对 50Hz 的工频电、磁场限值，没有减小的趋势。

限值从基本限值和导出限值两方面给定。基本限值直接和已确定的健康影响相关。采用适当的安全因子，导出限值是从最坏暴露情况下的基本限值导出，从而提供了最大的保护，而且用可方便测量的量来表示（见表 7.6-3 所列）。在某种情况下，当导出限值被超过时，并不一定意味着基本限制也被超过。

表 7.6-3 ICNIRP 的工频电场限值 (50Hz)

暴露特性	基本限值 (mA/m <sup>2</sup> )	导出限值		接触电流 (mA)
		工频电场强度 (kV/m)	工频磁场 (μT)	
职业人员	10	10	500	1
一般民众	2	5	100	0.5

IEEE 标准 C95.6—2002《IEEE Standard for Safety Level with Respect to Human Exposure to Electromagnetic Field, 0~3kHz》对 50Hz 频率的规定是：受控区电场，20kV/m；公众电场，5kV/m；受控区磁场，2710μT（头部和躯体）、75 800μT（四肢）；公众磁场，904μT（头部和躯体）、75 800μT（四肢）。

我国环境指标，即 HJ/T 24—1998《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》规定暂以 4kV/m 作为居民区工频电场评价标准。

DL/T 5092—1999《110~500kV 架空送电线路设计技术规程》的 16.0.5 条规定：“500kV 送电线路跨越非长期住人的建筑物或邻近民房时房屋所在位置离地 1m 处最大未畸变电场不得超过 4kV/m，推荐应用国际辐射防护协会关于对公众全天辐射的工频限值 0.1mT 作为磁感应强度的评价标准。”

#### 1.3.1.3 工频电场控制值

根据国内外交流特高压输电线路下电场限制值的研究成果以及 750kV 输电线路的场强限制值的建议等分析，建议按下述方法确定交流特高压架空输电线下 1.5m 处工频电场强度控制值：

(1) 线路邻近民房时，房屋所在位置最大未畸变电场强度取 4kV/m。

(2) 对于公众活动区域，人来人往和交通频繁的场所，电场强度应不超过 5kV/m。

(3) 对于一般地区，如公众容易接近的地区、线路跨越公路处，电场强度应不超过 7kV/m；跨越农田，电场强度应不超过 10kV/m。

(4) 对于人烟稀少的偏远地区，非大众活动区域或偶尔有人经过的区域，电场强度限值还可放宽至 12~15kV/m。

#### 1.3.1.4 工频磁场控制限值

目前大多数国家尚未提出工频磁场标准要求，只有少数几个国家制定了磁场照射的限值。欧洲联盟已经向其成员国推荐，要求他们使用 ICNIRP 导则作为保护工作人员和公众安全的强制性标准（见表 7.6-3）。

虽然各国关于工频磁场的限值存在差别，但大部分趋向于采用 ICNIRP 导则给出的限制值。目前，我国特高压输电工程也采用 ICNIRP 导则给出的限制值 0.1mT 作为线路工频磁感应强度的限值，这与我国环境评价标准中对居民区工频磁场的限值相同。

#### 1.3.2 无线电干扰

##### 1.3.2.1 输电线路无线电干扰特性

输电线路的无线电干扰主要是由导线、绝缘子或线路金具等的电晕放电产生，电晕形成的脉冲电流注入导线，并沿导线向注入点两边流动，从而在导线周围产生磁场，即无线电干扰场，如图 7.6-1 所示。由于高压架空送电线的导线上沿线“均匀地”出现电晕放电和电流注入点，考虑其合成效应，导线中形成了一种脉冲重复率很高的“稳态”电流，所以架空送电线周围就形成了脉冲重复率很高的“稳态”无线电干扰场。

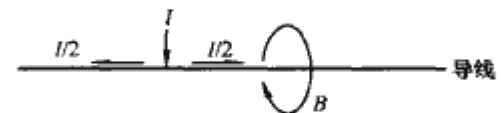


图 7.6-1 电晕产生的无线电干扰

可以认为电晕放电产生的无线电干扰是高压架空送电线的固有特性，其频率基本上在 30MHz 以内。同时，由于电晕放电会因天气的变化而强弱变化，雨天交流线路电晕放电明显变强，所以送电线路的无线电干扰电平会随天气变化而有很宽范围的变化。鉴于此，通常采用具有统计意义的值来表示线路的无线电干扰水平，如好天气平均值、80%值和 95%值（大雨条件）。

此外，输电线路的无线电干扰还与导线参数有关，如导



线高度、相间距离、导线(子导线)截面积、分裂导线数等。

### 1.3.2.2 标准情况

关于输电线路的无线电干扰限值,目前还没有国际标准,因为各国的国情不一样,输电线路的参数和走廊的意义也不一样,CISPR的CISPR-18出版物只建议了限值的定义和制定限值的原则。按双80%原则,无线电干扰限值的含义是:一年之中80%时间中无线电干扰电平不超过的规定值,并具有80%的置信度。

加拿大、波兰、捷克和斯洛伐克、瑞士、苏联等国家都制定了相应的国家标准,这些标准中,有的规定是不分电压等级只有一个限值;有的也是一个限值,但还规定了不同电压,限值的参考距离不同。加拿大的标准和CISPR的建议相似。

加拿大国家标准规定的无线电干扰限值是以0.5MHz为参考频率,距边相导线投影15m为参考距离的,具体取值见表7.6-4,折算值是按我国的情况折算到边导线投影20m处的值,以便对比。从表7.6-4可以看出,无线电干扰限值随电压升高而增加。加拿大标准还规定,进入城区的输电线路,无线电干扰限值允许放宽,因为城市的电台信号会增强。

表 7.6-4 加拿大国家标准

电压 (kV)	无线电干扰限值 (15m处) [dB(μV/m)]	折算值 (20m处) [dB(μV/m)]	备 注
70~200	49	45.1	110kV 路线高度按 6m 计
200~300	53	49.5	220kV 路线高度按 6.5m 计
300~400	56	52.6	330kV 路线高度按 8m 计
400~600	60	57.2	500kV 路线高度按 8m 计
600~800	63	55~58	750kV 路线建议值

巴西的1000kV线路设计标准是,在线路走廊边缘好天气情况下50%时间的无线电干扰(1MHz)42dB(μV/m)。若按我国情况折算到0.5MHz和80%值,则无线电干扰为57dB(μV/m)。

我国现有国家标准GB 15707—1995《高压交流架空送电线无线电干扰限值》没有涵盖750kV和1000kV线路。

### 1.3.2.3 特高压输电线路的无线电干扰控制值

特高压输电线路导线的特点就是大截面、多分裂(4分裂以上)。我国在20世纪90年代进行的特高压输电线路对环境影响的研究,提出特高压线路的无线电干扰限值(0.5MHz)在55~60dB(μV/m)之间的建议。从我国标准限值的变化看,在500kV基础上略有增加,符合变化趋势,应该是合理的,因为实际上随着电压的升高,线路与人们活动的场所距离也增大。在我国750kV输电线路的环境影响研究中,建议无线电干扰限值为58dB(μV/m)。因此,如果从严考虑,1000kV输电线路无线电干扰限值不超过58dB(μV/m),与750kV线路相当。

需要指出的是,我国环境行业标准HJ/T 24—1998规定,“500kV线路在距边相导线投影20m处,测试频率为0.5MHz的晴天条件下不大于55dB(μV/m)”,而非CISPR-18出版物定义的限值。目前,针对1000kV电压等级,环保部门规定暂按500kV线路的要求控制。可以推算,按58dB(μV/m)的限值设计线路,能够保证晴天条件下不超过55dB(μV/m)的环保要求。

### 1.3.3 可听噪声

输电线路可听噪声包含两个明显的分量:①发生在坏天气时,由于雨滴和风而产生的类似粹裂声的宽带噪声;②工频的倍数频率、类似“嗡嗡声”的纯声。在好天气下,由交流输电线路电晕产生的可听噪声并不大;在雨天,导线下方的水珠使电晕放电强度增加,可听噪声会增大,雨天时的可听噪声比晴天时大15~20dB(A)。因此,对于交流输电线路,可听噪声的限值重点要考虑雨天情况。

#### 1.3.3.1 对国外情况的调查

针对输电线路的噪声,各国的情况各不相同。下面按国家、有无电晕噪声标准、因电晕噪声的投诉或抱怨、相对解决措施等几方面来归纳。需要指出的是,以下噪声表示 $L_n$ 为累计百分声级,其意义为在规定的测量时间内所测得的声级中,有 $n\%$ 的时间超过某一声级。

意大利电力公司(ENEL)无电晕噪声标准,但是在UHV线路上测量的电晕噪声为: $L_5=58\sim59\text{dB(A)}$ ;  $L_{50}=52\sim53\text{dB(A)}$ 。目前的400kV输电线路无投诉或抱怨。建设的1050kV线路长20km,导线为 $8\times\phi 31.5$ 。

法国电力公司(EDF)和英国中央电力局(CEGB),均无电晕噪声标准。因导线有防锈的油脂,存在可能会产生噪声,此时要处理掉油脂。在出现噪声投诉时,英国也把400kV线路由2分裂导线更换为4分裂导线,因为增加分裂导线数是降低噪声的有效方法。

瑞典电力局(SSPB),无电晕噪声标准。有9000km左右的400kV线路运行,无投诉或抱怨。若建设800kV输电线路,采用 $4\times\phi 40$ 的导线, $L_5=56\text{dB(A)}$ 。

美国纽约州电力局(PASNY),无电晕噪声标准,但是对于765kV输电线路的电晕噪声,在线路走廊(ROW)附近的民房的卧室中要求低于35dB(A),那么距离线路中心125ft(约38m,ft为英尺,英制单位,1ft=30.48cm)外噪声的设计控制值为: $L_5=56\text{dB(A)}$ ,  $L_{50}=53\text{dB(A)}$ 。因噪声的投诉情况是:345kV线路完全无投诉;765kV线路曾经有36起投诉,其中线路的600ft范围以内19起,700~2000ft范围17起。处理对策是当民房卧室中噪声超过35dB(A)时,根据居民的要求,给予搬迁或赔偿。

韩国765kV线路设计时采用的噪声控制指标是雨天时边相外15m处 $L_{50}\leq 50\text{dB(A)}$ 。

巴西1000kV输电线路的环境设计标准为:雨后15min对于湿导体,在线路走廊边缘的噪声为58dB(A)。

表7.6-5给出了几个国家的可听噪声设计控制值。从表7.6-5中看到,国际上特高压输电线路可听噪声的设计限制值范围为50~60dB(A)。需要说明的是, $L_5$ 和 $L_{50}$ 都是累积百分声级,按照惯例,输电线路的可听噪声限值采用雨天时的 $L_{50}$ (A),即雨天时的50%值,A声级。

表 7.6-5 各国特高压输电线路可听噪声设计控制值

公司名称		东京电力	美国 邦维尔 水电局	美国电力	意大利 ENEL	苏 联
电压	额定电压(kV)	1000	1000	1500	1000	1150
	最高电压(kV)	1100	1200	1600	1050	1200
导线	分裂数×外径 (cm)	8×3.84	8×4.1	10×4.63	8×3.15	8×2.62
	指导线截面积 (mm <sup>2</sup> )	810	930	1200	560	360
	分裂圆直径 (cm)	104.5	107.0	122.0	117.6	104.5



续表						
公司名称		东京电力	美国 邦维尔 水电局	美国电力	意大利 ENEL	苏 联
电 晕 噪 声	预估值(降雨时 50%值, 平均值) [dB(A)]	50 (加螺 旋线)	53 (折算 IEC 值 50)	58 <sup>①</sup>	56	55
	测量标准测点 位置 (m)	IEC 线下	ANSI 外侧 15	IEC 外侧 40	IEC 外侧 15	外侧 45

① 因噪声计标准的差异, ANSI/IEC 为 3dB (A)。

图 7.6-2 显示从投诉或抱怨的情况和相应的噪声水平: 约 52.5dB(A) 以下基本无投诉或无抱怨, 52.5~58.5dB(A) 有一些投诉或抱怨, 高于 58.5dB(A) 则是高抱怨。

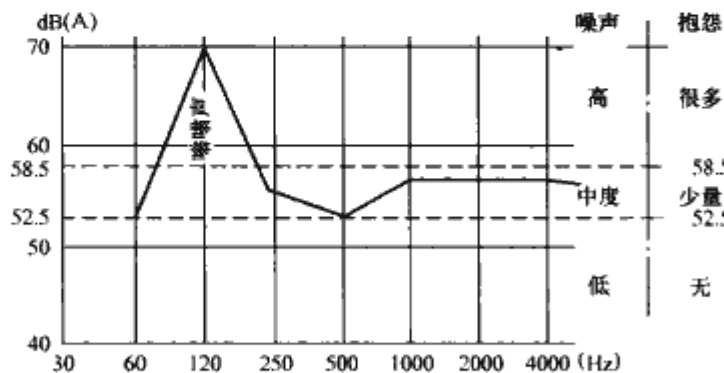


图 7.6-2 输电线路典型噪声频谱、噪声水平和抱怨

### 1.3.3.2 特高压输电线路的可听噪声限制

对于噪声问题, 我国相应的标准有: GB 3096—1993 《城市区域环境噪声标准》, GB 12348—1990 《工业企业厂界噪声标准》, GB 12523—1990 《建筑施工场界噪声限值》。配套的还有相应的测量方法标准。都划分了不同标准以适用于不同的区域。

参考国外交流特高压输电线路可听噪声限值研究结果, 目前我国 1000kV 级交流特高压输电线路距边相投影外 20m 处可听噪声  $L_{50}$  的设计限制值为 55dB(A)。

环境噪声标准则采用等效声级  $L_{eq}$ , 对于  $L_{50}$  和  $L_{eq}$ , 如果设定测量的采样时间间隔和天气条件, 两者是可以相关联的。

对以上设计限制值说明如下:

(1) 交流输电线路晴天时的可听噪声比雨天时的低 15~20dB(A), 前述设计限制值实际上是对最严重情况下噪声的限制, 其他情况下, 噪声都小很多。如按前述的  $L_{50} = 55$ dB(A) 设计, 即使雨天时由输电线路产生的在参考点的可听噪声达到 55dB(A), 在无雨、无雪和无雾的好天气时, 也只有 35~40dB(A), 符合国家标准 GB 3096—1993 规定的 1 类地区的环境噪声标准 ( $L_{eq}$  值)。在雨天, 线路电晕引起的可听噪声虽增大, 但下雨时的背景噪声也大, 线路电晕引起的可听噪声将会被淹没。

(2) 之所以取距边相 20m 作为参考距离, 主要是考虑到与我国交流架空输电线路无线电干扰限值的参考距离一致, 使两者参考距离统一, 便于评价。

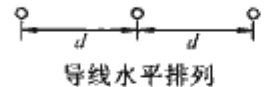
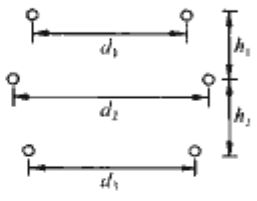
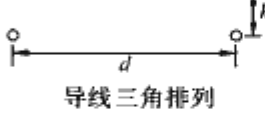
## 1.4 电磁环境参数控制值的经济性分析

### 1.4.1 计算条件和导线参数

工频电、磁场的计算方法和模型是经典的电工理论, 为普遍采用的方法; 无线电干扰的计算是采用 CISPR18-3 出版物推荐的专门计算多分裂导线的激发函数法; 可听噪声则是采用美国 BPA 的公式, 此公式更多地被接受。

根据设计部门提供的初设塔型和导线的基本情况, 在计算线路的地面电场、无线电干扰和可听噪声时, 导线排列和有关参数及含义按表 7.6-6 情况考虑。

表 7.6-6 导线排列和有关参数及含义

单回路	同塔双回路
 导线水平排列	
 导线三角排列	

(1) 单回路的导线采用  $8 \times 400\text{mm}^2$ 、 $8 \times 500\text{mm}^2$  和  $8 \times 630\text{mm}^2$  三种形式 (子导线计算半径分别为 13.41mm、15mm、16.8mm), 分裂间距为 400mm, 导线有水平排列和三角排列两种。两个边相的绝缘子串采用 I 串, 中相绝缘子串采用 V 串的情况, 称之为 IVI; 三相均采用 V 串的情况, 称之为 VVV。导线水平排列, IVI 时  $d = 22.2\text{m}$ , VVV 时  $d = 18.792\text{m}$ ; 导线三角排列, IVI 时  $d = 31\text{m}$ ,  $h = 22.262\text{m}$ , VVV 时  $d = 24.792\text{m}$ ,  $h = 20.262\text{m}$ 。

(2) 同塔双回路的导线采用  $8 \times 630\text{mm}^2$ 、 $8 \times 800\text{mm}^2$  (分裂间距为 400mm, 子导线计算半径分别为 16.8、19.2mm) 和  $10 \times 300\text{mm}^2$  (分裂间距 375mm, 子导线计算半径为 11.98mm), 考虑同相序排列和逆相序排列两种情况。绝缘子为 I 串时,  $d_1 = 30\text{m}$ ,  $d_2 = 36\text{m}$ ,  $d_3 = 33\text{m}$ ,  $h_1 = 22\text{m}$ ,  $h_2 = 20\text{m}$ ; 绝缘子为 V 串时,  $d_1 = 22.492\text{m}$ ,  $d_2 = 28.492\text{m}$ ,  $d_3 = 24.742\text{m}$ ,  $h_1 = 22\text{m}$ ,  $h_2 = 20\text{m}$ 。

### 1.4.2 电磁环境参数的计算分析

#### 1.4.2.1 工频电场

计算表明, 导线截面的大小对地面电场强度的分布影响不大, 而满足  $4\text{kV/m}$  的位置距边相导线投影为 23~26m, 比一般 500kV 线路宽约 20m; 同塔双回路满足  $4\text{kV/m}$  的位置距边相导线投影为 16~19m, 比单回线路少占走廊 1/3 以上。

图 7.6-3 为不同的线路线下最大电场强度与导线高度的关系。对于单回路来说, 线下最大电场强度低于  $10\text{kV/m}$  时, 导线高度至少为 21~22m; 线下最大电场强度低于  $7\text{kV/m}$  时, 导线高度至少为 26~27.5m。对于同塔双回路来说, 线下最大电场强度低于  $10\text{kV/m}$  和  $7\text{kV/m}$  时, 逆相序排列导线高度至少分别为 20~21.5m 和 24.5~25.5m; 线下最大电场强度低于  $4\text{kV/m}$  时, 导线高度至少为 26~27.5m, 而同相序要低于  $7\text{kV/m}$ , 则导线高度至少在 35m 以上。

#### 1.4.2.2 无线电干扰

由于输电线路无线电干扰限值是以 80% 统计值为依据, CISPR 18-3 出版物 (96 年增订版) 指出 80% 值的激发函数  $\Gamma$  可由大雨情况下的激发函数  $\Gamma_{\text{大雨}}$  减去 10~15dB 而得, 无线电干扰同样类推。因此无线电干扰计算结果采取折中的办法, 减去 12.5 即得 80% 值。

(1) 单回路的 3 种导线都达不到使无线电干扰低于 55dB ( $\mu\text{V/m}$ ) 的水平, 即 500kV 线路的水平, 而需要采用  $8 \times \text{LGJ-500}$  及以上截面的导线才能达到低于 58dB ( $\mu\text{V/m}$ )。

(2) 同塔双回路, V 串同相序时  $8 \times \text{LGJ-630}$ 、 $8 \times \text{LGJ-800}$  和  $10 \times \text{LGJ-300}$  基本都能达到使无线电干扰低于 55dB ( $\mu\text{V/m}$ ) 的水平, I 串同相序时只有  $8 \times \text{LGJ-800}$  可行; I 串逆相序的  $8 \times \text{LGJ-630}$  导线和 V 串逆相序的 3 种导线均超过 58dB ( $\mu\text{V/m}$ )。

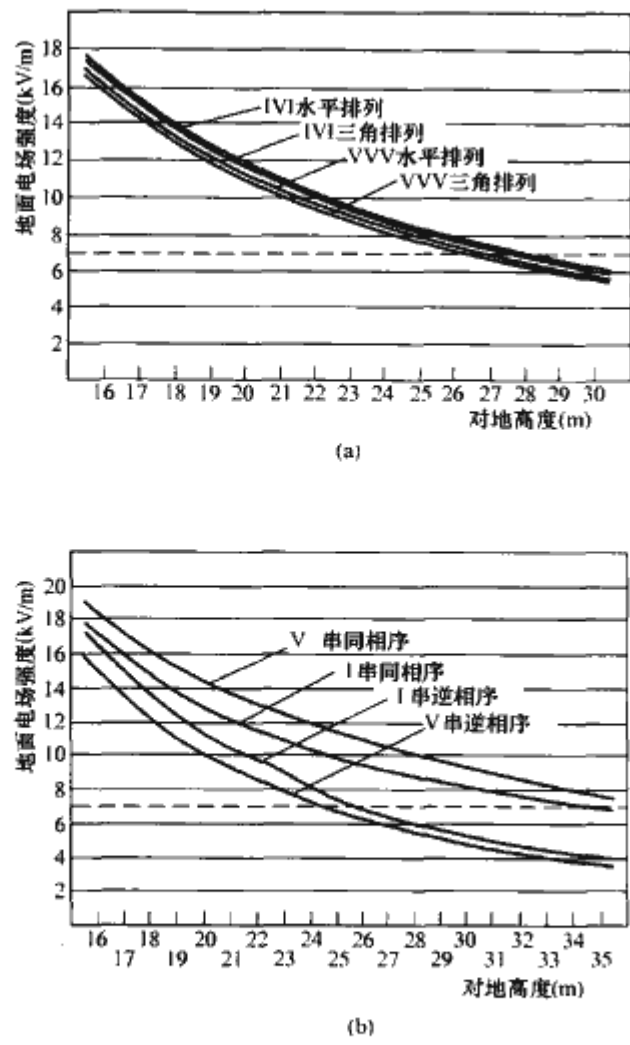


图 7.6-3 线下最大电场强度与导线高度的关系  
(a) 单回路；(b) 同塔双回路

(3) 在距边导线投影 20m 左右的无线电干扰随导线高度变化很小。

1.4.2.3 可听噪声

计算数据表明，单回路在采用 8×LGJ-500 及更大截面的导线时，在不同高度下可听噪声均能达到低于 55dB(A) 的水平，而要达到 52dB(A) 的水平，则应该采用 8×LGJ-630 以上的导线。同塔双回路，同相序时采用 8×LGJ-500 及更大截面的导线可以使可听噪声达到 55dB(A)，逆相序时，则需采用 8×LGJ-800(包括对地高度较高的部分 8×LGJ-630)导线时可听噪声才能达到 55dB(A) 以下。只有同相序时 8×LGJ-800 的导线，可听噪声才能达到 52dB(A) 以下。

1.4.3 经济性分析

1.4.3.1 导线分裂形式选择

计算分析表明，导线截面的大小对地面电场的分布影响不大。控制地面电场主要通过选择导线对地高度和导线布置方式来实现。导线分裂数和子导线截面直接影响导线表面电场强度的大小，从而影响无线电干扰和可听噪声的产生水平。一般来说，增加导线分裂数、增大子导线截面，可以降低无线电干扰和可听噪声水平，但会使建设成本增加。因此，在特高压输电线路的设计和建设过程中，无线电干扰和可听噪声的限制水平主要影响导线分裂形式的选择。

随着导线分裂根数的增加，无线电干扰和可听噪声水平随之下降，当分裂数大于 8 后，再增加导线分裂数，无线电干扰和可听噪声的改善程度较小。随着导线分裂根数增加，从结构来看，导线结构复杂程度亦随之增加，会造成金具设计复杂；从机械荷载来看，会使铁塔荷载增加；从经济上看，会造成投资增加。这里采用 8 分裂导线对无线电干扰和可听噪声对导线分裂形式的影响进行分析。

对于 500kV 交流超高压线路，无线电干扰限值在决定导线结构时起主要控制作用；而对于交流特高压线路，可听噪声已上升为主要矛盾。因此，在下面的分析中，主要考虑可听噪声。

对于 1000kV 线路，当输送容量为 5000MW 时，其经济的导线截面为 8×LGJ-500/45；当输送容量为 6500MW 时，经济的导线截面为 8×LGJ-630/55。如果电磁环境要求的导线截面小于上述经济截面的要求，则可以认为电磁环境对线路的投资没有影响；如果电磁环境要求的导线截面大于上述经济导线截面，则电磁环境将对线路投资产生影响。

满足输送功率和相应可听噪声要求所需最小截面导线见表 7.6-7。由表 7.6-7 可以看出若要求可听噪声低于 52dB(A)，对于单回路和双回路，其经济的导线截面均不能满足要求；对于单回路，需要采用 8×LGJ-630/55 及以上截面的导线；对于同塔双回逆相序布置方式，采用以上所有导线都不满足要求。

表 7.6-7 满足输送功率和相应可听噪声要求所需最小截面导线

噪声要求	<52dB (A)	<53dB (A)	<55dB (A)
塔型			
单回 I 水平排列	8×LGJ-630/55	8×LGJ-500/45	8×LGJ-500/45
同塔双回 I 串逆相序	—	8×LGJ-800/55	8×LGJ-630/55

若要求可听噪声低于 55dB(A)，仅在同塔双回 I 串逆相序布置方式中，需要分别采用 8×LGJ-630/55 及以上截面的导线，如此时输送容量为 6500MW，正好与经济的导线截面相同，但当输送容量小于该值时仍会控制导线截面。

1.4.3.2 工程造价的比较分析

表 7.6-8 给出了在单回路和同塔双回路中采用不同可听噪声限制标准时每公里线路的造价及投资增加的比例。

表 7.6-8 不同导线方案时的线路造价

噪声限制标准 [dB (A)]	8×LGJ-500 <sup>①</sup>	≤55	≤53	≤52
单回路本体造价 (万元/km)	300	300	300	336
双回路本体造价 (万元/km)	766	887	992	
单回路投资增加比例	1	1	1	1.12
双回路投资增加比例	1	1.16	1.30	

① 以此导线为基准。

随着可听噪声限制水平的趋严，同塔双回路时造价增加更加明显，如噪声控制标准从 55dB(A) 提高到 53dB(A)，虽在单回路时不增加线路投资，但在采用双回路时线路投资将增加约 30%，而且双回路时采用 8×630 导线为采用 8×500 导线造价的 1.16 倍。

导线最小对地距离主要受最大地面电场强度限制标准的控制，从而影响线路的投资，图 7.6-3 已表明了不同最大地面电场下要求的最小导线对地高度。不同最大地面电场强度下的线路本体投资如表 7.6-9 所列。

表 7.6-9 不同最大地面电场强度下的线路本体投资

最大地面电场强度(kV/m)	3	7	10	12
单回路本体投资(万元/km)	330(1.1)	306(1.02)	300(1.0)	296(0.99)
双回路本体投资(万元/km)	858(1.12)	793(1.035)	766(1.0)	755(0.98)



## 1.5 特高压交流试验示范工程的电磁环境

晋东南—南阳—荆门试验示范工程是我国自主研发、设计和建设的具有自主知识产权的 1000kV 交流输变电工程。该工程连接华北和华中电网，北起山西晋东南变电站，经河南南阳开关站，南至湖北荆门变电站，线路全长约 640km，2009 年 1 月 6 日正式投入运行。

### 1.5.1 环保论证

2005 年初，国家电网公司组织编制了《1000kV 级交流输电系统关键技术研究框架》，环境问题是该框架的第一批项目内容。武汉高压研究院、中国电力科学研究院和中国电力工程顾问集团公司承担了“1000kV 级交流输电工程的电磁环境影响研究”、“1000kV 级交流输电工程的区域生态环境影响研究”，以及交流 1000kV 特高压试验示范工程的环境影响评价工作。

2005 年 6 月，国家电网公司组织有关部门和单位专门向国家环境保护总局汇报特高压输电关键技术的发展、特高压输电的环境问题研究和 1000kV 特高压试验示范工程选线选址情况，之后武汉高压研究院、中国电力工程顾问集团公司、中国电力科学研究院联合编写了《1000 千伏级交流输电工程的电磁环境及其对生态环境影响研究》报告，该报告提交给了国家发展和改革委员会 2005 年 6 月在北戴河召开的特高压技术研讨会的专家们讨论。

2005 年 7 月 13 日国家环境保护总局在北京对《1000 千伏级交流输电工程的电磁环境及其对生态环境影响研究》报告提出的“环境参数控制指标”组织召开了专家审查会。会议形成的专家意见主要是：所提出的指标符合环境控制原则，可以作为 1000kV 级特高压输电工程的环境影响控制标准。至此，“1000kV 交流特高压输电电磁环境影响研究”的关键之一“环境控制参数指标”得到国家环境保护总局的认可。

按照国家环境保护总局的认可的电磁环境指标开展“晋东南—南阳—荆门交流 1000 千伏特高压试验示范工程环境影响评价”。2005 年 11 月，国家环保总局组织对《晋东南—南阳—荆门交流 1000 千伏特高压试验示范工程环境影响评价报告书》进行了审查。2006 年 2 月，国家环境保护总局以环审[2006]92 号文批复了报告书。

### 1.5.2 电磁环境水平

通过测试，基本获取了晋东南—南阳—荆门试验示范工程在投运初期的工频电场、工频磁场、可听噪声和无线电干扰水平。测试结果表明，晋东南—南阳—荆门试验示范工程电磁环境与 500kV 交流输变电工程的基本相当，主要指标基本满足环保批复要求。同时也证实了我国前期对特高压电磁环境的研究和设计是正确的。

(1) 按照农田等非居民区，跨越公路、铁路时，以及邻近民房（或敏感点）等不同标准，实测的工频电场强度和磁感应强度均满足环保批复要求，图 7.6-4 为典型的线下工频电场强度分布。

(2) 无线电干扰实测结果，边相外 20m 处为 41.6~59.0dB ( $\mu\text{V}/\text{m}$ )，仅个别处略大于好天气下 55dB ( $\mu\text{V}/\text{m}$ )。考虑到线路刚刚投运，按照一般规律，当线路运行一段时间导线足够“老化”后，无线电干扰会有所降低。从这个角度来讲，该处无线电干扰实际水平也应可以满足环保批复要求。

(3) 猕猴保护区的可听噪声在 22.7~24.4dB (A) 之间，满足环保批复的 0 类要求。

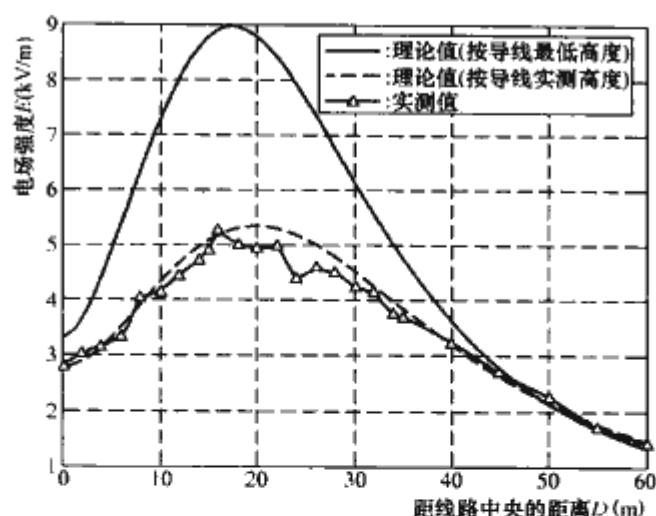


图 7.6-4 典型的线下工频电场强度分布

## 2 特高压变电站的电磁环境影响

### 2.1 概述

特高压变电站是特高压电网变换电压、接受和分配电能、控制电力流向和调整电压的重要电力设施，它主要由电力变压器、开关设备、电压电流互感器及连接母线等一次设备和控制、保护、监测等二次设备构成。

特高压变电站在正常运行下的电磁环境是所有电气设备的综合效应，与其他变电站一样，通常用无线电干扰、工频电场、工频磁场和噪声来表征。当变电站电磁环境严重时，会影响变电站附近居民的无线电（主要是中、短波广播）接收和专业无线电台站的工作，也可能影响周围居民和变电站工作人员的工作和生活，因此必须对其加以限制。

### 2.2 交流特高压变电站的无线电干扰

#### 2.2.1 变电站无线电干扰的产生

变电站的无线电干扰来源有三种：

- (1) 导线及金具表面的电晕放电。
- (2) 高压电气设备向母线或连线上发射的高频电流。
- (3) 绝缘子火花放电或其他金具连接松动或接触不良产生的间隙火花放电。

这三种放电过程，都产生高频脉冲电流，以致形成无线电干扰。其中，后两种是随机出现的，可以通过清扫和维护加以消除；通常当设备或导体带电运行，当导体表面电位梯度达到一定程度时，第一种现象占据主导地位，成为不可消除的固有因素。另外，设备内部绝缘的局部放电，也会形成脉冲电流，并经连接线注入到变电站的进（出）线上，同样会增加无线电干扰的水平。

#### 2.2.2 特高压变电站无线电干扰控制

高压变电站主要有 AIS、GIS 和 HGIS 三种方式，AIS 变电站的无线电干扰较大。对于不同型式的变电站，影响无线电干扰的因素不同。GIS 变电站站的无线电干扰主要由高压设备产生，HGIS 变电站站的无线电干扰还受导线（母线）电晕放电的影响，AIS 变电站站的无线电干扰主要由导线和金具电晕放电产生。

对于特高压变电站，主设备的无线电干扰不可能完全消除，但可以通过减少各种连接导线、母线和金具的电晕放电而得到限制。因此，在特高压变电站设计时，为把无线电干扰控制到一定程度，必须考虑以下因素：

- (1) 合理的导线和金具表面场强设计值；

- (2) 合理的母线和连接线结构；
- (3) 合理结构的连接金具，如绝缘子均压环等。

特高压变电站的母线、连接线，以及金具的结构形式主要通过计算表面电场和电晕试验来确定。表 7.6-10 给出了不同类型均压环电晕试验情况，图 7.6-5 和图 7.6-6 为均压环结构图。

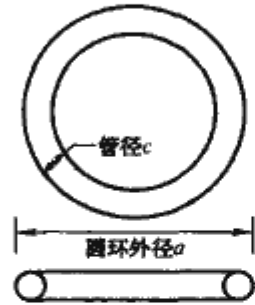


图 7.6-5 圆形均压环

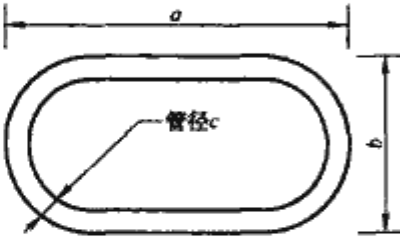


图 7.6-6 椭圆形均压环

表 7.6-10 不同类型均压环的电晕起始电压

编号	类型	管径 c	外环径 a/b	电晕起始电压 (有效值) (kV)		
				2~3 电晕点	4~7 电晕点	10 以上 电晕点
1	椭圆形	120	1850/1250	648.0	659.5	697.7
2	圆形	120	1100	637.8	671.2	729.7
3	圆形	120	720	574.6	627.9	676.9
4	椭圆形	100	1300/1200	577.5	585.8	674.1
5	圆形	100	1000	594.9	599.4	642.8
6	椭圆形	80	1000/900	528.5	573.8	627.7

注 试验时的气象条件： $T_F$  为 30.1℃； $T_{\text{露}}$  为 25.5℃； $P$  为 100.98kPa。

图 7.6-7 为管径 100mm 均压环电晕随电压增高的发展过程。

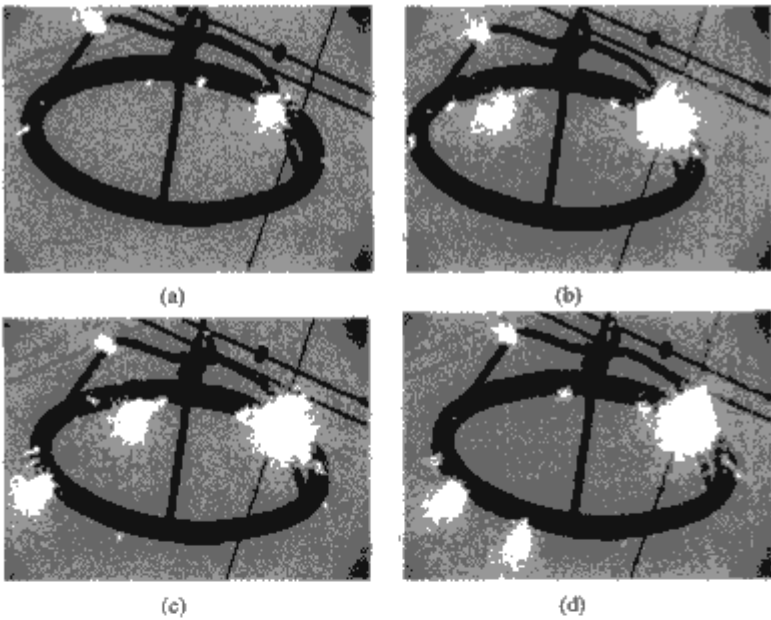


图 7.6-7 管径 100mm 均压环电晕放电过程的紫外成像  
(a) 过程 1；(b) 过程 2；(c) 过程 3；(d) 过程 4

为减小特高压变电站区域的电晕放电，通过大量的试验研究，我国确定了管型母线、连接线，以及均压环等的结构形式：管型母线直径 250mm，软母线及连接为 4×JLHN58K-1600，均压环管径应不小于 150mm，金具表面电场强度控制在 26kV/cm 以下。

我国目前还没有变电站无线电干扰的限值标准。在环境评价时，通常参照同一电压等级输电线路的无线电干扰限值。GB 15707—1995《交流架空输电线路无线电干扰限值》规定，特高压交流输电线路在好天气下，边导线外 20m（对于变电站应为围墙外 20m）处，0.5MHz 的无线电干扰不大于 55dB（ $\mu\text{V}/\text{m}$ ）。

2.2.3 特高压示范工程变电站的无线电干扰水平

晋东南—南阳—荆门试验示范工程，晋东南变电站采用 GIS 型式，南阳开关站和荆门变电站均采用 HGIS 型式。实测的三个变电站（开关站）的无线电干扰值如表 7.6-11～表 7.6-13 所示，在围墙外 20m 处 0.5MHz 的无线电干扰值均小于特高压线路无线电干扰控制值 55dB（ $\mu\text{V}/\text{m}$ ）。

表 7.6-11 1000kV 晋东南变电站的无线电干扰值

测量点	频率 (MHz)	无线电干扰值 [dB ( $\mu\text{V}/\text{m}$ )]
变电站北围墙外 20m	0.5	48.3
变电站东围墙外 20m	0.5	42.0
变电站西围墙外 20m	0.5	43.1
变电站南围墙外 20m	0.15	42.6
	0.25	42.1
	0.5	37.8
	1.0	34.4
	1.5	32.6
	3.0	30.2
	6.0	30.1
	10	30.8
	15	28.6
	30	26.0

表 7.6-12 1000kV 南阳开关站的无线电干扰值

测量点	频率 (MHz)	无线电干扰值 [dB ( $\mu\text{V}/\text{m}$ )]
变电站北围墙外 20m	0.5	32.2
变电站东围墙外 20m	0.5	37.6
变电站南围墙外 20m	0.5	47.7
变电站西围墙外 20m	0.15	42.8
	0.25	37.3
	0.5	35.4
	1.0	37.1
	1.5	37.7
	3.0	27.8
	6.0	36.6
	10	35.3
	15	35.0
	30	16.7

表 7.6-13 1000kV 荆门变电站的无线电干扰值

测量点	频率 (MHz)	无线电干扰值 [dB ( $\mu\text{V}/\text{m}$ )]
变电站北围墙外 20m	0.5	38.8
变电站南围墙外 20m	0.5	34.6
变电站西围墙外 20m	0.5	38.4
变电站东围墙外 20m	0.15	54.5
	0.25	39.0
	0.5	33.1
	1.0	33.4
	1.5	38.2
	3.0	32.7
	6.0	32.9
	10	35.6
	15	32.5
	30	34.8



## 2.3 交流特高压变电站的噪声

变电站的可听噪声按产生的根源,可分为电晕噪声、电磁噪声、机械噪声等。与变电站无线电干扰相似,变电站的电晕噪声主要由带电体的电晕放电产生。变电站中的主设备,如变压器、电抗器等在正常运行时会产生较大的电磁噪声和机械噪声。但由于主设备多集中布置在一个有限的封闭区域内,且变电站均有围墙与外界隔离,其噪声影响范围有限。然而,当变电站距离居民较近时,其噪声问题不容忽视。

### 2.3.1 交流特高压变电站的噪声控制

和其他噪声一样,变电站的噪声控制必须考虑噪声源、传音途径、受音者所组成的整个系统。控制噪声的措施主要包括:

(1) 控制噪声源。降低声源噪声,如变压器、电抗器噪声,以及导线和金具等的电晕噪声。

(2) 阻断噪声传播。在传音途径上降低噪声,控制噪声的传播,改变声源已经发出的噪声传播途径,如采用吸声、隔声、声屏障、隔振等措施。

(3) 在人耳处减弱噪声。受音者或受音器官的噪声防护,在声源和传播途径上无法采取措施,或采取的声学措施仍不能达到预期效果时,就需要对受音者或受音器官采取防护措施,如长期职业性噪声暴露的工人可以戴耳塞、耳罩或头盔等护耳器。

在实际工程中,对受音者难以进行噪声防护,因此只能降低噪声源的强度或阻断噪声传播途径。可通过对变电站布置的优化设计来增大噪声在站内的衰减,也可通过减小带电体的电晕来降低电晕噪声。主设备的噪声主要由自身结构和特性决定,其对变电站整体噪声影响较大。

特高压交流示范工程变电站厂界噪声按 GB 12348—1990 II 类要求控制:昼间 60dB(A),夜间 50dB(A);在居民区,要符合 GB 3096—1993 相应规定的要求。

### 2.3.2 特高压示范工程变电站的噪声水平

实测的三个特高压变电站(开关站)的噪声值如表 7.6-14~表 7.6-16 所示。表 7.6-17 所示为统计的 500kV 变电站的厂界噪声值。

表 7.6-14 1000kV 晋东南变电站的厂界噪声 dB(A)

测量点	昼间 [dB(A)]	夜间 [50dB(A)]
变电站北厂界	42.3	41.3
变电站南厂界	44.7	43.0
变电站西厂界	44.2	42.5
变电站东厂界	38.3	38.0

表 7.6-15 1000kV 南阳开关站的厂界噪声 dB(A)

测量点	昼间 [dB(A)]	夜间 [50dB(A)]
变电站北厂界	40.2	39.3
变电站西厂界	44.4	46.6
变电站东厂界	46.0	44.4

表 7.6-16 1000kV 荆门变电站的厂界噪声 dB(A)

测量点	昼间 [dB(A)]	夜间 [50dB(A)]
变电站北围墙	50.7	47.5

续表

测量点	昼间 [dB(A)]	夜间 [50dB(A)]
变电站南围墙	41.0	41.9
变电站西围墙	38.2	38.1
变电站东围墙	49.9	49.2

表 7.6-17 500kV 变电站的厂界噪声统计(昼间) dB(A)

变电站名称	最大值	最小值
黄骅变电站	53.75	49.29
承德变电站	49.6	49
城北(GIS)变电站	44.2	50.1
徐行变电站	54.6	43.3
黄度变电站	59.1	52.2
双龙变电站	49.4	46
太仓变电站	49.7	54.4
凤凰山变电站	53.7	48.2
木兰变电站	50.4	44.2

据统计,我国 500kV 变电站厂界噪声在 43~59dB(A) 之间,330kV 变电站厂界噪声在 35~56dB(A) 之间,220kV 郊区变电站厂界噪声在 50dB(A) 左右。特高压变电站厂界噪声水平与超高压变电站基本相当。特高压交流示范工程变电站厂界噪声均满足 GB 12348—1990 II 类的要求。

## 2.4 交流特高压变电站的工频电场和磁场

在户外变电站中,带电导线下方和高压设备周围存在工频电场和磁场。工频电场与电压等级和带电体与地面的距离有关;工频磁场取决于流经带电体的工频电流和带电体与地面的距离,与变电站电压等级没有直接关系。

### 2.4.1 500kV 变电站的工频电场和磁场

我国 500kV 变电站设计时站内工频电场强度按 10kV/m 来控制。统计的 500kV 变电站内工频电场强度的最大值为 11.66kV/m,70%以上位置处的工频电场强度在 4~8kV/m 之间;工频磁感应强度的最大值为 16.33 $\mu$ T,90%以上位置处的工频磁感应场强在 10 $\mu$ T 以下。

500kV 变电站围墙外的工频电场、磁场水平较低,实测的工频电场强度小于 2kV/m,工频磁感应强度小于 5 $\mu$ T,低于我国规定的居民区的场强水平。

### 2.4.2 特高压变电站的工频电场和磁场

特高压变电站站内工频电场强度设计要求为:满足大部分区域电场强度低于 10kV/m,局部区域在 15kV/m 以下。

1000kV 晋东南变电站 1000kV 区域,除主变压器附近 A、C 相外侧 4~6m 区域内的工频电场强度达到 10.5kV/m 外,其他区域均小于 10kV/m;1000kV 荆门变电站 1000kV 区域,除 CVT、避雷器引线间隔边相外侧 4~6m 区域内的工频电场强度约为 10kV/m 外,其他区域均小于 10kV/m;1000kV 南阳开关站内,工频电场强度最大值位于 1000kV 高抗附近的出线间隔下,A 相避雷器外约 4m 处,最大值为 10.4kV/m,其他区域均小于 10kV/m。

大负荷运行时,1000kV 晋东南变电站内变压器周围的工频磁感应强度最大值为 50 $\mu$ T,1000kV 荆门变电站内的最

大工频磁感应强度为  $60\mu\text{T}$ ，1000kV 南阳变电站内巡视道上的最大工频磁感应强度为  $53\mu\text{T}$ 。

三个特高压变电站（开关站）围墙外的工频电场强度均小于  $3\text{kV/m}$ ，且随着与围墙间距离的增大而迅速衰减，一般至变电站 50m 处，即可衰减到背景水平。在大负荷运行情况下，围墙外的工频磁感应强度均小于  $6\mu\text{T}$ ，且随着与围墙间距离的增大而迅速衰减，一般至变电站 50m 处，即可衰减到背景水平。

## 2.5 小结

（1）特高压变电站的各项电磁环境参数均满足设计和环保要求。

（2）与超特高压变电站相比，特高压变电站的电磁环境与其相当。

我国特高压变电站的电磁环境水平，充分验证了特高压电网环境友好型的特点。



# 第 7 章 特高压交流试验示范工程系统调试及运行

## 1 特高压交流试验示范工程的系统调试

结合特高压交流试验示范工程科研、规划设计和运行调度的研究成果，完成了调试运行方式安排、调试项目确定及安稳措施安排等工作，并最终圆满完成了特高压交流试验示范工程的系统调试工作。

### 1.1 起动调试前期工作

- (1) 针对特高压交流试验示范工程的特点及预期运行方式，研究确定了系统调试的潮流分布和稳定控制措施、电磁暂态计算、系统调试项目、测试内容及安排计划等内容。
- (2) 针对特高压线路充电功率大、工频电压升高突出等特点，采取了多项安全控制措施，首次提出并成功实现了一台 700MW 水电机组带特高压长线路（640km）零起升压试验，简化了一次带电方式，节约了调试成本。
- (3) 提出并确定特高压交流试验示范工程的系统调试分别在隔离小系统和联网大系统方式下进行。在隔离小系统方式下，分别在晋东南变电站侧和荆门变电站侧进行零起试验，并研究了两侧的起动电源和起动路径，首次提出并论证了采用 600MW 以上机组进行零起试验的可能性和可行性；在联网大系统方式下，提出了试验时特高压线路的输送功率范围，特高压及相关 500kV 母线电压的控制要求及网、省间主要断面的功率控制要求。

通过对试验项目实施方案的内容和编排进行优化研究，取消了隔离小系统方式下的零起升流试验，最终确定的 15 项特高压系统调试项目如表 7.7-1 所示。

表 7.7-1 系统调试项目一览表

类型	序号	项 目
零起升压	1	三左一 700MW 机组带荆门变电站主变压器零起升压试验
	2	三左一 700MW 机组带荆门变电站主变压器及南荆线零起升压试验
	3	三左一 700MW 机组带荆门变电站主变压器及全线零起升压试验
	4	王曲电厂 600MW 机组带晋东南变电站主变压器零起升压
设备投切	5	500kV 侧投切空载变压器及低压无功补偿设备
	6	荆门变电站投切空载南阳—荆门线路
	7	晋东南变电站投切空载晋东南—南阳线路
	8	南阳开关站投切空载南阳—荆门线路
联网试验	9	1000kV 线路并、解列试验
	10	1000kV 联络线功率控制试验
	11	南阳开关站拉环流试验
	12	特高压系统人工短路接地试验
	13	系统动态扰动试验
	14	大负荷试验（2800MW）
	15	二次系统抗干扰试验

### 1.2 调试工作结果

晋东南—南阳—荆门试验示范工程于 2008 年 12 月全面竣工，开始系统调试，先后完成了包括大负荷试验、人工短路接地试验和系统扰动试验在内的 15 大项调试，对系统和设备性能进行了全面严格考核。

调试工作结果表明：

- (1) 特高压交流试验示范工程实现了设计功能，通过了全电压、大负荷等各种运行方式及操作的检验，经受了故障条件的考验。
- (2) 特高压设备性能良好，满足技术规范要求。
- (3) 工程电磁环境测试指标符合研究预期，满足国家限值要求，与常规超高压工程的水平相当。
- (4) 工程线损率约 1.7%，较 500kV 输电线路大幅降低。

特高压交流试验示范工程系统调试工作的圆满完成，充分验证了试验方案编制合理、系统分析及电磁暂态计算准确、安全措施有效，达到了对特高压交流试验示范工程一、二次设备及系统运行全面考核的目标。同时成功进行的大负荷试验充分考核了满载情况下特高压设备的通流能力，验证了工程具备输送 2800MW 大容量输送功率的能力。

2008 年 12 月 30 日 22 时工程完成调试，投入 168h 试运行。

## 2 特高压交流试验示范工程的运行

### 2.1 系统运行特性分析与计算

为保障特高压交流试验示范工程的顺利投产及互联电网的安全稳定运行，国家电网公司提前两年开展了特高压互联系统三次联合计算分析工作。通过大量的计算分析，深入研究了特高压互联的运行特性，针对性地制定了运行控制策略。

在计算分析中，根据特高压系统运行特性及电网运行实际工况，研究了无功电压特性、系统稳定形态，针对性地制定了运行控制策略。全面采用实测模型参数，提高仿真精度；采用多种模拟手段，分析特高压互联电网运行特性；并立足国内对计算结果进行相互校核，提高了分析结论的准确性。其中，重点校核分析了满负荷试验系统运行方式，即线路输送的最大有功功率为 2800MW，变压器负荷为 3000MVA 的运行方式。

在实际运行中，工程最大有功功率达到 2829MW，变压器负荷达到 3000MVA，设备经受住了全电压、大负荷的考验，验证了工程的输电能力和电网运行控制策略的有效性。

小扰动稳定水平较 500kV 联网系统有所提高。根据特高压互联电网小扰动稳定分析结论，华北、华中区域电网间的振荡频率为 0.13~0.15Hz，阻尼比为 0.15~0.24，属于强阻尼振荡模式；区域电网内部的省间振荡模式阻尼比均大于 0.05，属于较强阻尼振荡模式。

## 2.2 系统调试及投运

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程于 2008 年 12 月全面竣工，开始系统调试，先后完成了包括大负荷试验、人工短路接地试验和系统扰动试验在内的 15 项试验。特高压设备性能良好，满足技术规范要求；工程电磁环境测试指标符合研究预期，满足国家限值要求，与常规超高压工程的水平相当；工程线损率约 1.7%，较 500kV 输电线路大幅降低。2008 年 12 月 30 日工程完成调试，投入 168h 试运行后正式投入商业运行。

工程完成 168h 试运行后于 2009 年 1 月 6 日 22 时正式投运至今，特高压设备运行正常，特高压联网系统运行平稳。截至 2009 年 6 月 30 日 24 时，累计送电量 43.2 亿 kWh。运行期间，工程经受了各种运行操作和运行方式的考验，运行指标稳定、设备状态正常。工程成功投产，在世界上首次实现了总容量超过 3 亿 kW 的两大同步电网通过特高压线路的互联，联网系统表现出良好的动态运行特性和抗扰动能力，发挥了重要的送电功能和水火互济、事故支援联网功能。



## 第8章 特高压直流系统研究和成套设计

### 1 特高压直流工程的系统研究

特高压直流输电的系统研究是对直流入系统条件、直流输电的性能、直流输电系统运行参数和设备参数进行研究,提出系统对换流站设计和主要设备的技术参数要求。

#### 1.1 直流特高压输电接线方式

##### 1.1.1 换流器接线方案

常规±500kV换流站由基本的12脉动换流单元组成。每个12脉动换流单元就是一个12脉动换流器,与之连接的换流变压器采用Yy和Yd的接线形式,这样的接线形式使换流变压器阀侧电压相位相差 $30^\circ$ ,能够滤除交流侧 $6n \pm 1$  ( $n$ 为自然数)次的谐波电流,从而得到较好的谐波性能。

直流特高压输电仍采用高压直流输电中较为成熟的接线方式,备选接线方式有三种:①每极一组12脉动换流器,如图7.8-1所示;②每极两组12脉动换流器串联,如图7.8-2所示;③每极两组12脉动换流器并联,如图7.8-3所示。

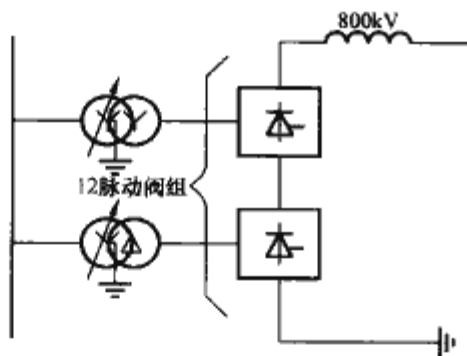


图 7.8-1 每极一组 12 脉动换流器

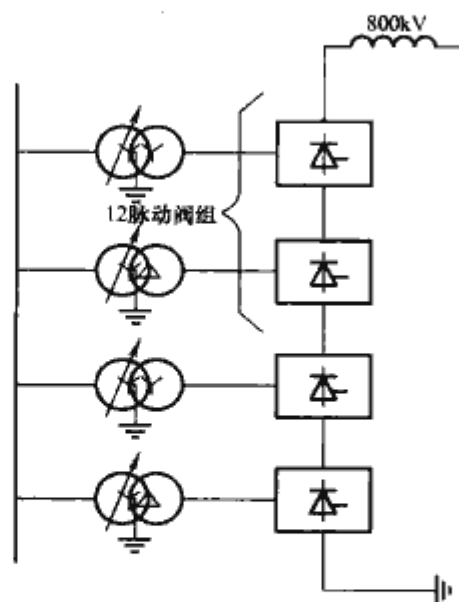


图 7.8-2 每极两组 12 脉动换流器串联

##### 1.1.1.1 每极一组 12 脉动换流器

每极一组12脉动换流器的接线方式,换流站的结构最简单,需要的设备数量少,损耗小,备品备件的数量少。但是单台换流变压器的容量大,体积和质量大大增加,并且换

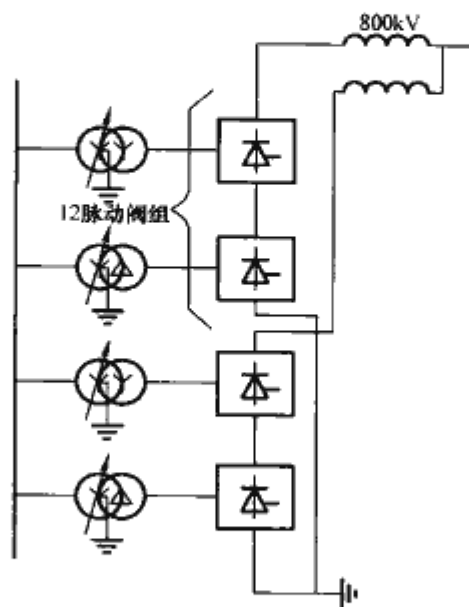


图 7.8-3 每极两组 12 脉动换流器并联

流变压器分接开关切换容量增加,这些都导致设备制造困难。此外,换流变压器的运输条件是决定能否选择这种方式的关键。其次,这种换流器接线方式与常规±500kV直流输电工程换流器接线方式相同,一个12脉动换流器组中的换流变压器故障或者换流器故障都要求闭锁整个单极,由于直流特高压工程的单极容量大,将会对系统产生很大的冲击,这是在进行换流站接入交流系统设计时必须要考虑的因素。

##### 1.1.1.2 每极两组 12 脉动换流器串联

每极两组12脉动换流器串联的接线方式,可以在电流不变的前提下通过串联来提高直流特高压输电的电压。这种接线方式换流器和换流变压器的数量将增加一倍,但是单台容量降低,有利于设备的制造和运输。每个12脉动换流器两端连接直流旁路断路器,可以通过直流旁路断路器将该12脉动换流器投入或者退出运行,提高了运行的灵活性。并且,在一个12脉动换流器或者与之相连的换流变压器故障时,只退出发生故障的12脉动换流器,另一个12脉动换流器继续运行,降低了故障时损失的功率,也减小了对两端交流系统的冲击。

##### 1.1.1.3 每极两组 12 脉动换流器并联

每极两组12脉动换流器并联的接线方式,可以在直流电压不变的前提下,通过换流器的并联增大输送的直流电流,从而提高直流特高压整体的输送容量。这种接线方式中,换流器和换流变压器的数量增加一倍,单台设备的容量比采用每极一组12脉动换流器时降低,同样有利于设备的制造和运输。与每极两组12脉动换流器串联的接线方式相比,每个换流器两端承受的电压高,是直流特高压输电的额定电压,但是换流器中的电流降低,是额定直流电流的一半。在1个12脉动换流器故障时,可以闭锁该12脉动换流器,使剩下的12脉动换流器继续运行,降低了故障时损失的功率,减小对两端换流站接入的交流系统的冲击。

换流站三种接线方式的比较见表7.8-1。

苏联于1978年确定建设埃基巴斯图兹—唐波夫±750kV、6000MW、2414km的直流输电工程。该工程采用换流器并

联接线方式，每极有两组 12 脉动换流器并联，每个 12 脉动阀组参数为 750kV、2000A、1500MW。

表 7.8-1 换流站三种接线方式的比较

序号	项目名称	每极一组 12 脉动 换流器	每极两组 12 脉动 换流器串联	每极两组 12 脉动 换流器并联
1	输送功率 (MW)	6400	6400	6400
2	直流电压 (kV)	±800	±800	±800
3	直流电流 (A)	4000	4000	4000
4	12 脉动换流器组数	4	8	8
5	6 脉动换流器组数	8	16	16
6	6 脉动换流器参数			
	直流电压 (kV)	400	200	400
	直流电流 (A)	4000	4000	2000
	功率 (MW)	1600	800	800
7	单相双绕组换流变压器 台数	12	24	24
8	单相双绕组换流变压器容 量 (MVA)	640	320	320
9	单相三绕组换流变压器 台数	6	12	12
10	单相三绕组换流变压器容 量 (MVA)	1280	640	640
11	可靠性	高	略低	略低
12	换流器故障对两端交流系 统的影响	大	小	小
13	换流站造价 (%)	100	120	150

在我国的常规高压直流输电工程中，大多采用直径 5in、3000A 的 ETT 或是 LTT 晶闸管。目前，直径 6in、4000A 晶闸管元件，在技术上已没有障碍，可以投入工业运行。为了和采用 5in 晶闸管的换流阀进行对比，设计了基于两种元件的 2 重阀和 4 重阀。计算表明，采用 6in 晶闸管，直流系统性能得到了全面的提升，可以减少换流变压器的短路电抗，减少换流器无功消耗和无功配置，同时直流系统的过载能力和安全裕度也有了大幅的改进，而且整体造价相对于 5in 晶闸管换流阀还有所下降。

由于特高压直流输电工程的额定电压和额定功率都比较大，如果采用单极每极 1 个 12 脉动换流阀组的接线方案，送端大容量换流变压器将受到运输条件的限制而无法完成设备运输。同时，6in 的晶闸管额定电流已经达 4000A，不必通过换流器并联来解决大直流电流的问题，如果再增加直流电流，同时也增加了直流线路的损耗。在±800kV 直流特高压输电工程中，主要是高电压、大容量的问题，因此，选择了 12 脉动阀组串联的换流器接线方式，通过换流器串联提高直流特高压输电的电压和容量。

综合以上各方面技术条件，我国特高压直流输电换流站采用了每极 2 组 12 脉动换流阀组串联的结构，在这种结构下，换流阀组电压分配有 3 种方案，如“600kV+200kV”、“500kV+300kV”、“400kV+400kV”（前者是低压端 12 脉

动换流阀组两端电压，后者是高压端 12 脉动换流阀组两端的电压）的多种方式。下面以“500kV+300kV”、“400kV+400kV”两种阀组接线方案为例，从换流变压器、换流阀、换流变压器阀侧套管、避雷器、阀侧电压、运行控制灵活性等方面不同接线方案进行了比较。

1.1.1.3.1 换流变压器

“500kV+300kV”阀组接线方案中，300kV 端的换流变压器阀侧绕组匝数少，采用相同设计时承受雷电波的能力比“400kV+400kV”阀组接线方案中 400kV 端的换流变压器弱。而采用“400kV+400kV”换流阀组接线方案有利于解决换流变压器的纵绝缘设计问题。

“500kV+300kV”换流阀组接线方案中，500kV 端换流变压器阀侧绕组电流大。与“500kV+300kV”换流阀组接线方案相比，“400kV+400kV”换流阀组接线方案中换流变压器分接开关电流的选取较为有利。

考虑到实际运行中高端换流变压器的故障概率可能大于低端换流变压器。因此，在高端换流变压器故障的条件下，“500kV+300kV”换流阀组接线方案的能量可用率大于“400kV+400kV”换流阀组接线方案。

1.1.1.3.2 换流阀

采用“500kV+300kV”换流阀组接线方案时，成本比采用“400kV+400kV”换流阀组接线方案的略高，具体原因为：

(1) 采用“500kV+300kV”换流阀组接线方案时，500kV 阀组和 300kV 阀组要采用两种不同规模的水冷系统，因此，备用也不同；而“400kV+400kV”阀组接线方案中高端阀组和低端阀组可采用相同的水冷系统，备用也相同。

(2) “500kV+300kV”换流阀组接线方案中，换流阀的悬吊空间和爬距比“400kV+400kV”换流阀组接线方案大。

1.1.1.3.3 换流变压器阀侧套管、阀避雷器、旁路断路器的运行电压

采用“400kV+400kV”阀组接线方案时，换流变压器阀侧套管的运行电压 (kV) 分别为 200、400、600、800；采用“500kV+300kV”换流阀组接线方案时，换流变压器阀侧套管的运行电压 (kV) 分别为 250、500、650、800。除换流变压器阀侧高压套管 800kV 侧运行电压相同外，采用“400kV+400kV”换流阀组接线方案时，换流变压器阀侧套管的运行电压都比采用“500kV+300kV”换流阀组接线方案低，对相应的换流变压器阀侧绝缘结构设计和套管选用及避雷器配置有利。

“400kV+400kV”阀组接线方案中配置的 V1 阀避雷器与“500kV+300kV”阀组接线方案相比，能量耗散要求小，对避雷器性能要求低。

采用“500kV+300kV”换流阀组结构时，直流旁路断路器承受的最大运行电压为 500kV；采用“400kV+400kV”换流阀组结构时，直流旁路断路器承受的最大运行电压为 400kV。从制造角度考虑，“400kV+400kV”换流阀组接线中采用的直流旁路断路器制造难度较小。

1.1.1.3.4 运行、控制的灵活性

“400kV+400kV”换流阀组接线方案可以交叉运行；“500kV+300kV”换流阀组接线方案不易采用交叉运行方式，并且在无功平衡、滤波器/电容器分组容量选择、分接头配合及控制策略等方面限制因素较多，并会带来造价上的提高。因此，“400kV+400kV”换流阀组接线方案控制、运行灵活性较高。

综上所述，“400kV+400kV”阀组接线方案总体占优



势。因此,我国在特高压 $\pm 800\text{kV}$ 直流输电工程中采用“ $400\text{kV}+400\text{kV}$ ”的换流阀组接线方案,并在此基础上开展直流系统运行方式和主回路参数的研究。

## 1.2 运行接线方式和控制模式

$\pm 800\text{kV}$ 直流特高压输电工程采用“ $400\text{kV}+400\text{kV}$ ”换流阀组接线方案,每极上下12脉动阀组两端设计电压相同,12脉动换流器两端连接直流旁路断路器,通过直流旁路断路器操作可以投入或者退出该12脉动换流器,因此,运行方式非常灵活,可根据实际情况合理组合。

其正送和反送功率传输方向下,特高压直流输电系统特有的运行方式如下:

(1) 1/2 双极运行方式。这种接线方式是双极每极停运一个12脉动换流器、运行一个12脉动换流器,其接线见图7.8-4。考虑到整流站和逆变站换流器的组合,每极单12脉动阀组的双极运行方式具有16种组合方式,其输送的最高直流电压为完整双极运行方式最高直流电压的一半。

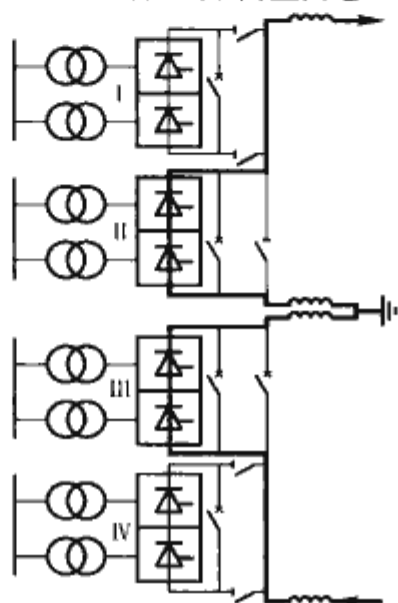


图 7.8-4 1/2 双极运行方式

(2) 1/2 单极大地回路（金属回路）运行方式。当直流系统运行于完整单极大地回路运行方式时,整流站或者逆变站一个12脉动换流器故障,可运行于1/2单极大地回路方式,其接线如图7.8-5所示。

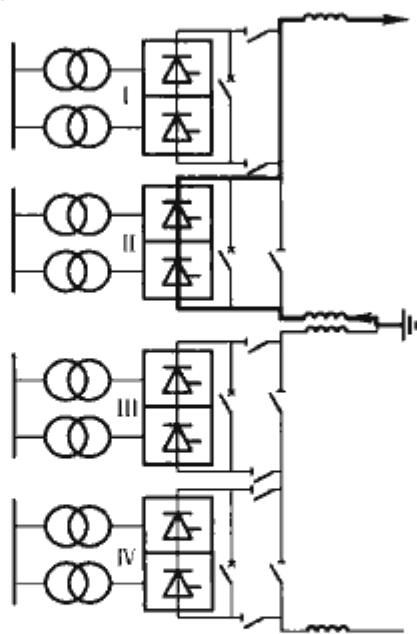


图 7.8-5 1/2 单极大地回路运行方式

(3) 1/2 单极运行方式。当直流系统运行于完整单极金属回路运行方式时,整流站或者逆变站一个12脉动换流器故障,可运行于1/2单极金属回路方式,其接线如图7.8-6所示。

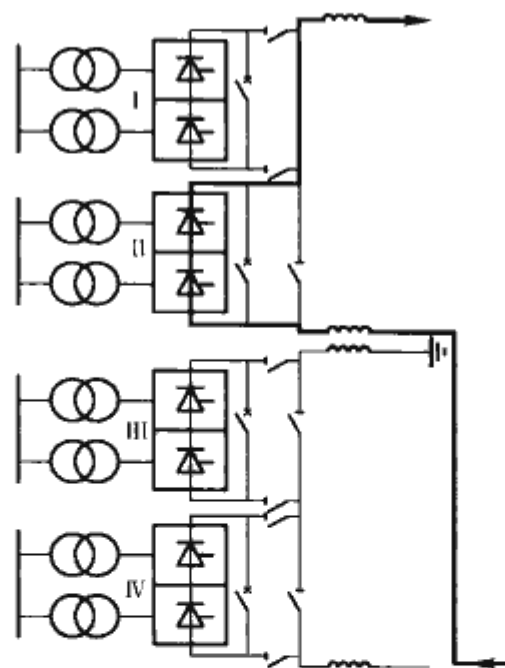


图 7.8-6 1/2 单极金属回路运行方式

(4) 3/4 双极运行方式。这也是一种双极运行方式,具有双极运行方式的优点,运行时的接线见图7.8-7。当整流站或者逆变站的一个12脉动换流器故障时,可通过旁路断路器在线切换至这种运行方式,而无需停运,提高了能量可用率。

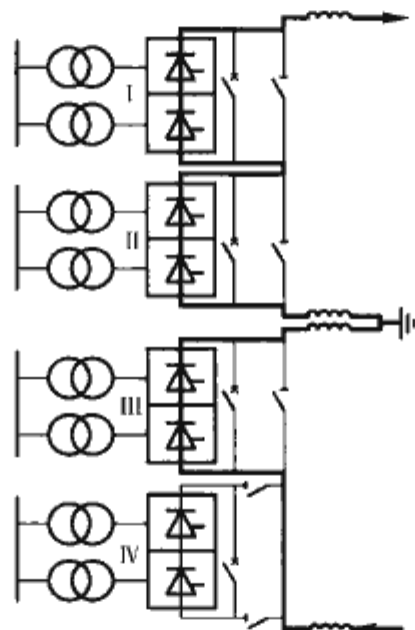


图 7.8-7 3/4 双极运行方式

由于直流系统电压从 $\pm 500\text{kV}$ 提高到了 $\pm 800\text{kV}$ ,直流特高压输电工程换流器接线从传统的单12脉动阀组改为采用双12脉动阀组结构。采用双12脉动阀组结构,使主回路有更多可选择的运行方式,提高了整个系统运行的灵活性和可用率。传统单12脉动阀组接线出现一个6脉动阀组故障必须停运单极。而在双阀组接线情况下,若考虑最为不利的工作,同一个极中只要存在一个完好的12脉动阀组,系统仍能维持输送功率,使系统可用率大为提高。

与常规直流工程不同,特高压直流输电工程在系统研究要着重考虑两个方面:①特高压直流输电系统多种运行方式下的交直流滤波器性能、系统安全稳定性、单个12脉动阀组投退的操作。②特高压直流输电系统输送功率巨大,系统安全稳定性研究更为重要,避免引起连锁反应。

## 1.3 可靠性

高压直流输电系统传输容量大、元件多,对电力系统的可靠性影响较大,其可靠性的改善将给整个系统的安全、可

靠和经济运行带来巨大的经济效益,因此评估高压直流输电系统的可靠性是一项十分重要的工作。

800kV 特高压直流系统采取每极两个 12 脉动换流器串联的主回路布置方案,这就决定了其可靠性指标和以往常规的每极一个 12 脉动阀组接线的直流系统区别很大,不能简单地套用常规直流工程的可靠性指标。

在直流输电系统中,根据工程经验,对直流系统可靠性分析中最敏感的故障因素是一次设备故障,其中又以电缆、换流变压器和换流阀的返修时间最长,导致系统的强迫能量不可利用率提高。同时二次设备的控制和保护软件的故障会引起系统单极故障或双极故障,因此从这两个方面对系统进行可靠性分析,提出提高直流输电系统可靠性指标。

### 1.3.1 可靠性可用率计算

根据特高压直流工程的特点,建立故障树模型。主要的故障树模型有:换流阀(整流侧/逆变侧)故障树模型;交流母线 A 故障树模型;交流母线 B 故障树模型;直流极母线路故障树模型;交流滤波器组故障模型;辅助系统故障树模型;平波电抗器故障树模型;直流场故障树模型;直流中性母线故障树模型等。在主要的故障树模型中还包含了一些小的故障树模型,如交流母线 A 的故障树模型中包含有母线 CVT 的子故障树模型和交流滤波器的子故障模型等。因此可以理解为在全站系统的层次下,有交流母线、晶闸管阀设备等区域设备层次的故障树模型,在区域设备故障树的层次下,又有独立设备层次的故障树,如换流变压器、交流滤波器、CVT 等。在独立设备故障树的层次下还有设备组件层次的故障事件,如滤波器故障包括其中的高低压电容器故障、小电感故障、电阻元件故障等。

下面以向一上工程为例分析特高压直流工程的可靠性。

#### 1.3.1.1 二次系统(控制保护系统)的分析

控制系统被分为双极层、极层、换流阀层三个层次,为了减少子系统故障导致的系统可用率的降低,控制保护系统采用冗余设计,冗余的控制保护系统设备由控制系统和保护系统设备和一定数量的输入/输出接口组成。控制保护以往的故障率主要是由于电路板故障引起的,电路故障可以导致单换流阀故障和单极停运,由控制保护系统引起的双极停运不可预见。

特高压直流工程控制系统经过优化设计采用分层、冗余双重化方式,保护系统采用设备分区保护、三重化方式。

#### 1.3.1.2 一次系统的分析

直流输电系统的一次设备种类、数量较多,对系统的可靠性的影响较大。各设备和各区域的分析如下:

(1) 辅助电源。故障可以导致单换流阀、单极和双极的停运。

(2) 交流滤波器组。特高压直流工程的交流滤波器组按每站四大组配置,其中一大组作为备用。若两大组滤波器停运,则会导致降低功率运行;若三大组滤波器停运,则只能单个换流阀运行。

(3) 直流滤波器组。特高压直流工程按每站每极一个直流滤波器组配置,故只要有一个直流滤波器高压对地发生故障,则会导致单极停运。

(4) 平波电抗器。特高压直流工程按每站每极两个 75mH 的平波电抗器串联布置,只要极母线上有一个平波电抗器故障,则该极就会停运。每站有一个备用的平波电抗器。

(5) 直流中性母线区域。单极的直流中性母线区域的设

备主要为中性母线开关和两个避雷器(一个为平波电抗器的避雷器,另一个为中性母线的避雷器),若其中有一个元件故障,则会导致单极停运。

(6) 换流阀区域。阀组主要由阀组设备本身(包括换流阀避雷器)和冷却系统组成,阀组本身设备及冷却系统故障均导致单阀组停运,它们之间是或的关系。

(7) 换流变压器区域(包括换流变压器)。特高压直流工程采用单相双绕组变压器,每站有 24 台变压器,同时每站有 4 台变压器备用,可以降低故障维修时间。若有一台变压器故障,则会导致单换流阀故障(每个单换流阀配有 6 个单相双绕组变压器)。

(8) 交流场区域。交流场采用 3/2 接线,对直流系统而言,只考虑交流场出线引起的直流系统的停运。

(9) 接地极区域。接地极区域对可靠性的影响的分析分为三个方面:

- 1) 造成极金属回线运行时停运的设备分析。
- 2) 造成极大地回线运行时停运的设备分析。
- 3) 造成双极运行时停运的设备分析。

(10) 极母线区域。只要极母线上的元件有一个发生故障,则会造成单极停运。

(11) 其他因素。如测量元件故障造成的直流系统停运、人为的误操作、不明原因引起的直流系统的停运等。

### 1.3.2 可靠性指标

综合考虑一次系统和二次系统共同的影响,特高压直流输电系统的可靠性指标见表 7.8-2。

表 7.8-2 特高压直流输电系统的可靠性指标

参 数	指 标
强迫能量不可用率(FEU)	$\leq 0.5\%$
计划能量不可用率(SEU)	$\leq 1\%$
换流器平均强迫停运率	$\leq 2$ 次/年
单极强迫停运率(每站)	$\leq 2$ 次/年
双极强迫停运率	$\leq 0.05$ 次/年

### 1.3.3 提高可靠性的措施

(1) 合理的结构设计。对于一次设备,优化其结构参数,降低其故障率,从而提高整个直流输电系统的可靠性。

(2) 合理的维修周期。制定合理的故障维修周期不仅可以使故障率降低,而且可以延长元件正常工作的时间。

(3) 状态监视。对设备状态加大监视力度,例如变压器油在线监测、红外线监测等。

(4) 设备自检。整个系统应具有完善的设备自检功能,具有足够的冗余度和 100% 的系统自检能力和维修时的自检。

(5) 对于二次系统采用模块化和分层分布式、开放式结构,控制和保护应采用冗余配置,同时控制保护系统必须采取有效的防病毒侵入和扩散措施,还应具有完善的防止计算机死机的应对措施。

## 2 特高压直流成套设计

特高压直流工程成套设计指根据系统研究的结果,给出直流系统主接线方案,主回路参数、换流站无功平衡及无功补偿方案,过电压与绝缘配合、直流场外绝缘设计、交直流滤波器设计和控制保护设计等技术方案。



## 2.1 直流一次系统设计

### 2.1.1 换流站直流系统电气主接线

特高压直流输电系统由于电压等级高,需要采用单极两个12脉动的接线形式,接线形式不同,对设备的要求也不同,要选择合适的电气主接线形式,需要从技术和经济两个方面进行论证研究。

向一上工程经过多方论证,最终采用包括2个完整单极,每极采用400kV+400kV的2个12脉动换流器串联组成。换流阀采用6in晶闸管元件,换流变压器采用单相双绕组。每极中任何一对12脉动换流器退出运行,都不影响剩余换流器构成不完整单极运行。为了实现上述功能,每个12脉动换流器都配置了一组并联旁路开关。

直流系统采用干式平波电抗器,每极每端共4个75mH线圈,极线和中性线各配置2个。为了有效消除直流系统产生的无线电干扰,在换流器的直流侧高压端出口处配置无线电干扰RI阻波电感,交流侧换流变压器进串引线上配置RI滤波电容器。

随着通信技术的发展,光纤通信广泛使用,其抗干扰能力大幅提高。根据《向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程功能规范书》的规定,等效干扰电流的限制为双极运行不超过3A,单极运行不超过6A。因此,本设计中直流滤波器的配置方案为每极每端采用一组直流滤波器。为了便于检修维护,直流滤波器配置带电投切的隔离开关,当一端换流站的直流滤波器退出运行时,不影响直流系统的正常运行。

直流开关无预充电装置,在运行方式转换时不需降低功率。为了适应各种运行方式的需要,站内的NBGS需采用带振荡回路的直流开关。

由于送端2个换流站共用接地极,为了在本站设备停运检修时不限制其他换流站的正常运行,在接地极线路的换流站侧将加装隔离开关,以将本站设备有效隔离。

对于交流侧线路,取消电力载波(PLC)滤波器之后,相应PLC干扰水平增加较大,超过了规定值,但是目前换流站通信主要采用光纤及微波等方式,明线通信和电力线载波已经很少使用,并且换流站交流侧线路进出线几十千米范围内并没有其他采用载波通信的变电站及其他线路,因此影响并不严重。同时在换流站布置中预留出PLC滤波器设备安装位置。

对直流PLC/RI滤波器配置进行优化设计:在直流侧极线上只装设一组双调谐电容器,可以满足极线上的载波通信和无线电干扰水平要求。同时计算也表明在中性母线上因为装有平波电抗器,因此可以完全取消中性母线PLC滤波器。

向一上工程直流系统在50Hz和100Hz附近存在谐振可能。该工程采取并联滤波器的方法抑制100Hz谐振,与直流滤波器合并设计,每极每端各配置一组三调谐直流滤波器;采取串联阻断滤波器的方法抑制50Hz谐振,在复龙换流站每极各配置一组50Hz串联阻断滤波器。阻断滤波器调谐频率暂为50Hz,电感为75mH,电容为135μF,电容器额定电压为14.3kV。

向一上工程中,复龙和奉贤换流站直流系统主接线见图7.8-8和图7.8-9。

### 2.1.2 特高压直流系统运行接线方式

根据直流系统确定的主接线方案,成套设计中要明确直流系统的所有运行方式,并研究运行方式变化对主设备的影响和要求,以及运行方式之间切换的操作及性能要求。

向一上工程直流系统设计有以下运行方式:

(1) 双极全压运行。

(2) 双极混合电压运行(一极双换流器运行,一极单换流器运行)。

(3) 双极半压运行(每极一个换流器运行)。

(4) 单极金属返回全压运行。

(5) 单极金属返回半压运行(只有一个换流器运行)。

(6) 单极大地返回全压运行。

(7) 单极大地返回半压运行(只有一个换流器运行)。

单极金属返回运行方式下,上海的奉贤换流站接地。在换流站临时接地时,可以运行于双极平衡方式。但是在这种运行方式下,如果一极跳闸应该立即闭锁另一极,定义为单极停运。

### 2.1.3 主回路参数

主回路参数计算中要确定基本的运行参数和设备选型时需要的参数,在确定这些参数时要考虑各设备的制造公差和参数的测量误差,向一上工程的主回路参数如下:直流最高长期运行电压809kV,最低运行电压791kV,复龙换流站额定空载电压230kV,奉贤换流站额定空载直流电压212.8kV。额定功率下的最大持续运行电流4037A,最小持续运行电流363A。直流系统长期过负荷电流4497A,2h过负荷电流4614A。整流侧额定触发角 $15^{\circ} \pm 2.5^{\circ}$ ,逆变侧额定熄弧角 $17^{\circ}$ 。

向一上工程主设备的运行参数如下:

#### 2.1.3.1 换流器

(1) 换流器运行参数见表7.8-3。

表 7.8-3 换流器运行参数

	参 数	指 标
直流电压(kV)	最高长期运行电压	809
	非降压运行最低长期运行电压	791
	额定空载电压	230.0
直流电流(kA,最高环境温度)	额定功率下的最大持续电流	4.037
	最小持续电流	0.363
	长期过负荷电流(投入备用冷却设备)	4.497
	2h过负荷电流(投入备用冷却设备)	4.614
	3s过负荷电流(投入备用冷却设备)	5.723
控制角	额定触发角	$15^{\circ} \pm 2.5^{\circ}$
	额定熄弧角	$17^{\circ}$

(2) 换流变压器主参数见表7.8-4和表7.8-5。

表 7.8-4 复龙站换流变压器参数

参 数		指 标		
换流变压器绕组		线路侧绕组(Y)	阀侧绕组(D)	
额定相电压(分接头为0, rms, kV)		$530/\sqrt{3}$	$170.3/\sqrt{3}$	170.3
最大稳态相电压(rms, kV)		$550/\sqrt{3}$	$177.2/\sqrt{3}$	177.2
额定容量 $S_{N2w}$ (MVA)		321.1	321.1	321.1
无冷却设备投入,分接头在0时的电流 双极运行时额定电流(rms, A)		1049	3266	1886
线路侧分接头调节范围	分接头挡位数	+23/-5		
	分接头调节步长(%)	1.25		
	在额定分接头(0)时的阻抗(%)	18.0		
	误差绝对值(%)	$\pm 0.6$		

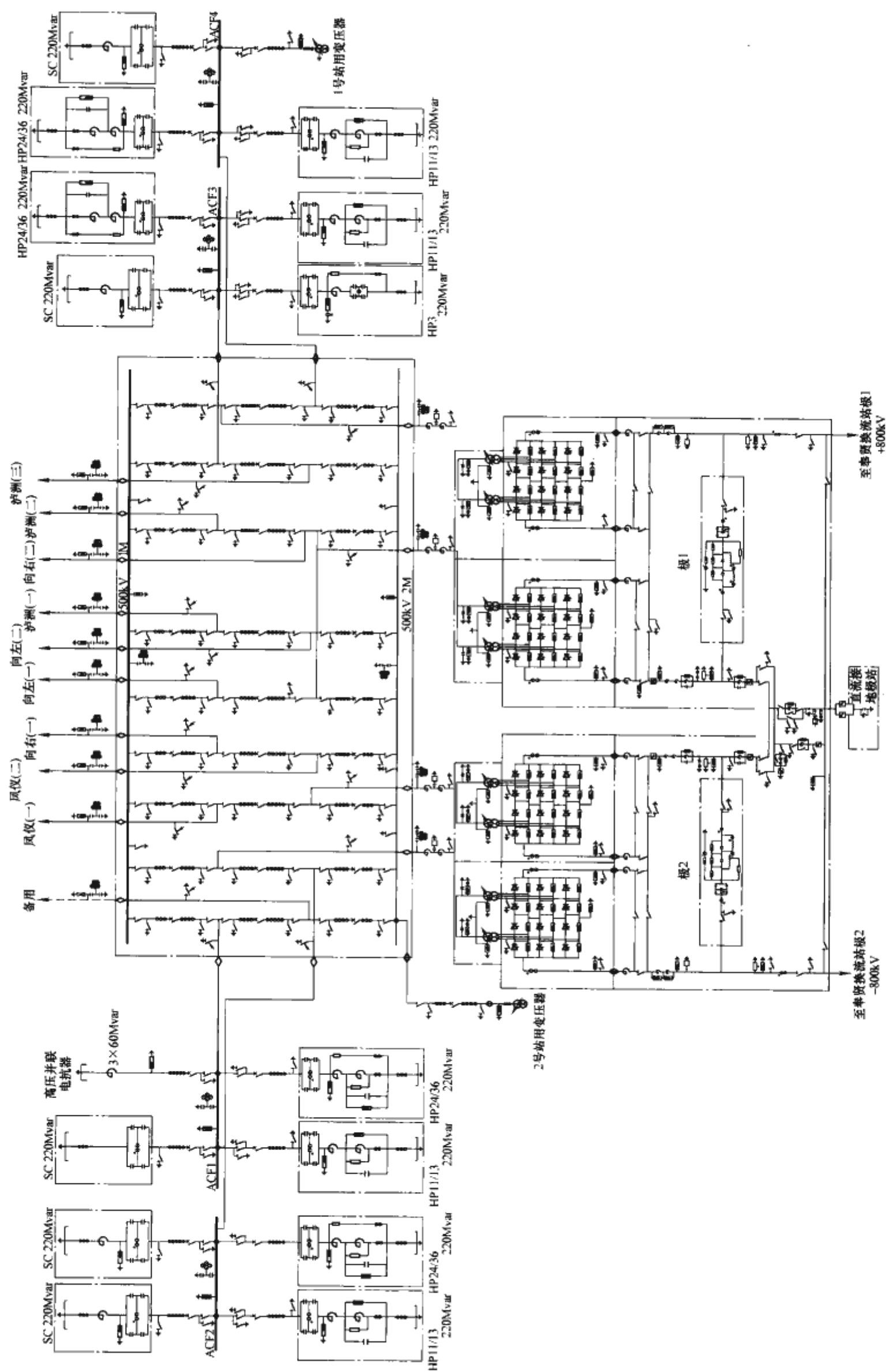


图 7.8-8 复龙换流站主接线  
注: 图中实线表示本期建设部分, 虚线表示预留。



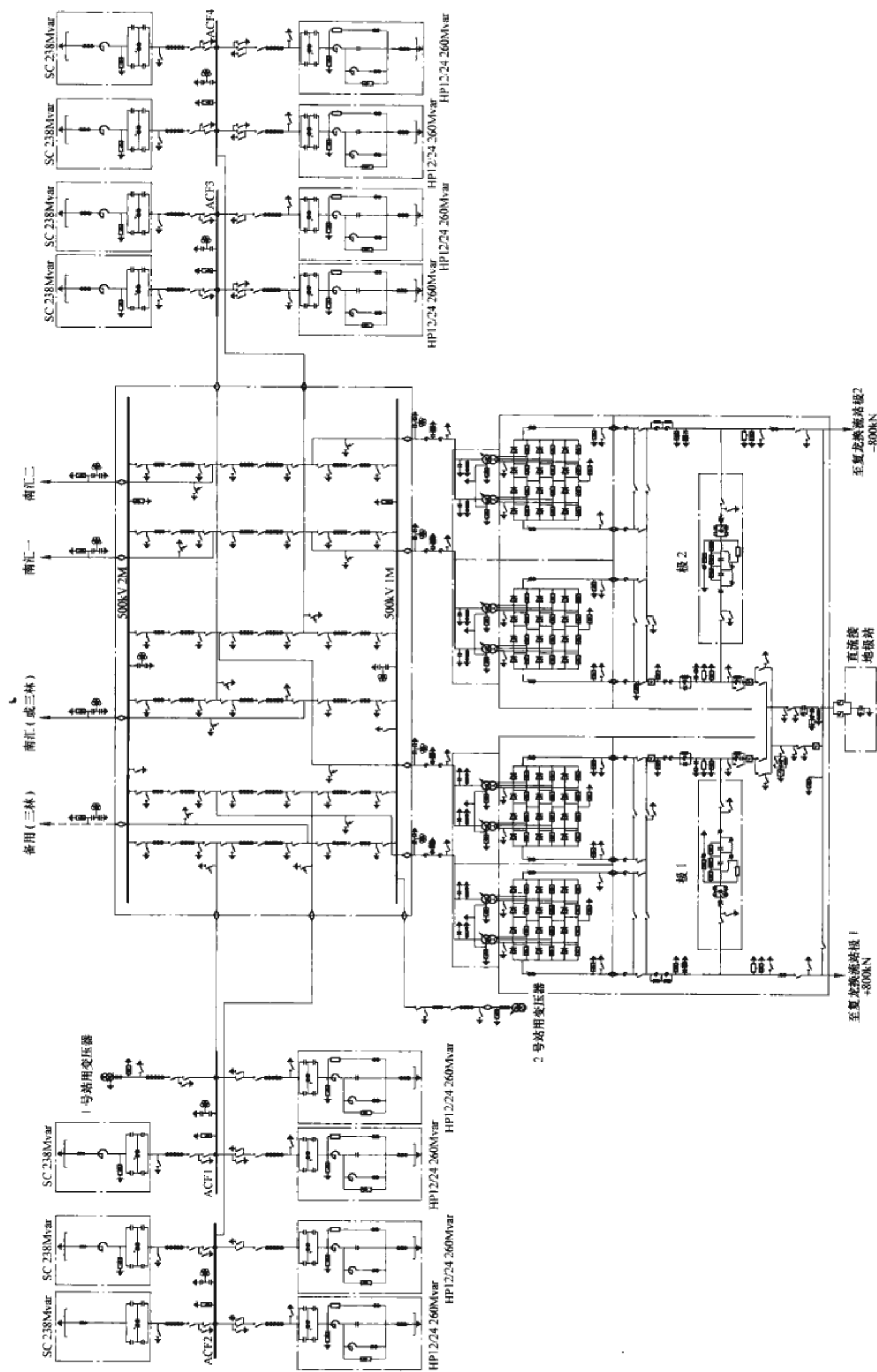


图 7.8-9 奉贤换流站主接线  
注：图中实线表示本期建设部分，虚线表示预留。

表 7.8-5 奉贤站换流变压器参数

参 数		指 标		
换流变压器绕组 (Yd)		线路侧绕组 (Y)	阀侧绕组 (D)	
额定相电压 (分接头为 0, rms, kV)		515/√3	157.6/√3	157.6
最大稳态相电压 (rms, kV)		550/√3	166.0/√3	166.0
额定容量 $S_{N2w}$ (MVA)		297.1	297.1	297.1
无冷却设备投入、分接头在 0 时的电流双极运行时额定电流 (rms, A)		999	3266	1886
线路侧分接头调节范围	分接头挡位数	+22/-6		
	分接头调节步长 (%)	1.25		
	在额定分接头 (0) 时的阻抗 (%)	16.7		
	误差绝对值 (%)	±0.6		

2.1.3.2 平波电抗器技术参数:

- (1) 形式: 空芯, 户外型, 自然冷却。
- (2) 额定电感: 75mH×(1+5%)。
- (3) 电流额定值 (最高环境温度时) 见表 7.8-6。

表 7.8-6 平波电抗器电流额定值

参 数	指 标
输送额定功率时的直流电流 $I_{dN}$ (DC, A)	4000
最大连续直流电流 $I_{max}$ (DC, A)	4497
1.125 倍 (2h) 过负荷直流电流 (DC, A)	4731
1.4 倍 (3s) 过负荷直流电流 (DC, A)	5909
暂态故障电流 (peak, kA)	40

表 7.8-9 换流阀主要技术参数表 (以向一上工程参数为基础配置)

参 数			指 标	
1	电 流 额 定 值		复龙站	奉贤站
1.1	额定直流电流 $I_{dN}$ (A)		4000	4000
1.2	最小持续运行直流电流 (A)		338	338
1.3	额定功率时最大持续运行直流电流 (A)		4037	4037
1.4	1.10 倍过负荷功率时最大电流 (最大室外设备环温, 50℃ 阀厅温度, 投入备用冷却, A)		4497	4497
1.5	1.125 倍 2h 过负荷功率时最大电流 (最大室外设备环温, 50℃ 阀厅温度, 投入备用冷却, A)		4614	4614
1.6	1.4 倍 3s 过负荷功率时最大电流 (最大室外设备环温, 50℃ 阀厅温度, A)		5723	5723
2	电 压 额 定 值			
2.1	标称直流电压, 极对中性点 $U_{dN}$ (kV)		800	800
2.2	最大持续直流电压 (kV)		809	804.7
2.3	中性母线上最大持续直流电压 (kV)		95	10
2.4	空载直流电压 (kV)	标称空载直流电压 $U_{d0N}$ (kV)	230	212.8
		最大空载直流电压 $U_{d0absmax}$	237.6	222.7
		最小空载直流电压 $U_{d0min}$	209.9	190.2
2.5	暂时过电压甩负荷系数 (p. u.)	闭锁换流阀	1.4	1.4
		解锁换流阀, 小于 3 个周期	1.3	1.3
		解锁换流阀, 大于等于 3 个周期	1.2	1.2

(4) 电压额定值见表 7.8-7。

表 7.8-7 平波电抗器电压电流额定值

参 数	指 标	
额定直流电压, 对地 $U_{dN}$ (DC, kV)	极线	800
	中性线	120
最高连续直流电压, 对地 $U_{dmax}$ (DC, kV)	极线	816
	中性线	123

(5) 绝缘水平和试验电压 (对 2 台 75mH 的设备串联后适用) 见表 7.8-8。

表 7.8-8 平波电抗器绝缘水平和试验电压

项 目		绝缘水平	
		极线	中性线
操作冲击耐受水平 (peak, kV)	端子间	1675	1675
	端对地	1600	550
雷电冲击耐受水平 (peak, kV)	端子间	2100	2100
	端对地	1950	550
雷电冲击截波耐受水平 (峰值, 端子间, kV)		2310	2310
直流耐受 (DC, 120min, 对地, kV)		1236	185

2.1.3.3 换流阀主要技术参数

±800kV 特高压直流输电系统的换流阀虽然在阀结构、换流阀电压和电流设计、触发系统、监视和保护系统、防火设计、冷却系统和试验等方面与常规直流工程具有很多共性, 但它是一个全新的范畴, 且要求更高、更为苛刻。

特高压工程换流阀为空气绝缘、水冷却的户内式二重晶闸管换流阀, 外绝缘爬距 14mm/kV (按对地最高直流电压计算)。换流阀应满足环境条件和使用条件的相关要求见表 7.8-9。



参 数			指 标	
3	控制角			
3.1	整流运行时的触发角 $\alpha$ ( $^{\circ}$ )	标称值 $\alpha_N$	15	15
		额定功率时的最小值	12.5—0.5	12.5—0.5
		额定功率时的最大值	17.5+0.5	17.5+0.5
		最小值	5	5
3.2	逆变运行时的熄弧角 $\gamma$ ( $^{\circ}$ )	标称值 $\gamma_N$	17	17
		额定功率时的最小值	17—1	17—1
		额定功率时的最大值	17+1	17+1
		最小值	16	16
4	电感压降 $d_x$			
4.1	正常状态时 (包括 PLC 滤波器的 0.3%, %)		9.2	8.55
4.2	最小值 (—7%, %)		8.55	7.93
4.3	最大值 (+5%, %)		9.65	8.98
5	晶闸管阀的暂态电流			
5.1	交流系统短路电流 (kA)	最大值	63	63
		最小值	18.1	26
5.1.1	阀短路电流峰值 ( $\alpha_{\min}=5^{\circ}$ el $f=49.8\text{Hz}$ , 单个短路电流峰值, 带后续闭锁, kA)		43.9	40.8
5.1.2	带后续闭锁的恢复时间 (ms)		2.12	2.12
5.1.3	带后续闭锁的断态电压峰值 (kV)		266.6	207.8
5.1.4	解锁时三个电流峰值 (kA)	第一个峰值	43.9	40.8
		第二个峰值	46.3	42.2
		第三个峰值	46.3	42.2
6	避雷器限值 (用于避雷器计算的换相过冲)			
6.1	高压端 6 脉动桥 (%)		15.9	15.9
6.2	其他桥 (%)		18.8	19.3
7	绝缘水平			
7.1	跨阀 (crest, kV)	SIPL/SIWL	409/450	386/425
		LIWL/LIWL	387/426	368/405
		FWPL/FWWL	414/477	394/454
7.2	上 12 脉桥直流母线对地绝缘水平 (crest, kV)	SIPL/SIWL	437/503	437/503
		LIPL/LIWL	462/555	462/555
7.3	上 12 脉桥阀与换流变压器二次侧 Y 绕组相连的高压端对地绝缘水平 (crest, kV)	SIPL/SIWL	1385/1600	1356/1600
		LIPL/LIWL	1462/1800	1397/1800
7.4	上 12 脉桥阀中点母线对地绝缘水平 (crest, kV)	SIPL/SIWL	717/825	685/788
		LIPL/LIWL	752/903	719/863
7.5	上 12 脉桥阀与换流变压器二次侧 D 绕组相连的高压端对地绝缘水平 (crest, kV)	SIPL/SIWL	1027/1182	1009/1161
		LIPL/LIWL	1078/1294	1058/1270
7.6	下 12 脉桥直流母线对地绝缘水平 (crest, kV)	SIPL/SIWL	485/558	485/558
		LIPL/LIWL	495/594	495/594

注 SIPL—操作冲击保护水平; SIWL—操作冲击耐受水平; LIPL—雷电冲击保护水平; LIWL—雷电冲击耐受水平; FWPL—陡波冲击保护水平; FWWL—陡波冲击耐受水平。

2.1.4 过电压与绝缘配合

根据特高压直流系统的极线电压升高、换流变压器高端 Y/y 接线方式的变压器的绝缘水平升高等新特点, 成套设计中要对各种可能的换流站各形式避雷器的配置、避雷器性能参数、设备的绝缘水平和绝缘裕度、空气间隙耐受水平以及

绝缘爬电比距的最小电压等进行研究。

2.1.4.1 避雷器配置方案

换流站交直流两侧均采用无间隙氧化锌避雷器作为保护装置。向—上工程换流站避雷器保护配置方案图如图 7.8-10 所示。

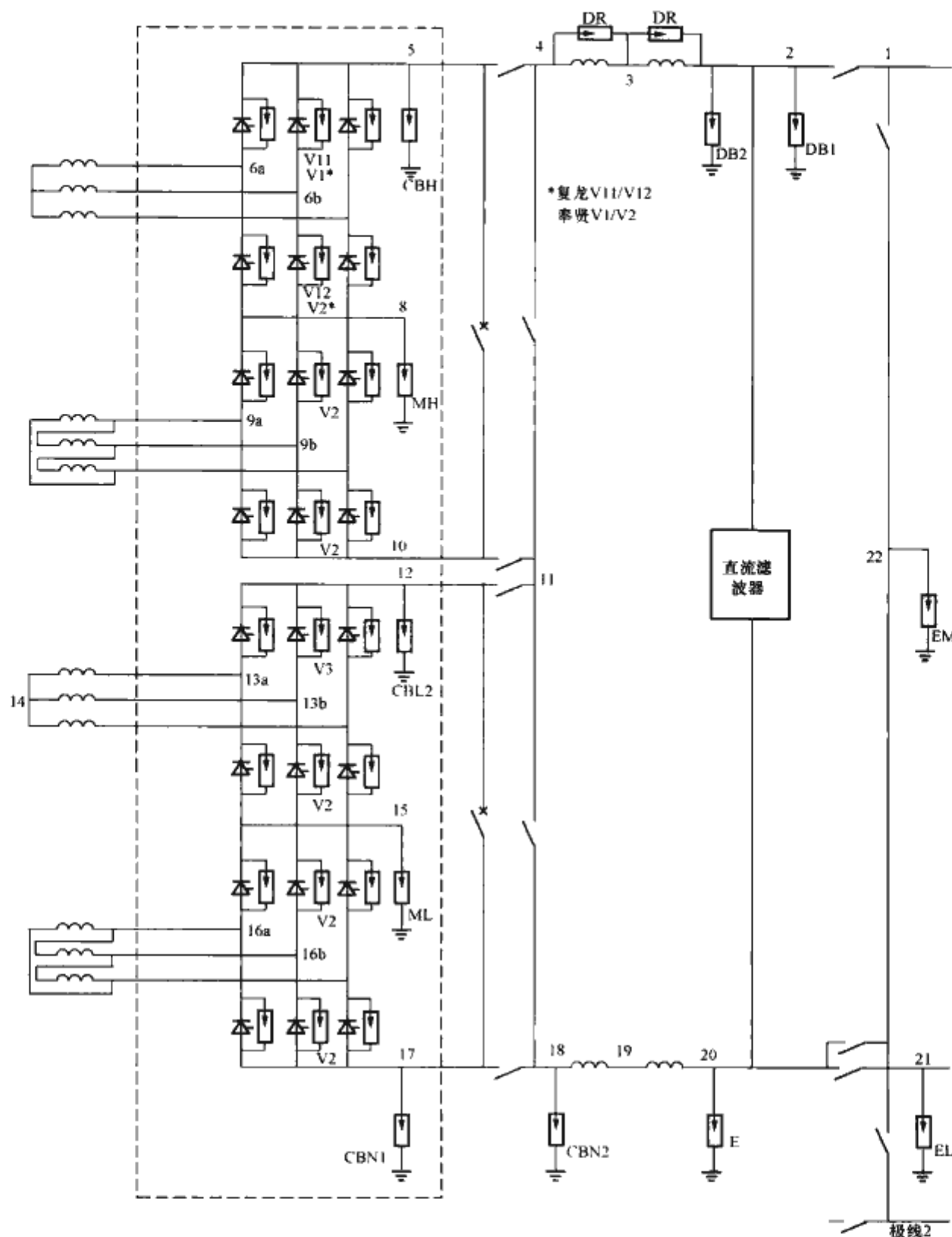


图 7.8-10 换流站内避雷器保护配置

V1 (V11)、V2 (V12)、V3—阀避雷器；ML—下 12 脉动换流单元 6 脉动桥避雷器；MH—上 12 脉动换流单元 6 脉动桥避雷器；CBL2—上下 12 脉动换流单元之间中点直流母线避雷器（对地）；CBH—上 12 脉动换流单元直流母线避雷器（对地）；DB1—直流线路避雷器；DB2—直流母线避雷器；CBN1、CBN2、E、EL、EM—中性母线避雷器；A—交流母线避雷器；DR—平波电抗器并联避雷器

换流站内绝缘配合的基本原则是：交流侧的过电压应尽可能由装在交流侧的避雷器保护；直流侧的过电压应由装在换流变压器直流侧的避雷器组合加以限制；换流设备的关键部件应由与该部件紧密相连的避雷器直接保护；母线或设备可直接由连接于被保护设备两端点之间或设备对地之间的避雷器保护；保护也可由 2 支或多支避雷器串联来实现，例如，阀侧套管和阀对地的绝缘是由相同的多支避雷器串联保护的。特高压直流换流站采用每极 2 个 12 脉动换流单元，其避雷器保护配置原则以高压直流换流站避雷器布置为基础，主要配置方案及作用与高压直流换流站的也基本类似。但是，对于特高压直流，由于极线运行电压的升高，势必导致上 12 脉动单元的换流变压器，尤其是上部 Yy 变压器的绝缘水平升高，以致局限了变压器的生产及运输。所以，为了更有效限制换流变压器、换流器各点的过电压，除了阀避雷器外，还分别配置了避雷器 CBH 以及 CBL2 来保护直流

侧的设备。在平波电抗器端子间可以加装避雷器以限制平波电抗器的绝缘水平。

±800kV 换流站避雷器保护配置方案（见图 7.8-10）中各个避雷器的描述见表 7.8-10。

表 7.8-10 避雷器描述	
避雷器	描述
V1/V2/V3	阀避雷器
M1	下 12 脉动换流器 6 脉动桥避雷器
M2	上 12 脉动换流器 6 脉动桥避雷器
CB11/CB12	上、下 12 脉动换流器间中点母线避雷器（对地）
CB2	上 12 脉动换流器直流母线避雷器（对地）
C2	上 12 脉动换流器避雷器
A2	上 12 脉动单元 Y 换流变压器阀侧的避雷器（三相）
DB1/DB2	直流线路避雷器



续表

避 雷 器	描 述
E11/E12/E2/EL/EM	中性母线避雷器
A	交流母线避雷器
DR	平波电抗器并联避雷器

各避雷器的作用如下：

2.1.4.1.1 交流母线侧避雷器

交流母线侧避雷器保护换流变压器交流侧和交流滤波器母线。避雷器紧靠换流变压器和每组交流滤波器母线上安装。

A 型避雷器的能量要求和操作冲击保护水平由交流系统故障清除引起的操作冲击决定，其雷电冲击保护水平由来自交流系统的雷电冲击决定，其配合电流选为 20kA，每一组避雷器都承担 20kA 的电流。

2.1.4.1.2 阀厅相关的避雷器

晶闸管阀由并联连接的阀避雷器（V1、V2、V3）来保护，主要承受操作冲击过电压、雷电冲击过电压和陡波前冲击过电压。

上下两换流器之间的母线由 CB11 和 CB12 保护，避雷器 CB12 的电压特性可以选得比 CB11 低。由于平波电抗器对称布置在极线和中性母线上，因此双换流器运行时运行电压（CB12）基本为纯直流电压。仅有下换流器运行时，这种平衡被打破，运行电压为直流电压叠加交流纹波，因此对避雷器（CB11）要求的电压更高。在下换流器独立运行时，CB12 被断开，因此母线由 CB11 保护。

如果采用 CB12，上换流器中相应节点的保护水平至少可下降 100kV 左右，作用十分显著，因此分别采用 2 种避雷器更合适。

高端 Yy 变压器绕组的阀侧相对地绝缘可由 A2 直接保护，也可由 M2+V2 或 CB12+2V2 保护。直接由 A2 保护时保护水平最低，因此推荐采用 M2+V2 配置方式，该方式下避雷器 A2 不承受严重的操作负载，配合电流可取得较小。

高端 Yd 变压器阀侧相对地绝缘由避雷器 CB12+V2 保护，上换流器 6 脉动组母线由避雷器 CB12+V2 保护。低端 Yy 变压器绕组的阀侧相对地绝缘由避雷器 M1+V2 保护，低端 6 脉动组母线由避雷器 M1 保护。

2.1.4.1.3 直流极相关的避雷器

（1）平波电抗器线路侧开关场设备由直流极线避雷器 DB1 和 DB2 保护。

1）由另一极接地故障产生的操作冲击，在直流线路上过电压约为 1.83p.u.（线路中点故障、健全极的中点处），但在线路首端不会超过 1.3p.u.。逆变侧失去电源，产生的过电压约为 1.6p.u.，避雷器中电流约为 0.2kA，因此配合电流可取得较小。

2）直流极母线过电压最严重的工况是由直流线路侵入的雷电或因直流场屏蔽失效发生的雷击。由直流线路侵入的雷电冲击最大幅值由直流线路最高耐受电压决定，雷电冲击受到直流极线避雷器 DB1、直流滤波器以及 DB2 的限制。

（2）平波电抗器阀侧的直流母线可直接由 CB2 保护，也可由 C2+CB12 保护。两种保护的效果基本相当，都可采用。这两种避雷器都不会承受严重的操作负载，配合电流可取得较小。雷电负载由侵入阀厅的雷电冲击引起，因此配合电流也很小。

（3）极线平波电抗器端子间也由避雷器保护，雷电冲击是决定因素，最严酷的情况是反极性雷击极母线。串联连接

的两平波电抗器两端之间的绝缘最高电压由直流电压加上直流母线避雷器的雷电保护水平确定，或者由与平波电抗器并联的避雷器（2DR）确定。

2.1.4.1.4 中性母线相关的避雷器

很多设备发生暂态故障时通过中性母线对地释放能量，因此中性母线上也要在不同位置安装不同参数的避雷器，这些避雷器包括 E11、E12、E2、EL 和 EM。

低端变压器绕组的阀侧相对地绝缘由避雷器 E11+V2（雷电冲击）、E12+V2（操作冲击）保护。

下 6 脉动组和中性母线平波电抗器之间的中性母线部分由 E11 和 E12 保护。E11 置于户内，用于防雷电冲击。E12 置于户外，会承受很大的能量。决定该避雷器过电压的故障情况是换流变压器与上 3 脉动组换流阀之间的接地故障，操作配合电流约为 7kA，不会超过 10kA。金属回线运行时的故障情况决定了避雷器的能量。

中性母线平波电抗器外的中性母线部分由多个避雷器组合保护。避雷器 E2 用于吸收雷电和操作负载，且其伏安特性比用于雷电保护的避雷器 EL 和 EM 的伏安特性低。在整流侧，EL 在双极运行或大地回路单极运行时接入回路运行，EM 仅在金属回路单极运行时被接入回路运行。

在逆变侧（假设永久接地），避雷器 EL 总是接入的。避雷器 EM 仅在金属回路运行时用于雷电保护。

换流变压器与阀之间的接地故障所引起的大能量负载在避雷器 E12 和 E2 之间平均分布。

在整流站，金属回路运行方式是中性母线绝缘的决定性因素。由于金属回路运行方式下有较长的返回线路，整流站中性母线有较高的绝缘水平。选择绝缘水平时，应考虑优化绝缘水平和避雷器吸收能量之间的关系。

绝缘水平的重要参数是接地极线路或金属回线长度及中性母线电容的大小，它们可能会在中性母线上产生并联谐振。当换流变压器与阀之间发生接地故障时，可能在中性母线上激发 50Hz 的振荡；当发生交流单相接地故障时，可能在中性母线上激发 100Hz 的振荡。

避雷器 E2 的决定性雷电故障是直流极线接地故障，EL 的决定性雷电故障是来自接地极线路的雷击，EM 的决定性雷电故障是来自直流线路的雷击。E2、EL、EM 的雷电配合电流（kA）分别为 5、10、20。

中性母线平波电抗器端子间也需要保护，中性母线平波电抗器端子间的雷电绝缘水平由避雷器 E12+E2 确定。中性母线的平波电抗器线圈与极线上的类似，雷电耐受水平与其相同，因此没有严重的雷电负载。

2.1.4.2 过电压保护水平和绝缘水平分析

保护策略确定以后，需确定避雷器的保护水平，用来确定设备的保护水平和绝缘水平。利用电磁暂态计算程序，通过反复调整避雷器的参数，使得过电压水平满足要求。表 7.8-11 和表 7.8-12 分别为计算后得到的复龙、奉贤换流站避雷器参数及其保护水平。

选取设备的绝缘水平宜保持适当的基本绝缘裕度，因此，绝缘裕度选取得是否合理对工程造价影响很大。对于晶闸管阀，由于设备不存在老化过程，并具有良好的运行环境，因此，雷电冲击和操作冲击可使用更低的绝缘裕度。如果同以往工程一样选为 15%，则增加费用约 5%，且换流阀的损耗也增加，阀厅的高度也可能增加。

鉴于目前高压直流系统的运行经验，以及良好的避雷器特性和不断改进的模拟分析手段，设备的最小绝缘裕度应不小于表 7.8-13 中的值。



表 7.8-11 复龙换流站避雷器保护水平计算结果

避雷器	$U_{RMOV}$ (kV)	$U_{MOV}$ (kV)	$U_{ref}$ (kV)	LIPL (kV/kA)	SIPL (kV/kA)
V1、V2、V3	297	254	212 (有效值)	402/1	416/6, 2.3
M1	297	254	331	474/1	462/0.5
M2	712	669	840	1200/1	1170/0.5
CB11、C2	487	473	555	793/1	753/0.2
CB12	415	415	485	661/1	640/0.4
CB2	912	888	1016	1417/0.5	1380/0.2
A2	912	888	1016	1417/0.5	1380/0.2
DB1	816	816	998	1621/20	1391/1
DB2	816	816	998	1545/10	1391/1
E11	120	70	308	450/1	—
E12	120	70	296.5	400/1	428/10
E2	70	70	273	400/10	394/10
EL	15	15	243	400/10	—
EM	70	70	258	450/20	—
A	318	318	—	949/20	778/10
DR	100	100	458	900/—	747/—

注 1.  $U_{RMOV}$ —含过冲的持续运行电压峰值;  $U_{MOV}$ —不含过冲的持续运行电压峰值;  $U_{ref}$ —参考电压;  $U_{LIPL}$ —雷电冲击保护水平;  $U_{SIPL}$ —操作冲击保护水平;  
2. 给出的数值中, “/” 前面是保护水平, 后面的数值是计算时的配合电流。  
3. 以下表中, 含义相同。

表 7.8-12 奉贤换流站避雷器保护水平计算结果

避雷器	$U_{RMOV}$ (kV)	$U_{MOV}$ (kV)	$U_{ref}$ (kV)	LIPL (kV/kA)	SIPL (kV/kA)
V1、V2、V3	279	238	197 (有效值)	374/1	388/6, 2.3
M1	278	238	312	446/1	435/0.5
M2	693	653	816	1167/1	1138/0.5
CB11、C2	466	444	520	743/1	706/0.2
CB12	415	415	462	661/1	640/0.4
CB2	881	859	982	1369/0.5	1334/0.2
A2	881	859	982	1369/0.5	1334/0.2
DB1	816	816	998	1625/20	1391/1
DB2	816	816	998	1545/10	1391/1
E11	70	15	308	450/1	—
E12	70	15	296.5	400/1	428/10
E2	15	15	273	400/10	394/10
EL	15	15	243	400/10	—
EM	15	15	258	450/20	—
A	318	318	—	949/20	778/10
DR	100	100	458	900/—	747/—

表 7.8-13 设备的最小绝缘裕度

波 形	绝缘裕度 (%)			
	油绝缘 (线侧)	油绝缘 (阀侧)	空气绝缘	单个阀
陡波	25	25	25	15
雷击	25	20	20	10
操作	20	15	15	10

需要说明的是, 给出的绝缘耐受水平是根据表 7.8-13 中绝缘裕度得到的最小值。特高压直流换流站直流侧油浸式设备将不再使用操作冲击绝缘耐受水平/雷电冲击绝缘耐受水平的比系数 (0.83), 也将不采用靠至高一级的标准绝缘水平等级。

根据各个避雷器的保护水平, 计算不同保护目标位置的过电压及绝缘水平, 见表 7.8-14 和表 7.8-15。

表 7.8-14 复龙换流站设备的绝缘水平

保护设备	LIPL (kV)	LIWL (kV)	SIPL (kV)	SIWL (kV)	备 注
阀桥两侧	402	443	416	458	
交流母线	949	1550	778	1175	
直流线路 (平波电抗器侧)	1625	1950	1391	1600	
极母线	1417	1700	1380	1587	CB2
	1454	1745	1393	1602	C2+CB12
	1465	1758	1472	1693	2V2+CB12
	1417	1700	1380	1587	A2
上换流变压器 Yy 阀侧相对地	1602	1922	1586	1824	M2+V2
	1465	1758	1472	1693	2V2+CB12
	1597	1916	1585	1823	2V2+CB11
	1063	1276	1056	1215	V2+CB12
上 12 脉动桥中点母线	1195	1434	1169	1345	V2+CB11
上换流变压器 Yd 阀侧相对地	1063	1276	1056	1215	V2+CB12
	1195	1434	1169	1345	V2+CB11
上下两 12 脉动桥之间中点	793	952	753	866	
下换流变压器 Yy 阀侧相对地	876	1051	878	1010	
下 12 脉动桥中点母线	474	569	462	532	
下换流变压器 Yd 阀侧相对地	852	1023	844	971	
阀侧中性母线	450	540	428	493	
线侧中性母线	400	480	394	453	
接地极母线	400	480	394	453	
金属回路母线	450	540	394	453	

注 LIWL—雷电冲击耐受水平, SIWL—操作冲击耐受水平。

表 7.8-15 奉贤换流站设备的绝缘水平

保护设备	LIPL (kV)	LIWL (kV)	SIPL (kV)	SIWL (kV)	备 注
阀桥两侧	374	412	388	427	
交流母线	949	1550	778	1175	
直流线路 (平波电抗器侧)	1625	1950	1391	1600	
极母线	1369	1643	1334	1534	CB2
	1404	1685	1346	1548	C2+CB12
	1369	1643	1334	1534	A2
	1541	1849	1526	1755	M2+V2
上换流变压器 Yy 阀侧相对地	1409	1691	1416	1629	2V2+CB12
	1491	1790	1482	1704	2V2+CB11
	1035	1242	1028	1183	V2+CB12
	1117	1341	1094	1258	V2+CB11
上 12 脉动桥中点母线	1117	1341	1094	1258	V2+CB11
上换流变压器 Yd 阀侧相对地	1035	1242	1028	1183	V2+CB12
	1117	1341	1094	1258	V2+CB11
上下两 12 脉动桥之间中点	743	892	706	812	
下换流变压器 Yy 阀侧相对地	820	984	823	945	
下 12 脉动桥中点母线	446	536	435	501	
下换流变压器 Yd 阀侧相对地	824	989	816	939	
阀侧中性母线	450	540	428	493	
线侧中性母线	400	480	394	453	
接地极母线	400	480	394	453	
金属回路母线	450	540	394	453	

用于最小空气间隙计算的临界冲击闪络电压 (50% 闪络水平) 为

$$U_{50} = \frac{U_{SIWL}}{1 - 2\sigma}$$

式中:  $U_{50}$  为相应冲击电压波形下的 50% 闪络电压, kV;  $U_{SIWL}$  为设备相应的操作冲击保护水平;  $\sigma$  为 IEC 60071-2 [20] 规定的标准方差。

对于非标准大气条件的大气修正系数, 建议参照 IEC 60060-1 的标准选择。最小空气间隙的确定最好根据放电试验曲线计算。当没有放电曲线时, 可由下式计算得到临界冲击闪络电压

$$U_{50} = 500kd \times 0.6 (\text{操作冲击})$$

$$U_{50} = 540kd (\text{雷电冲击})$$

式中:  $d$  为净空距离, m;  $k$  为表征电极形状特性的间隙。



换流站内不同位置空气间隙设计的耐受电压见表 7.8-16 和表 7.8-17。

表 7.8-16 复龙换流站空气间隙耐受电压

空气间隙	$U_{LIWL}$ (kV)	$U_{SIWL}$ (kV)	备注
直流线路	—	1600	A2 2V2+CB12
极线平波电抗器线侧	—	1600	
极线平波电抗器阀侧	—	1587	
阀桥两侧	443	458	
12 脉动换流桥两侧	886	916	
上换流变压器 Yy 阀侧相对地	—	1587	
	—	1693	
上 12 脉动桥中点母线	—	1215	
上换流变压器 Yd 阀侧相对地	—	1215	
上下两 12 脉动桥之间中点	—	866	
下换流变压器 Yy 阀侧相对地	—	1010	
下 12 脉动桥中点母线	—	532	
下换流变压器 Yd 阀侧相对地	—	971	
中性母线平波电抗器阀侧	540	493	
中性母线平波电抗器线侧	480	453	
接地极母线	480	453	
金属回路母线	540	453	
交流母线相地	1550	1175	
交流母线相间	—	1800	

表 7.8-17 上海换流站空气间隙耐受电压

空气间隙	$U_{LIWL}$ (kV)	$U_{SIWL}$ (kV)	备注
直流线路	—	1600	A2 2V2+CB12
极线平波电抗器线侧	—	1600	
极线平波电抗器阀侧	—	1534	
阀桥两侧	412	427	
12 脉动换流桥两侧	824	854	
上换流变压器 Yy 阀侧相对地	—	1534	
	—	1629	
上 12 脉动桥中点母线	—	1183	
上换流变压器 Yd 阀侧相对地	—	1183	
上下两 12 脉动桥之间中点	—	812	
下换流变压器 Yy 阀侧相对地	—	945	
下 12 脉动桥中点母线	—	501	
下换流变压器 Yd 阀侧相对地	—	939	
中性母线平波电抗器阀侧	540	493	
中性母线平波电抗器线侧	480	453	
接地极母线	480	453	
金属回路母线	540	453	
交流母线相地	1550	1175	
交流母线相间	—	1800	

### 2.1.5 污秽外绝缘特性和外绝缘设计

我国直流输电工程所处大气环境质量与国外发达国家相差很大，国外直流工程绝缘子选择特别是外绝缘设计中所使用的试验数据 and 设计方法难以为我国采用，缺少±800kV 绝缘子全电压下的污闪试验数据和高海拔地区的污闪电压的校正方法。因此，需要通过大量的人工污秽试验，得到不同伞形线路绝缘子和支柱绝缘子的污闪特性曲线及相应的海拔校正系数，为±800kV 直流输电工程绝缘子的选择提供合理的设计依据和符合我国大气特点的外绝缘设计方法。

#### 2.1.5.1 污闪特性

##### 2.1.5.1.1 悬式绝缘子污秽闪络特性

通过大量的污闪试验，本研究得到了钟罩形悬式绝缘子 CA-756EZ、双伞形悬式绝缘子 XZWP-300、三伞形悬式绝

缘子 CA-776EZ、玻璃钟罩形悬式绝缘子、一大两小伞形复合绝缘子直流污闪电压与等值盐密及海拔的关系。图 7.8-11 所示为四种悬式绝缘子的不同盐密下污闪电压比较，图 7.8-12 所示为不同盐密下四种复合绝缘子的单位爬距 50% 闪络电压比较。

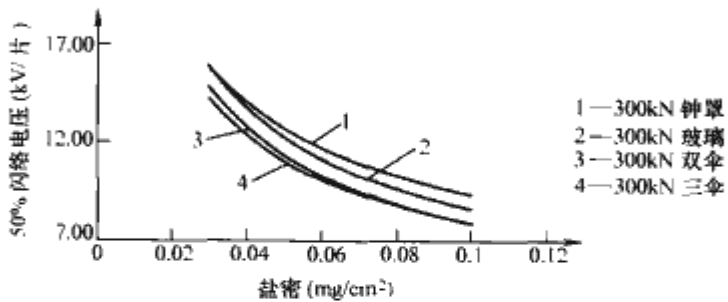


图 7.8-11 四种悬式绝缘子的不同盐密下污闪电压比较

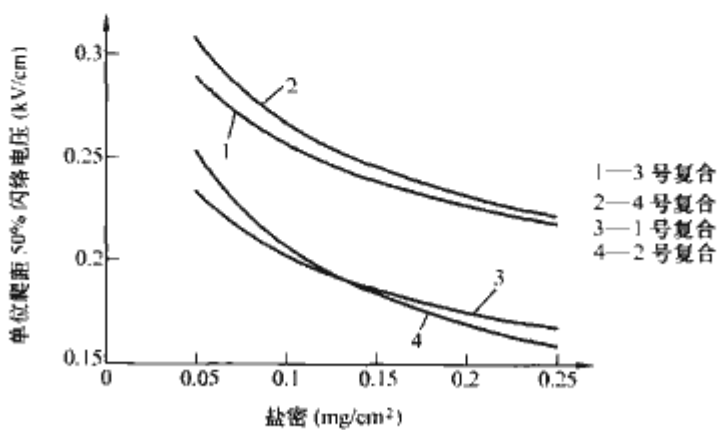


图 7.8-12 不同盐密下四种复合绝缘子的单位爬距 50% 闪络电压比较

显然，不同绝缘子的污闪电压和表面盐密之间的关系存在较大差异，因此在工程选择和设计时，需要针对不同绝缘子，根据它们的污闪特性进行合理的选择。

由常压下不同绝缘子的污闪电压，得出各种不同绝缘子和直流 50% 闪络电压和盐密之间的关系式。直流线路绝缘子的闪络电压和盐密的关系为

$$U = aS^b$$

式中：S 为盐密，mg/cm<sup>2</sup>；a、b 为常数，b 表征绝缘子污闪电压随盐密增加而衰减的规律，两者通过实际污闪试验结果拟合得出。

绝缘子的耐受电压  $U_n$  为

$$U_n = U(1 - 3\sigma)$$

式中：U 为升降法确定的闪络电压，kV；σ 为标准偏差，按 7% 计。

通常影响人工污秽试验结果与自然污秽等效性的因素除盐密外，还有可溶盐的种类、不溶物的种类及附着密度以及污秽物在绝缘子表面的不均匀分布等。首先，考虑到可溶盐中组合盐的影响，进行盐密修正；其次，利用对绝缘子表面污秽的灰盐比，进行灰密的修正；最后，考虑上下表面污秽不均匀分布，进行修正。最终得到修正后的耐受电压  $U'_n$ 。

如需要得到不同海拔下的绝缘子的串长的选择，则需要对耐受电压进行海拔修正。根据海拔和闪络电压之间的线性关系，进行修正。将修正后的试品耐受电压视为在该海拔最高运行电压下每片绝缘子承受的电压，线路悬式绝缘子串的片数 m 为

$$m = \frac{816}{(1 - kH)U'_n}$$

式中：816 为系统最高运行电压，kV。

根据上述原则进行计算，可以得出特高压±800kV 直流

输电线路，不同伞形绝缘子所需片数和串长，各种瓷、玻璃绝缘子伞形都以同样的污秽条件进行计算。

采用与特高压线路瓷和玻璃绝缘子片数和串长的选取采用同样的方法，可以拟合出一大二小复合绝缘子的盐密和闪络电压的曲线关系，盐密、灰密修正后可以计算出在不同直流盐密下复合绝缘子所需要的串长。

与线路绝缘子串长选择相似，采用污耐受设计方法，同样可以得到直流支柱绝缘子或套管所需的绝缘高度和爬电比距。

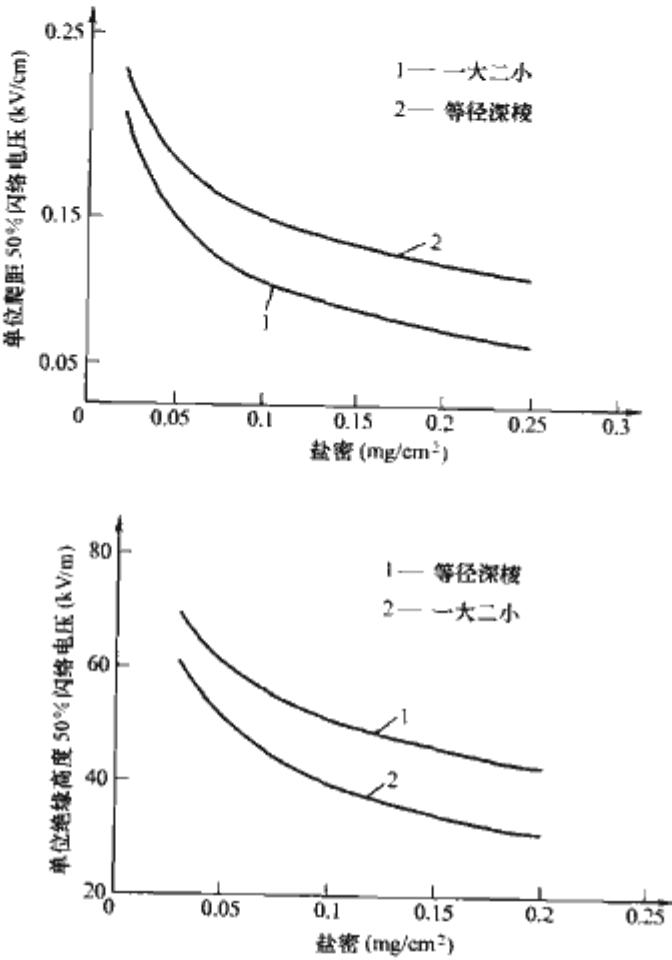


图 7.8-13 两种直流瓷支柱绝缘子

### 2.1.5.1.2 支柱绝缘子污秽闪络特性

通过大量的污闪试验，分别得到瓷支柱绝缘子直流污秽试验、复合绝缘外套支柱绝缘子直流污秽试验、瓷涂 RTV 涂料支柱绝缘子直流污秽试验曲线，如图 7.8-13 和图 7.8-14 所示。

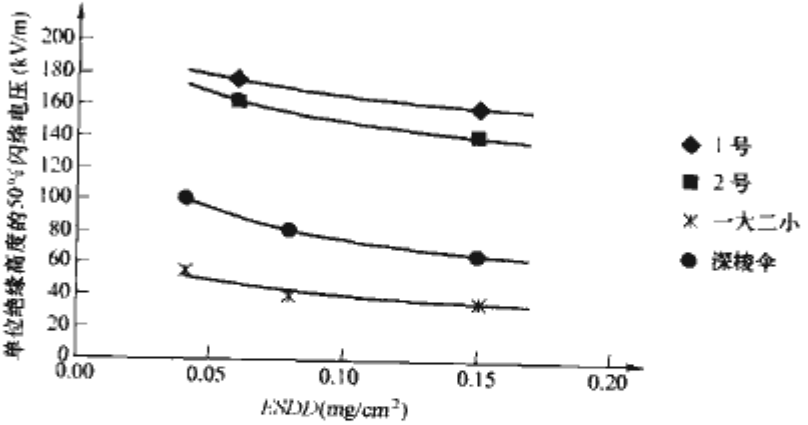


图 7.8-14 直流复合套管和瓷支柱绝缘子的闪络电压比较

通过试验研究灰密、盐密、气压等试验条件对支柱绝缘子污闪特性的影响，可得到两种支柱绝缘子在盐密为  $0.08\text{mg}/\text{cm}^2$  的条件下的灰密修正系数  $K$ ：

一大二小伞形瓷支柱绝缘子

$$K = 1.0 (NSDD)^{-0.15}$$

等径深棱伞形瓷支柱绝缘子

$$K = 1.0 (NSDD)^{-0.16}$$

得到了一种支柱绝缘子的污闪电压和海拔之间的关系

$$U = U_0 (1 - k_1 H) = U_0 (1 - 0.065 H)$$

式中： $k_1$  为下降斜率， $k_1 = 0.065$ ，即海拔每升高  $1\text{km}$ ， $\pm 800\text{kV}$  支柱绝缘子的耐受电压要下降  $6.5\%$ 。

### 2.1.5.2 直流场外绝缘设计

向一上工程根据站址污秽观测的结果，无论是复龙站还是奉贤站，直流支柱绝缘子等值污秽盐密值均不超过  $0.064\text{mg}/\text{cm}^2$ ，上述污秽条件下，合成绝缘的户外直流场能满足安全运行的要求。

各种户外场外绝缘的经济技术对比见表 7.8-18。

表 7.8-18

户外场不同外绝缘的经济技术对比

经济技术特点	800kV 户外直流场绝缘子形式				
	纯瓷外绝缘	玻璃钢筒复合外套	玻璃钢实芯复合外套	瓷芯复合外套	瓷涂 RTV
憎水和憎水迁移性	无	很好	很好	很好	很好
抗污闪能力	一般	较好	较好	较好	较好
抗污闪能力的持续性和稳定性	一般	很好	很好	很好	较好
机械性能	很好	一般	一般	较好	很好
抗地震能力	很好	一般	一般	较好	很好
运行和维护费用	很少	很高（需要充气运行维护）	较少	较少	较高
直流工程运行经验	很多	无（仅有试运行）	无（仅有试运行）	无（仅有试运行）	很多
后备加强绝缘的手段	有（涂 RTV 或者硅脂，或者调爬）	无	无	无	有（再次复涂）
价格	无法制造	很高（需多柱并联）	很高（需多柱并联）	较高	很低



根据反复论证,可以得到以下结论:

(1) 受生产能力和投资的限制,800kV 直流场选择选择户外场。

(2) 纯复合外绝缘/瓷芯复合外绝缘都没有 500kV 以上电压等级的直流运行经验,维护困难,机械强度较差,设备成本高,尚处于试验研究阶段,研发费用和运行费用都很高,其运行可靠性仍需要大量的试验和运行经验验证,不适合在特高压直流工程中使用。

(3) 国内外的运行经验表明,瓷涂 RTV 是解决换流站直流场支柱绝缘子污闪和加强外绝缘配置的有效手段,在特高压直流工程中采用瓷绝缘子涂 RTV 方案,瓷绝缘子涂 RTV 后相应的爬电比距可相应减小。

(4) 支柱绝缘子的机械性能应满足要求,抗弯强度不小于 10kN;为确保安全,支柱绝缘子的爬电比距应有一定的安全裕度,爬电比距不小于 45mm/kV,如机械强度满足要求,可考虑采用 50mm/kV 爬电比距。

(5) 要高度重视支柱绝缘子的机械性能,特别是平波电抗器和隔离开关的支柱绝缘子。

(6) 随着使用时间的延长,无论是交流绝缘子还是直流绝缘子,其表面 RTV 涂层的憎水性都会有所下降。因此,应加强试验研究,加强对 RTV 涂层性能的监视,保证必要的憎水性要求,憎水性不满足要求时,应及时复涂。

(7) 根据运行经验,从保护 RTV 涂料表面物理性能考虑,无论是交流还是直流变电设备绝缘子都不需要定期清扫或冲洗其表面污秽物,除非因污秽物过厚等因素阻挡了其憎水性的迁移。

#### 2.1.6 空气间隙选取

换流站直流侧空气间隙主要考虑直流、交流、雷电和操作冲击合成电压的作用。由于换流站的设备带电导体多为固定电极,因此空气间隙主要由雷电和操作冲击所决定。设计空气间隙时需要各种换流站真型雷电波、操作波放电电压特性曲线。为了较准确地计算直流侧空气间隙,不仅需要架空软导线、管形硬母线与构架之间的放电特性曲线,而且需要带电电气设备(均压环)与构架之间、管形母线与阀厅钢柱之间的放电特性曲线。

对于雷电冲击而言,国外大量的试验数据表明,其闪络电压与间隙长度成线性关系,而对于操作冲击而言,闪络电压与间隙长度为非线性关系,且国外美、日、意等国家进行了大量冲击电压试验,所提供的棒—板间隙临界闪络电压与间隙长度资料可以看出,随着电压等级的提高,放电电压呈现非线性饱和趋势,在 1600kV 左右为非常明显的拐点位置。

直流电压下空气间隙冲击放电特性并非严格的线性关系,常规直流的空气间隙结论不能线性外推为特高压直流空气间隙结论,必须通过试验验证空气间隙的冲击放电特性。

换流站直流场设备空气间隙绝缘的电极结构不同时,其操作冲击放电电压将有明显的差别。我国±800kV 直流工程换流站采用直流户外场的布置,极母线对地的典型电极主要有两种:一是极母线从平波电抗器引出或接入直流滤波器时对防护遮栏;二是极母线对支柱绝缘子底部支撑物。

##### 2.1.6.1 户外直流场极母线—遮栏操作冲击试验

极母线分硬母线与软母线,试验中硬母线为单节直径 250mm 的铝管,长度约为 11.5m,母线两端为球形,以改善导线端部的电场;软母线为 4 分裂导线,子导线直径为 33mm,分裂距离为 500mm,长度为 12m。为模拟软母线的垂度,两端分别上抬 8~9°,母线两端安装有均压环。模拟

遮栏为不锈钢管,管径约为 75mm,对地高度 1.88m。

根据±500kV 换流站直流场空气间隙操作冲击电压试验的经验,极母线和遮栏呈垂直布置时的正极性操作冲击放电电压要低于平行布置的情况,本试验极母线与遮栏间隙均采用垂直布置方式,间隙距离的试验范围在 3~10m 之间。试品布置见图 7.8-15 和图 7.8-16。

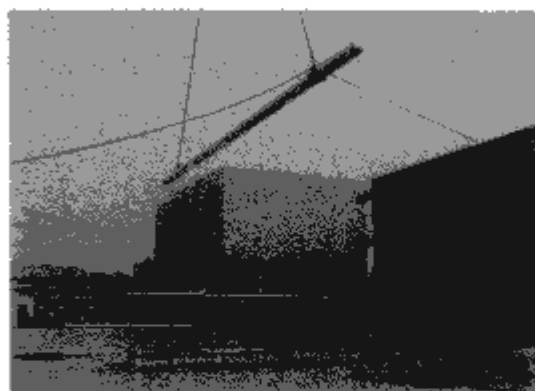


图 7.8-15 硬母线—遮栏间隙垂直布置



图 7.8-16 软母线—遮栏间隙垂直布置

50%冲击放电电压试验结果见表 7.8-19 和表 7.8-20。放电电压与间隙距离的关系曲线见图 7.8-17。从图中可见,极母线和遮栏呈垂直布置且空气间隙距离在 3~10m 范围内变化时,硬母线和软母线对遮栏放电电压的差值在 3% 以内。

表 7.8-19 硬母线对遮栏空气间隙的操作冲击 50%放电电压

间隙距离(m)	3	4	5	6	7	8	9	10
放电电压 $U_{50}$ (kV)	1387	1507	1626	1819	1916	2113	2214	2364

表 7.8-20 软母线对遮栏空气间隙的操作冲击 50%放电电压

间隙距离(m)	3	4	5	6	7	8	9	10
放电电压 $U_{50}$ (kV)	1222	1493	1639	1776	1958	2048	2206	2323

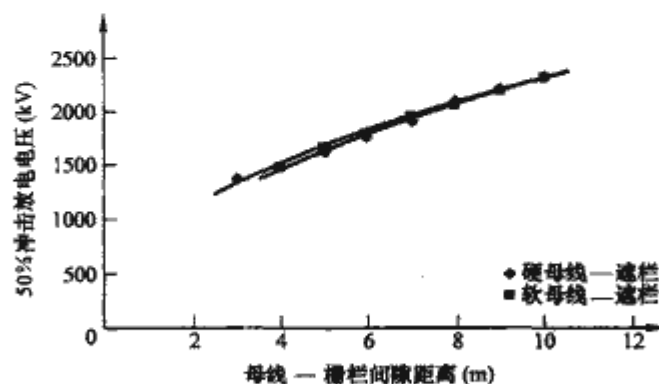


图 7.8-17 极母线对遮栏冲击放电特性



从试验结果看出,极母线的电极形状对空气间隙操作冲击放电电压的影响不大,硬母线放电路径大多出现在电场分布稍不均匀的端部球面与地之间,软母线放电路径则出现在最大弛度处与地之间;遮栏等地面突出物对放电电压的影响很小。因此,在特高压换流站直流场空气间隙设计时,可不考虑高度和截面都比较小的凸出部分。

作为对比,图 7.8-18 增加了 $\pm 500\text{kV}$  直流输电工程安顺换流站直流场极母线对构架及遮栏典型间隙放电特性试验时获得的曲线。

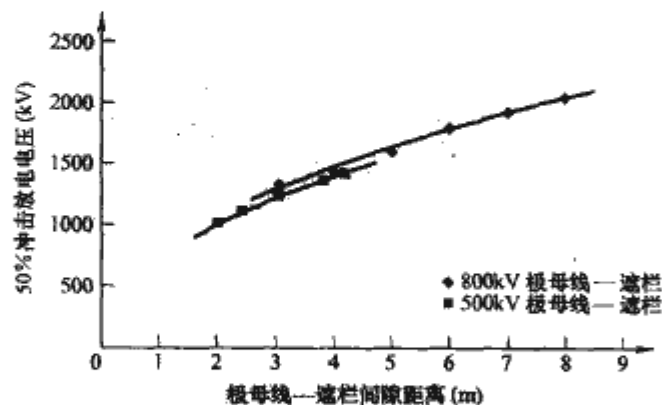


图 7.8-18 不同电压等级换流站极母线对遮栏冲击放电特性比较

从图 7.8-18 中可以看出,当电极形状基本相同时,在试验的范围内短距离空气间隙和长距离空气间隙的操作冲击放电特性基本一致。

#### 2.1.6.2 户外直流场极母线支柱操作冲击试验

极母线与支柱绝缘子的布置见图 7.8-19,支撑物采用钢结构架,高 8m,管母线直径 250mm。 $\pm 800\text{kV}$  支柱绝缘子的操作冲击放电特性见图 7.8-20。



图 7.8-19  $\pm 800\text{kV}$  极母线支柱绝缘子的布置

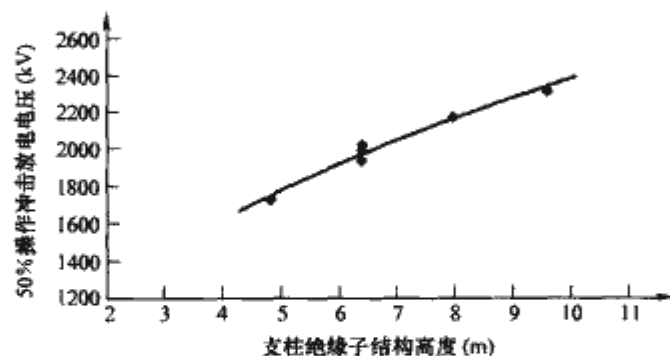


图 7.8-20  $\pm 800\text{kV}$  支柱绝缘子的操作冲击放电特性

图 7.8-21 为 $\pm 800\text{kV}$  户外直流场典型间隙操作冲击放电特性的比较,由图可以看出,底座对地高于 8m 的支柱绝缘子,电极形状类似棒—棒间隙,空气间隙的放电电压明显高于电极形状类似棒—板的母线对地间隙,在相同过电压下所需的间隙距离较小。

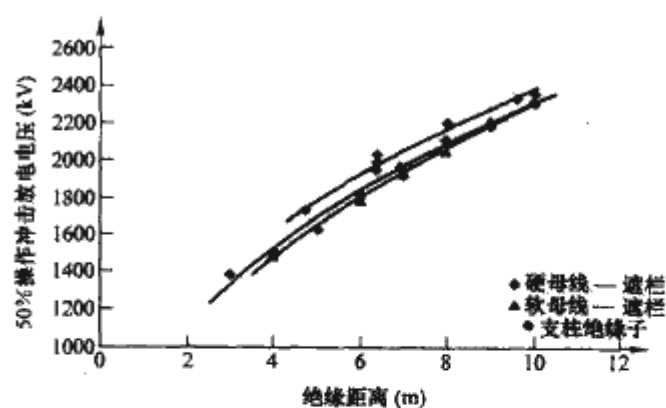


图 7.8-21  $\pm 800\text{kV}$  户外直流场典型间隙操作冲击放电特性比较

#### 2.1.6.3 阀厅极母线—墙操作冲击试验

根据特高压直流换流站主接线的研究结果, $\pm 800\text{kV}$  特高压直流工程换流站阀组有按每极 $\pm (400+400)\text{kV}$  两个 12 脉动换流器串联设计。对每个 12 脉动换流器设旁路断路器回路,高端旁路断路器回路对地为 $\pm 800\text{kV}$ ,低端旁路断路器回路对地为 $\pm 400\text{kV}$ 。在污秽比较严重的地区,换流站的设计还要考虑采用户内直流场的可能性。为确定直流工程换流站阀厅和户内直流场的电气设备布置,有必要对阀厅和户内场内部典型电极的空气间隙操作冲击放电特性进行试验研究,包括均压环、管母线在内的几种典型电极的操作冲击放电特性试验研究,并在此基础上提出对阀厅 $\pm 400\text{kV}$  和 $\pm 800\text{kV}$  带均压环的极母线对墙壁的最小空气距离以及户内直流场 $\pm 800\text{kV}$  均压环对墙壁的最小空气距离。

特高压换流站户内直流开关场的高压电气设备一般按单层布置,设备之间的连接线主要采用管母线,在连接处或拐弯处有均压环。均压环有的采用单环垂直于母线中心线布置,有的采用双环垂直于母线中心线布置或平行于母线对称放置。软母线主要用做跳线连接,试验暂不研究。

该试验共有 3 种模拟管母线用于试验:①长 6m、直径 150mm 的铝管;②长 6m、直径 250mm 的铝管;③长 11.5m、直径 250mm 的铝管。用 $(16\times 16)\text{m}^2$  的金属网或大地作为模拟墙,当极母线对地距离远大于对墙的距离时,可以不考虑地面对放电电压的影响。

试验中,带电体对地高度不小于 16m,带电体与模拟墙之间的间隙距离大都在 5~8m 的范围内,考虑到换流站阀组将按每极 $\pm (400+400)\text{kV}$  两个 12 脉动换流器串联设计,低端回路对地为 $\pm 400\text{kV}$  的实际情况,一些试验中带电体与模拟墙之间的间隙距离从 3m 直至 10m 改变。试验操作冲击的波头长度为 200~250 $\mu\text{s}$ ,操作冲击放电电压的标偏系数取 6%。

##### (1) 管母线对单模拟墙的操作冲击试验。

1) 两端部带均压环的管母线对单模拟墙的空气间隙的 50% 操作冲击放电电压特性见图 7.8-22。

2) 考虑 $\pm 400\text{kV}$  阀厅空气间隙距离设计的需要,试验采用的最小空气间隙距离为 3m,特性曲线见图 7.8-23。

(2) 管母线对墙角的操作冲击试验。在阀厅和户内直流场内,管母线可能靠近墙角与两面墙平行或与一面墙平行而与另一面墙垂直,这也是一种典型电极布置。此时,母线及均压环的电气特性将受到两面墙的影响。模拟管母线分别与两面墙平行时,其空气间隙的 50% 操作冲击放电电压特性见图 7.8-24。管母线与一墙平行、与另一墙垂直时,其空气间隙的 50% 操作冲击放电电压特性见图 7.8-25。上述两种布置试验结果的对比见图 7.8-26。

图 7.8-22、图 7.8-23 与图 7.8-24、图 7.8-25 的比较,



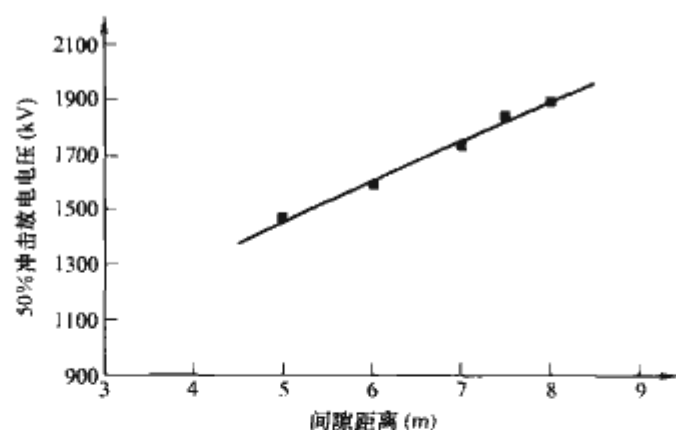


图 7.8-22 管母线对单模拟墙空气间隙 (5~8m) 的 50% 操作冲击放电特性曲线

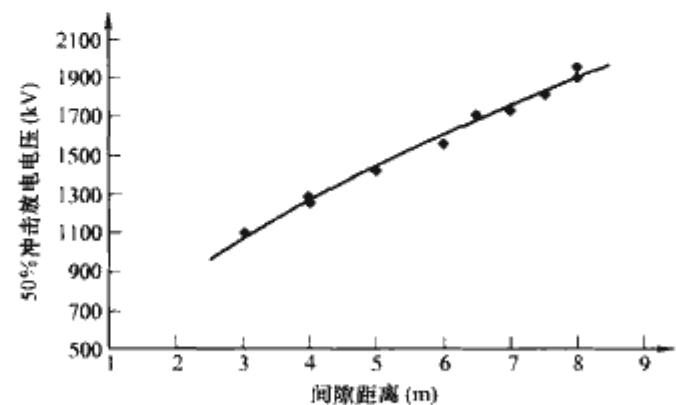


图 7.8-23 管母线对单模拟墙空气间隙 (3~8m) 的 50% 操作冲击放电特性曲线

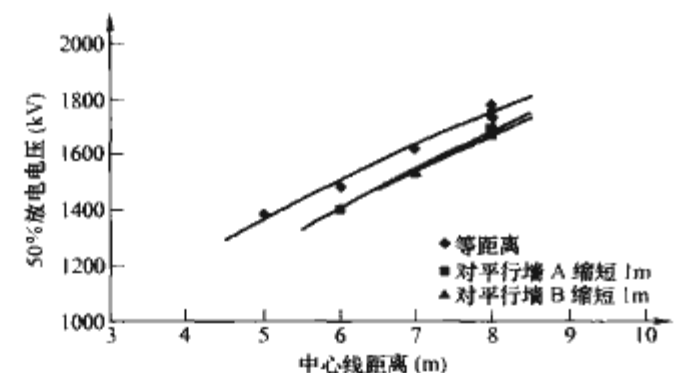


图 7.8-24 管母线与两面墙平行的 50% 操作冲击放电特性曲线

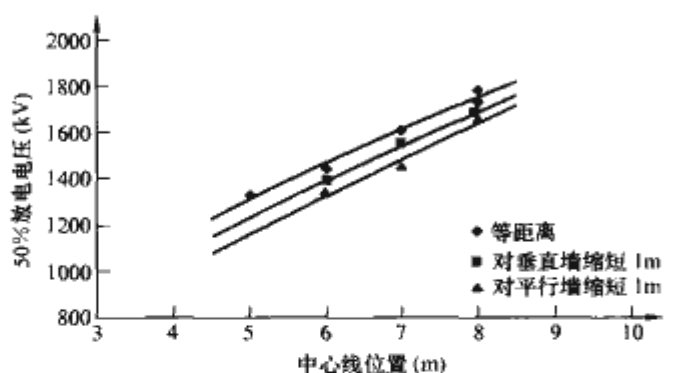


图 7.8-25 管母线与一墙平行、与另一墙垂直的 50% 操作冲击放电特性曲线

显示了管母线对两面模拟墙的操作冲击放电电压比对单模拟墙有较明显下降，试验表明下降值在 8%~10%。因此，在管母线可能处于与两面墙平行或在拐弯处处于对两面墙的状况下，阀厅和户内直流场内的最小空气间隙需适当增加。

±800kV 换流站设备绝缘水平与系统过电压水平和避雷器配置密切相关，根据国内结合溪洛渡、向一上等直流输电工程，对±800kV 系统过电压进行的初步研究提出的换流站设备绝缘水平值，换流站±800kV 和±400kV 设备操作冲击水平可分别取 1600kV 和 1050kV。由此得到±800kV

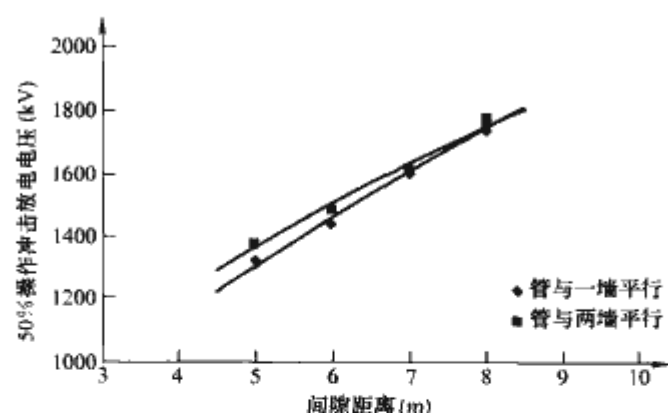


图 7.8-26 两种布置对比 50% 操作冲击放电特性

直流输电工程位于 0m 海拔地区换流站户外直流场极母线对遮栏的最小空气间隙距离，对于管母线（硬母线）为 5.90m，对于分裂导线（软母线）为 6.12m；户外直流场极母线支柱绝缘子在底座高于 8m 时，其最小结构高度距离分别为 5.28m。0m 海拔地区±400kV 和±800kV 直流输电工程换流站阀厅极母线对墙壁的最小空气间隙距离应分别不小于 3.59m 和 7.41m；极母线对墙角的最小空气间隙距离应分别不小于 3.87m 和 8.58m；户内场最小空气间隙距离不小于 7.41m。

#### 2.1.6.4 阀厅空气间隙选取结论

一般情况下，由于操作冲击下间隙的饱和特性，所以阀厅内的操作电压下要求的空气间隙远大于由雷电冲击决定的间隙距离，所以取雷电冲击和操作冲击计算值中的较大距离作为该点的最小间隙距离。

向一上工程阀厅设计工程中分别考虑了大气密度修正、湿度修正、海拔修正，最终根据各点的雷电冲击  $U_{LWL}$  和操作冲击  $U_{SWL}$ （由绝缘配合研究决定）以及电极形状系数  $K$  得到的空气净距，取两者中的较大者作为最小空气净距要求值。然后根据求得的最小空气净距，再乘以合适的安全系数作为工程实际的空气间隙进行阀厅设计。根据绝缘配合研究，向一上工程阀厅空气净距计算结果见表 7.8-21 和表 7.8-22。

#### 2.1.7 无功补偿方案

换流站的无功平衡需要考虑换流器消耗的最大无功和最小无功，根据换流器的无功消耗和交流系统的无功提供和吸收能力，进行换流站容性无功和感性无功的补偿，来保证换流站无功的平衡和系统的稳定运行。

(1) 无功补偿和配置的成套设计研究内容包括：

- 1) 确定两侧交流系统无功提供、吸收能力及无功平衡原则。
- 2) 根据主回路参数计算结果提供的考虑各种偏差后的换流器无功消耗，分别确定两端换流站无功补偿总量。
- 3) 计算无功补偿容量和分组。
- 4) 计算两端换流站短路容量，确定无功小组容量。
- 5) 进行各种运行工况下无功投切的计算。
- 6) 确定相关的无功控制策略。

(2) 向一上工程两端换流站无功补偿方案如下：

1) 送端换流站配置 4 大组 14 小组交流滤波器/并联电容器，分组容量为 220Mvar。其中交流滤波器 9 小组，分别为 4 组 11/13 滤波器、4 组 24/36 滤波器和 1 组 HP3 滤波器。

2) 受端换流站配置 4 大组 15 小组交流滤波器/并联电容器，分组容量小于 260Mvar。其中 8 组 12/24 滤波器。

换流站无功配置参数见表 7.8-23。

表 7.8-21 不同电极系数 (K) 和温度的最小净距要求

位 置	$U_{LWL}$ (kV)	$U_{SWL}$ (kV)	空气净距初步计算结果(mm)					海拔修正
			K=1	K=1.15	K=1.2	K=1.3	K=1.4	
DC 800kV 对 DC 400kV	950	950	4356	3594	3406	3103	2872	Yes
			3969	3312	3152	2896	2702	No
DC 800kV 对高端阀组 6 脉动中性点	550	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
DC 400kV 对高端阀组 6 脉动中性点	550	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
DC 400kV 对直流中性母线	950	950	4356	3594	3406	3103	2872	Yes
			3969	3312	3152	2896	2702	No
直流中性母线对低端阀组 6 脉动中性点	550	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
平波电抗器阀侧 DC 800kV 对地	(1800)	1600	9520	7720	7257	6488	5887	Yes
			9067	7368	6934	6215	5658	No
高端阀组 6 脉动中性点对地	(1550)	1300	6893	5621	5299	4771	4364	Yes
			6504	5326	5030	4548	4180	No
DC 400kV 对地	(1175)	950	4244	3512	3332	3042	2823	Yes
			3969	3312	3152	2896	2702	No
低端阀组 6 脉动中性点对地	(750)	550	1872	1617	1557	1378	1218	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
高端 Yy 端对地	1800	1600	9520	7720	7257	6488	5887	Yes
			9067	7368	6934	6215	5658	No
高端 Yd 相对地	1550	1300	6893	5621	5299	4771	4364	Yes
			6504	5326	5030	4548	4180	No
低端 Yy 端对地	1300	1175	5892	4823	4555	4118	3784	Yes
			5540	4559	4315	3921	3621	No
低端 Yd 相对地	1175	1050	4951	4074	3857	3504	3236	Yes
			4640	3845	3649	3335	3098	No
高端 Yy 阀侧相间	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	Yes
			2764	2353	2254	2096	1853	No
高端 Yy 阀侧相对中性点	—	450	1413	1225	1141	998	784	Yes
			1324	1097	1022	800	678	No
高端 Yd 阀侧相间	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	Yes
			2764	2353	2254	2096	1853	No
低压 Yy 相间	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	Yes
			2764	2353	2254	2096	1853	No
低压 Yy 相对中性点	—	450	1413	1225	1141	998	784	Yes
			1324	1097	1022	800	678	No
低压 Yd 阀侧相间	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	Yes
			2764	2353	2254	2096	1853	No
低端 Yy 相 A/B/C 对 400kV 母线	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
低端 Yy 相 A/B/C 对低端 6 脉动中点	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
低端 Yd 相对低端 6 脉动中点	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
低端 Yd 相对中性母线	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	Yes
			1754	1535	1428	1250	993	No
上下 12 脉动桥之间	—	950	4356	3594	3406	3103	2872	Yes
			3969	3312	3152	2896	2702	No



表 7.8-22 不同电极系数 (K) 和温度的最小净距要求

位 置	$U_{LWL}$ (kV)	海拔 修正	雷电冲击决定的空气净距(mm)				$U_{SWL}$ (kV)	操作冲击决定的空气净距(mm)					推荐值 (mm)
			1	1.15	1.3	1.4		K=1	K=1.15	K=1.2	K=1.3	K=1.4	K=1.15
+ 800kV 对 + 400kV 或者 - 800kV 对 - 400kV	950	Yes	—	—	—	—	950	4356	3594	3406	3103	2872	3594
		No	—	—	—	—		3969	3312	3152	2896	2702	3312
+ 800kV 对高端阀组 6 脉动中性点或 - 800kV 对 高端阀组 6 脉动中性点	550	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
+ 400kV 对高端阀组 6 脉动中性点或 - 400kV 对 高端阀组 6 脉动中性点	550	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
+ 400kV 对直流中性母 线或 - 400kV 对直流中性 母线	950	Yes	—	—	—	—	950	4356	3594	3406	3103	2872	3594
		No	—	—	—	—		3969	3312	3152	2896	2702	3312
+ 400kV 对低端阀组 6 脉动中性点或 - 400kV 对 低端阀组 6 脉动中性点	550	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
直流中性母线对低端阀 组 6 脉动中性点	550	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
平 波 电 抗 器 阀 侧 + 800kV 对 - 800kV 对地	(1800)	Yes	—	—	—	—	1600	9520	7720	7257	6488	5887	7720
		No	—	—	—	—		9067	7368	6934	6215	5658	7368
高端阀组 6 脉动中性点 对地	(1550)	Yes	—	—	—	—	1300	6893	5621	5299	4771	4364	5621
		No	—	—	—	—		6504	5326	5030	4548	4180	5326
+ 400kV 或 - 400kV 对地	(1175)	Yes	—	—	—	—	950	4244	3512	3332	3042	2823	3512
		No	—	—	—	—		3969	3312	3152	2896	2702	3312
低端阀组 6 脉动中性点 对地	(750)	Yes	—	—	—	—	550	1872	1617	1557	1378	1218	1617
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
平波电抗器阀侧直流中 性母线对地	550	Yes	—	—	—	—	550	1872	1617	1557	1378	1218	1617
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
高端 Yy—A/B/C 对地	1800	Yes	—	—	—	—	1600	9520	7720	7257	6488	5887	7720
		No	—	—	—	—		9067	7368	6934	6215	5658	7368
高端 Yy—x/y/z 对地	1800	Yes	—	—	—	—	1660	9520	7720	7257	6488	5887	7720
		No	—	—	—	—		9067	7368	6934	6215	5658	7368
高端 Yd 相对地	1550	Yes	—	—	—	—	1300	6893	5621	5299	4771	4364	5621
		No	—	—	—	—		6504	5326	5030	4548	4180	5326
低端 Yy—A/B/C 对地	1300	Yes	—	—	—	—	1175	5892	4823	4555	4118	3784	4823
		No	—	—	—	—		5540	4559	4315	3921	3621	4559
低端 Yy—x/y/z 对地	1300	Yes	—	—	—	—	1175	5892	4823	4555	4118	3784	4823
		No	—	—	—	—		5540	4559	4315	3921	3621	4559
低端 Yd 相对地	1175	Yes	—	—	—	—	1050	4951	4074	3857	3504	3236	4074
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
高端 Yy 阀侧相间	—	Yes	—	—	—	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	2528
		No	—	—	—	—		2764	2353	2254	2096	1853	2353
高端 Yy 阀侧相对中 性点	—	Yes	—	—	—	—	450	1413	1225	1141	998	784	1225
		No	—	—	—	—		1324	1097	1022	800	678	1097
高端 Yd 阀侧相间	—	Yes	—	—	—	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	2528
		No	—	—	—	—		2764	2353	2254	2096	1853	2353

续表													
位 置	$U_{LWL}$ (kV)	海拔 修正	雷电冲击决定的空气净距(mm)				$U_{SWL}$ (kV)	操作冲击决定的空气净距(mm)					推荐值 (mm)
			1	1.15	1.3	1.4		K=1	K=1.15	K=1.2	K=1.3	K=1.4	
高端 Yy 阀侧中性点对 800kV 母线		Yes	—	—	—	—	450	1413	1225	1141	998	784	1225
		No	—	—	—	—		1324	1097	1022	800	678	1097
高端 Yy 相对高端 Yd 相	—	Yes	—	—	—	—	1050	5103	4188	3960	3588	3306	4188
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
低压 Yy 相间	—	Yes	—	—	—	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	2528
		No	—	—	—	—		2764	2353	2254	2096	1853	2353
低压 Yy 相对中性点	—	Yes	—	—	—	—	450	1413	1225	1141	998	784	1225
		No	—	—	—	—		1324	1097	1022	800	678	1097
低压 Yd 阀侧相间	—	Yes	—	—	—	—	750	3012	2528	2411	2223	2067	2528
		No	—	—	—	—		2764	2353	2254	2096	1853	2353
低压 Yy 阀侧中性点对 400kV 母线		Yes	—	—	—	—	450	1413	1225	1141	998	784	1225
		No	—	—	—	—		1324	1097	1022	800	678	1097
低 压 Yy 相 对 低 压 Yd 相		Yes	—	—	—	—	1050	5103	4188	3960	3588	3306	4188
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
高 压 Yy 相 A/B/C 对 800kV 母线	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
高 压 Yy 相 A/B/C 对 高端 6 脉动中点	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
高 端 Yd 相对高端 6 脉 动中点	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
高 端 Yd 相对 400kV 母线	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
低 端 Yy 相 A/B/C 对 400kV 母线	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
低 端 Yy 相 A/B/C 对 低端 6 脉动中点	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
低 端 Yd 相对低端 6 脉 动中点	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
低 端 Yd 相对中性母线	—	Yes	—	—	—	—	550	1888	1628	1567	1395	1233	1628
		No	—	—	—	—		1754	1535	1428	1250	993	1535
高 端 Yy 相 A/B/C 对 400kV 母线	—	Yes	—	—	—	—	1050	5103	4188	3960	3588	3306	4188
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
高 端 Yy 相 x/y/z 对 400kV 母线	—	Yes	—	—	—	—	1050	5103	4188	3960	3588	3306	4188
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
低 端 Yy 相 A/B/C 对 中性母线	—	Yes	—	—	—	—	1050	5103	4188	3960	3588	3306	4188
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
低 端 Yy 相 x/y/z 对中 性母线	—	Yes	—	—	—	—	1050	5103	4188	3960	3588	3306	4188
		No	—	—	—	—		4640	3845	3649	3335	3098	3845
上下 12 脉动桥之间	—	Yes	—	—	—	—	950	4356	3594	3406	3103	2872	3594
		No	—	—	—	—		3969	3312	3152	2896	2702	3312



表 7.8-23 无 功 配 置

参 数	复龙	奉贤
容量基准电压(kV)	525	515
滤波器总容量(Mvar)	1980	2080
并联电容器总容量(Mvar)	1100	1666
并联电抗器(Mvar)	0	0
每大组分组数	≤4	≤4
最大大组容量(Mvar)	880	966
分组数	14注	15
最大分组容量(Mvar)	220	260
分组形式(数量×Mvar)	9×220+ 5×220(SC)	8×260+ 7×238(SC)

注 不含并联电抗器。

2.1.8 交、直流滤波器设计

换流器在运行过程中会产生各种特征谐波和非特征谐波，这些谐波会对设备造成损害，并对系统的运行特性造成一定的影响，因此配置一定数量的交直流滤波器设备是必须的。

交流滤波器在系统中可滤除换流器产生的各次谐波，控制系统谐波在可接受的范围，并提供换相所需的无功功率。它是交流、直流系统正常运行的保证。

交流滤波器设计和性能研究，主要是基于换流器产生的特征和非特征谐波、交流系统谐波阻抗和其他交流系统数据，在设计滤波器配置方案的基础上，满足系统谐波控制要求。所设计的滤波器配置方案还必须满足换流器和交流系统的无功平衡要求。滤波器性能和额定值的计算应以元件参数、失谐和谐波电流的值为基础。

由于特高压直流换流器在直流侧产生谐波电压，导致谐波电流流过特高压直流双极线路和接地极线路。在换流站设计中要增加直流谐波滤波器、中性点电容器、接地极线路滤波器设备以限制谐波电流的干扰作用，保证特高压直流换流站的正常运行。

向一上工程交流滤波器方案如下：

(1) 送端复龙换流站采用 4 组 BP11/BP13、4 组 HP24/36、1 组 HP3 和 5 组 SC 的交流滤波器方案，共 14 组，每组容量 220Mvar。复龙换流站的交流滤波器和并联电容器元件参数见表 7.8-24。

表 7.8-24 复龙换流站交流滤波器元件参数

元 件	滤波器类型			
	HP11/13	HP24/36	HP3	SC
$C_1$ (μF)	2.523	2.537	2.541	2.541
$L_1$ (mH)	27.91	4.285	498.5	2.0
$C_2$ (μF)	92.34	13.48	20.33	
$L_2$ (mH)	0.784	0.917		
$R_1$ (Ω)	165	425	1253	
调谐频率 (Hz)	550/650	1200/1800	150	
小组容量 (Mvar)	220	220	220	220
组数	4	4	1	5

(2) 受端奉贤换流站采用 8 组 HP12/24 和 7 组 SC 的交流滤波器方案。奉贤换流站的交流滤波器和并联电容器元件参数见表 7.8-25。

表 7.8-25 奉贤换流站交流滤波器元件参数

元 件	滤波器类型	
	HP12/24	SC
$C_1$ (μF)	3.107	2.855
$L_1$ (mH)	8.705	2.0
$C_2$ (μF)	7.475	
$L_2$ (mH)	5.738	—
$R_1$ (Ω)	200	
调谐频率 (Hz)	585/1245	—
小组容量 (Mvar)	260	238
组数	8	7

高压直流输电换流器在运行时，会在直流输电系统的直流侧产生谐波电压和谐波电流，从而在直流线路邻近的电信线路上产生噪声。在直流输电系统的直流侧安装谐波滤波器，可以将这种噪声限制在可接受的水平。

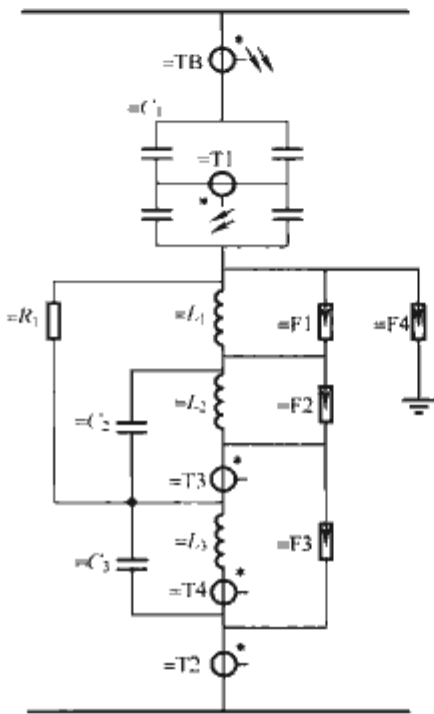


图 7.8-27 向一上工程直流滤波器方案

向一上工程直流输电系统每极的直流滤波器由以下部分组成：每站每极安装一个三调谐 2/12/36 滤波器，接在直流极和中性母线之间，高压电容值为 1.05μF。

两个换流站的滤波器设计是相同的。图 7.8-7 为向一上工程直流滤波器方案示意图。

应将低次直流回路谐振与直流滤波器设计结合起来统一考虑。对 100Hz 谐振，在直流滤波器的设计中考虑 2 次谐波，直流滤波器形式为 2/12/36。对于 50Hz 谐振，采用在复龙换流站每极中性母线增加 1 台电抗器（电感值和一个平波电抗器线圈电感值相同）和电容器并联构成 50Hz 的阻断滤波器。

表 7.8-26 给出了向一上工程直流滤波器设计方案的每种滤波器的元件值。

表 7.8-26 直流滤波器各元件参数

元 件	滤波器分组类型/极
	2/12/36
滤波器组数/每极	1
调谐频率 (Hz)	100/600/1950
$C_1$ (μF)	1.05
$L_1$ (mH)	9.847
$C_2$ (μF)	3.286
$L_2$ (mH)	582.95
$C_3$ (μF)	5.105
$L_3$ (mH)	11.745
$R_1$ (Ω)	3095
电感的品质因数	>100
电容的 tanδ(对于 50Hz 下)	0.000 2



图 7.8-28 复龙换流站控制保护系统整体方案



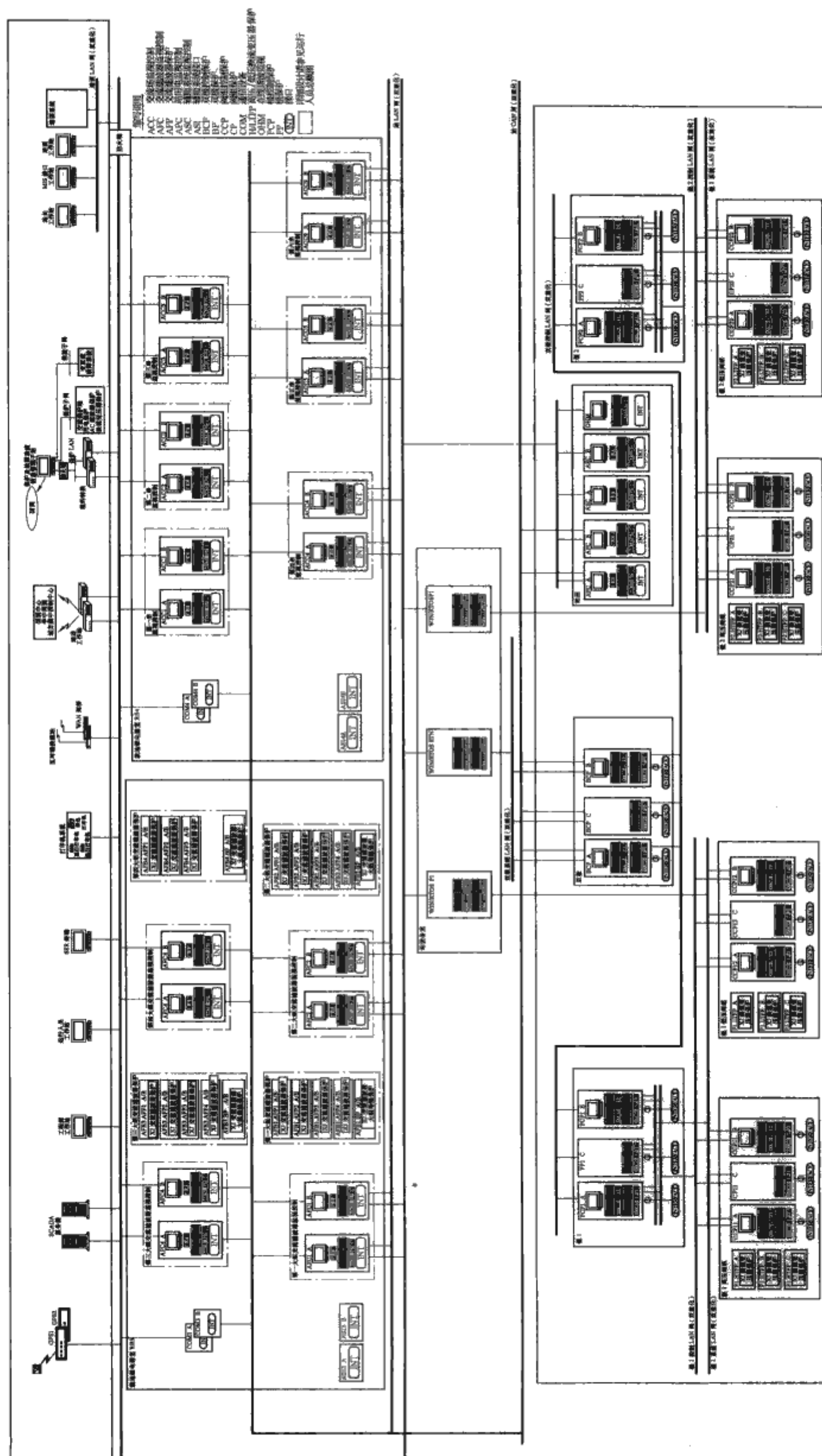


图 7.8-29 奉賢換流站控制保護系統整體方案

## 2.2 直流控制保护系统设计

在常规直流输电工程控制保护设计中,极控模块只是单个 12 脉动换流器的触发角控制,特高压极控系统中就需要协调两个 12 脉动换流器的触发角的控制,以保证所有换流器分接头之间的同步。为了提高系统的可靠性,直流保护系统冗余方案从测量点开始就采用三取二逻辑。系统总线也采用了双向的、高传输率的 eTDM 总线,同时运行方式中也增加了融冰的方式。在成套设计中重点对这些特殊点的功能要详细的陈述。

向一上工程从采用实时强的操作系统等新技术和加强设备的冗余方面对这些特殊点进行了重点研究。

直流控制保护系统采用最新研发的特高压直流控制保护技术,主机采用“Windows free”的实时操作系统(RTOS)。

交流站控系统采用已往直流工程中广泛使用的成熟技术,主机采用裁剪 Windows XP+实时操作系统(RTOS)。

交流滤波器保护、交流母线保护、换流变压器保护采用数字式保护装置。

直流控制保护系统与交流站控系统共用双重化的站 LAN 网。直流控制保护系统经防火墙接入站 LAN 网。交流站控系统直接接入站 LAN 网。

直流控制保护系统中的双极控制保护主机、极控制保护主机、阀组控制保护主机分别通过各自的系统 LAN 网经防火墙接入站 LAN 网。

直流控制保护系统与交流站控系统之间的实时信号交换基于实时的站 CAN 网。

换流站运行人员控制系统的服务器采用 UNIX 操作系统。

直流控制系统采用完全双重化冗余方案,交流站控系统采用完全双重化冗余方案。直流保护采用完全三取二逻辑方案,交流滤波器保护、交流母线保护、换流变压器保护采用“启动+保护动作”的完全双重化逻辑方案。

控制保护系统主机和主要设备分布在控制楼和两个继电器室内。复龙站三个就地继电器室,奉贤站二个就地继电器室。

复龙换流站和奉贤换流站控制保护系统整体方案如图 7.8-28 和图 7.8-29 所示。



## 第9章 特高压直流输电工程设计

### 1 特高压直流输电换流站工程设计

特高压直流输电换流站比常规直流输电系统电压等级高、传输功率大、设备数量多,在电气总平面布置、二次系统设计、噪声控制等与常规直流工程区别较大。

#### 1.1 电气总平面布置

特高压直流换流站电压等级高,要求的空气间隙大,阀组数量、换流变压器数量为常规直流工程的两倍,需要空间大,因此,电气总平面优化布置对减小换流站占地、保证设备运行的安全性、灵活性,降低投资具有重要意义。

##### 1.1.1 阀厅与换流变压器布置

换流站内阀厅(阀)与换流变压器的安全运行是保障直流输电、发挥效益的关键,同时阀厅(阀)与换流变压器的投资占了换流站建设总投资的绝大部分,因此该区域的布置应优先考虑保证换流变压器及阀厅(阀)的安全运行,其次也要兼顾投资。

##### 1.1.1.1 阀厅布置

根据系统研究结果,换流站阀桥接线宜采用每极2组12脉动阀组串联的接线形式和400kV+400kV电压分配方案,每个12脉动阀组安装在1个阀厅内,每极设高、低端2个阀厅,全站共设置4个阀厅。其中,800kV阀塔布置于高端阀厅内,400kV阀塔布置于低端阀厅内。阀塔布置出于防振的考虑,推荐采用悬吊式、双重阀布置,每个阀厅内悬吊6个双重阀。

##### 1.1.1.1.1 阀塔的形式对布置的影响

换流阀在结构形式上主要有双重阀和四重阀两种,在安装方式有支撑式和悬吊式两种。阀塔形式的选择与阀厅结构设计和阀厅空间尺寸的确定有密切关系。在常规500kV直流换流站中,双重阀和四重阀均有工程应用。在特高压工程中,由于制造和运输方面的限制,换流变压器目前只能采用单相双绕组形式,针对双绕组换流变压器,双重和四重阀各自布置特点可简述如下:

(1) 双重阀的布置,每个阀厅内悬挂了6个阀塔。该布置的换流变压器与阀塔连接清晰、方便,降低了整个阀厅的高度,但同时增大了阀厅的面积。

(2) 四重阀的布置,每个阀厅内悬挂了3个阀塔。四重阀的采用增加了阀厅的高度。由于换流变压器采用双绕组,因此阀厅的长度受换流变压器布置的影响很大,若换流变压器在阀厅一侧布置,则阀厅的面积与双重阀基本相当,且换流变压器与阀塔的连接复杂;若换流变压器布置在阀厅两侧,则阀厅的长度可大大缩短,换流变压器与阀塔的连接也将变得简单。故四重阀方案时仅考虑将换流变压器按联结组别分组布置于阀厅两侧的布置方式。

综合比较,双重阀使整个阀厅布置整洁、美观,电气连接简单、可靠,功能分区明确,与换流站总平面布置适应性较好。与双重阀阀厅相比,四重阀布置的整洁性和美观性相对较差,阀厅顶部钢梁和阀塔悬吊绝缘子的受力显著增加,换流变压器交流侧汇流比较复杂,对总平面布置影响较大。

在阀塔安装方式上,与支撑式阀塔相比,悬吊式阀塔通过悬吊绝缘子串悬挂于阀厅钢梁上,有效地解决了阀塔的抗振问题,避免了柱式绝缘子因安装不良而受应力的危险,同时在一定程度上降低了阀厅高度。我国现有直流工程均采用悬吊式安装方式,运行良好,推荐采用悬吊式。

##### 1.1.1.1.2 阀厅尺寸设计

(1) 阀本体尺寸的确定。根据目前换流阀厂家的资料,双重阀尺寸约为6400mm×3200mm×14000mm(长×宽×高,包括悬吊绝缘子),四重阀尺寸约6400mm×3200mm×20000mm(长×宽×高,包括悬吊绝缘子)。

(2) 空气间隙的确定。阀厅内阀塔等主设备尺寸和电气安全距离要求是影响阀厅尺寸的最主要因素。根据±800kV级直流输电工程计算结果,800kV高端阀厅和400kV低端阀厅内最小空气间隙计算值见表7.9-1和表7.9-2(按阀厅内极端最高温度60℃)。

表 7.9-1 800kV 高端阀厅最小空气净距

序号	位置	计算最小电气净距 (mm)	设计最小电气净距取值 (mm)
1	800kV 母线对地	7288	7500
2	600kV 母线对地	4528	5000
3	400kV 母线对地	2467	3500
4	800kV 母线对 400kV 母线	2699	3500
5	800kV 母线对 600kV 母线	849	1500

注 间隙系数取1.3。

表 7.9-2 400kV 低端阀厅最小空气净距

序号	位置	计算最小电气净距 (mm)	设计最小电气净距取值 (mm)
1	400kV 母线对地直流	2647	3500
2	200kV 母线对地	1966	2500

注 间隙系数取1.3。

(3) 换流变压器形式的影响。为降低换流变压器噪声,换流变压器采用封闭式(BOX-IN型),其冷却器需布置在BOX-IN型外。以奉贤换流站为例,每台换流变压器配4台风扇,总宽度约6.2m,风扇到防火墙之间留出约1m的运行维护空间,则防火墙间距最小为8.2m。对于低端阀厅,换流变压器之间的距离主要由换流变压器风扇尺寸控制,因此取低端防火墙间距为8.5m。对于高端阀厅,由于阀厅内的空气间隙要求较大,因此换流变压器间距实际上受其阀侧套管间空气间隙的影响,因此高端防火墙间距取9.5~10m。

(4) 换流变压器与阀厅的布置关系的影响。换流变压器本体及其风扇宽度对阀厅长度尺寸有决定性的影响,换流变压器与阀厅布置关系不同,阀厅尺寸也将有较大差异。根据综合比较,较为合理经济的布置方式为:对应二重阀方案,每个阀厅对应的6台换流变压器一字排开布置于阀厅同一侧,紧挨阀厅布置;对应四重阀方案,每个阀厅对应的6台换流变压器按联结组别分为2组分别布置于阀厅的两侧,紧



换阀厅布置。

(5) 换流变压器套管布置方式的影响。伸入阀厅的换流变压器阀侧套管的布置有水平布置和上下布置两种，ABB 系列的换流变压器通常采用水平布置，西门子系列的换流变压器通常采用上下布置。套管布置方式可能会对阀厅尺寸造成影响，具体工程中可通过间隙计算进行分析。

阀厅尺寸既受阀厅内各种空气净距的影响，又受阀厅外换流变压器布置的影响。根据以上设计原则，二重阀方案对应的各阀厅的尺寸见表 7.9-3 和表 7.9-4（以奉贤站为例）。

项目	长(m)	宽(m)	高(m)
电气净空尺寸	78	30.8	24
建筑轴线尺寸	79.7	32.8	24.5

项目	长(m)	宽(m)	高(m)
电气净空尺寸	62.3	21	14.5
建筑轴线尺寸	63.1	23.1	14.8

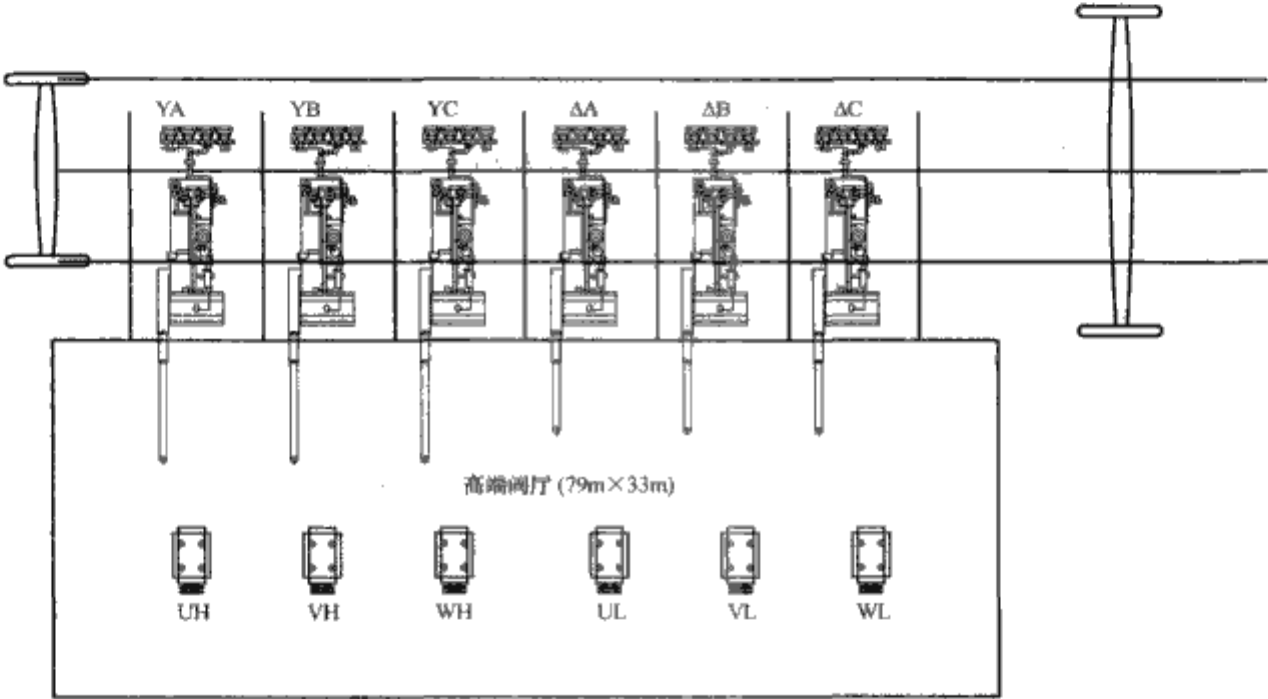


图 7.9-1 换流变压器与阀厅布置方案

### 1.1.1.2.2 换流变压器交流侧汇流母线的布置

每个阀厅对应的 2 组（6 台）换流变压器网侧的汇流通过换流变压器上空布置高架软导线实现。汇流后通过软导线接入交流 PLC 设备后直接进串。该连接方式接线简单、清晰，大大改善了换流站的视觉效果，有效减少了占地。

### 1.1.1.2.3 阀厅间的布置关系

阀厅与阀厅之间的布置，目前我国已有±500kV 换流站大多采用一字形布置方式，在两个阀厅间布置一个主控制楼。±800kV 特高压换流站全站共有 4 个阀厅，其相对位置可有多种布置形式，较为合理的布置型式主要有以下 3 种：

(1) 方案一：高、低端阀厅面对面布置，换流变一字形紧靠阀厅布置。图 7.9-2 为该种布置形式示意图。该布置方案对应于双重阀、单相双绕组换流变压器设备。每极的高端阀厅和低端阀厅面对面布置，2 个低端阀厅相邻背靠背布置；每个阀厅对应的 2 组（6 台）换流变压器与阀厅紧靠一字排列，阀侧套管直接插入阀厅。高、低端阀厅间设置换流变压器运输和组装场地；2 组不同接线形式的换流变压器汇流通过架设在换流变压器上空的高跨导线实现，减少了汇流母线占地。

### 1.1.1.2 换流变压器布置

800kV 换流变压器和 400kV 换流变压器均采用双绕组变压器，全站工作换流变压器 24 台，按形式不同备用 4 台。

### 1.1.1.2.1 换流变压器与阀厅的连接

换流变压器与阀厅的连接有紧靠布置和分开布置两种。为有效减少换流站占地，节约土地资源，换流变压器采用紧靠阀厅的布置方式：每个阀厅对应的 6 台换流变压器一字布置于阀厅一侧，中间用防火墙隔开，换流变压器直流侧的 12 支套管一起插入阀厅，在阀厅内部完成 Y、d 连接。换流变压器套管插入阀厅布置方案的优点在于：

- (1) 可利用阀厅内良好的运行环境来减小换流变压器套管的爬距。
- (2) 防止换流变压器套管的不均匀湿闪。
- (3) 每极可省掉 12 支单独的穿墙套管。
- (4) 减小换流变压器区域占地。

通过优化设计，换流变压器和单个阀厅布局采用了换流变压器一字排开布置于阀厅同一侧，紧挨阀厅布置，见图 7.9-1。这种设计使阀厅内的连接阀厅外换流变压器汇流接线而言，均相对简单。

紧靠 2 个高端阀厅各设 1 个 1 层辅助设备间，楼内设置高端阀厅阀内冷设备间和 400V 低压配电室，有效减小相关管道、导线长度，功能分区明确。

紧靠 2 个低端阀厅设 1 个 2 层主控楼，楼内设置低端阀厅阀内冷设备间、全站中压室、400V 低压配电室、控制室、通信机房、UPS 电源和蓄电池室等。

阀厅空调外机和阀外冷设备可布置于阀厅周围的空地上。

高、低端备用换流变压器布置于直流场空地内。

该布置的主要特点有：

1) 面对面布置的高低端阀厅对换流变压器噪声的传播有很好的阻挡和吸收作用，有利于换流站围墙位置的噪声控制。但换流变压器噪声向直流场和交流场两侧传播，使直流场运行环境变差。

2) 减小了阀厅、换流变压器区域和直流场的横向尺寸。该区域的布置尺寸为 306m×113m。

3) 换流变压器进串更加顺畅，汇流母线至交流 GIS 进线的角度适宜。

4) 换流变压器的汇流在换流变压器防火墙上空完成后



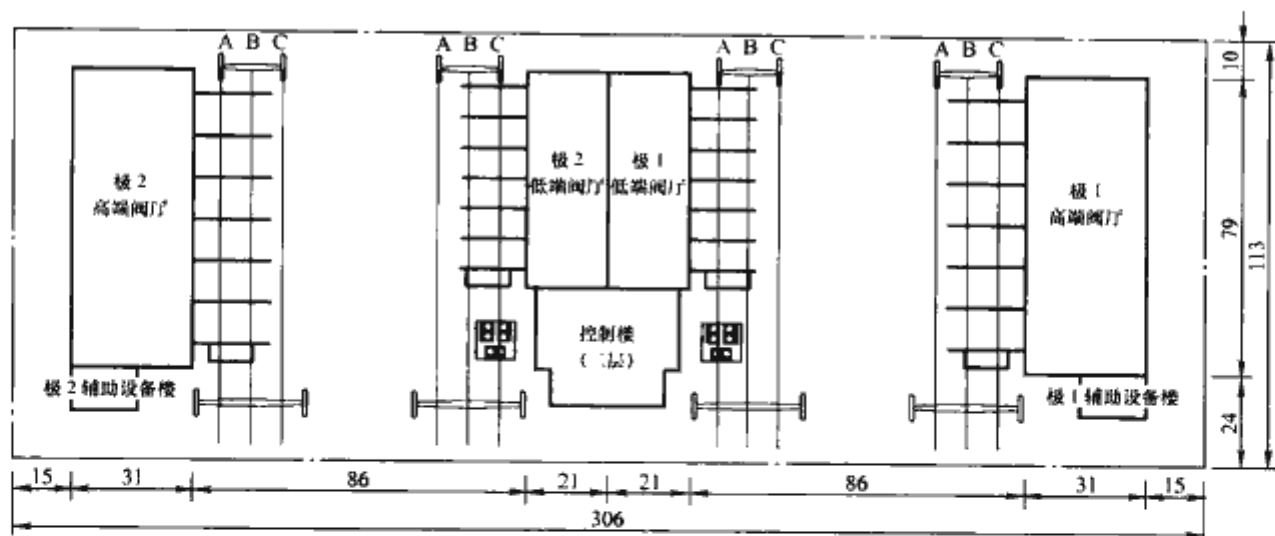


图 7.9-2 方案一：高、低端阀厅面对面布置，换流变压器一字形紧靠阀厅布置（单位：m）

经过交流 PLC 设备直接进串，连接线短，布置紧凑；换流变压器组装场地上没有一字形布置时的高跨线，布置更加美观、清晰。

5) 辅助设备按阀厅分区布置，单元体系清晰，功能分区明确。

6) 直流穿墙套管从阀厅同侧引出，每个阀厅的低压阀塔远离穿墙套管且阀塔出线与穿墙套管方向垂直，阀塔出线需要在阀厅内转  $90^\circ$  后再引接到穿墙套管上，阀厅内接线较为复杂。

7) 换流变压器组装场地考虑同一极的高、低端换流变压器可同时背靠背安装检修，运行检修非常灵活。

(2) 方案二：高、低端阀厅、换流变压器一字形布置形式。该种布置形式示意图见图 7.9-3。该布置方案对应于双重阀、单相双绕组换流变压器设备。每极的高端阀厅和低端阀厅采用常规布置方式，全站 24 台工作换流变压器和 4 个阀厅紧靠着一字排列布置。高、低端阀厅及换流变压器前设置换流变压器运输和组装场地，宽度约 54m。

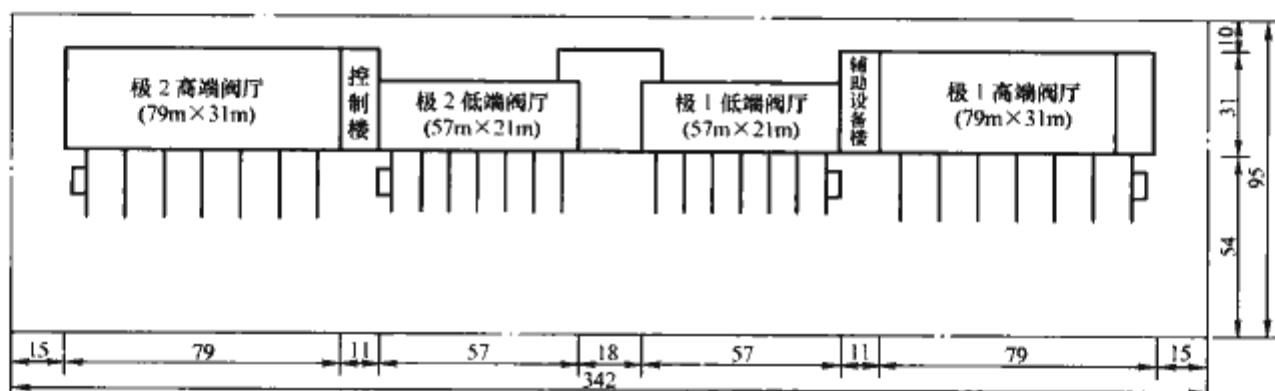


图 7.9-3 方案二：高、低端阀厅和换流变压器一字形布置示意图（单位：m）

在换流变压器组装场地和交流 GIS 配电装置间设置换流变压器汇流母线和交流 PLC 区域，组装场地上空布置有较密集的换流变压器引出跨线，汇流母线接线复杂。

每个极的高、低端阀厅间设置 1 个主控楼和 2 个辅助设备间。每个辅助设备间内设高端阀厅内冷设备间、400V 低压配电屏室等，主控楼内设低端阀厅控制保护室、极电子设备间、400V 低压配电屏室、通信室等。阀控设备按极分区布置，单元体系清晰。

阀厅空调和阀外冷设备布置于阀厅与直流场之间的空地上。

高、低端备用换流变压器布置于交流 PLC 场地空地内。

该布置的主要特点有：

1) 阀厅、换流变压器采用一字形布置，阀厅对换流变压器噪声有明显的阻挡作用，直流场噪声小，基本不受换流变压器噪声的影响。但 24 台换流变压器一字排开面向交流场，其噪声向交流场及其两侧传播，噪声大，噪声覆盖范围广，治理困难。

2) 直流场的横向尺寸大。阀厅、换流变压器区域的布置尺寸为  $342\text{m} \times 95\text{m}$ ，则直流场环行路之间的距离为 342m。

3) 换流变压器进串引线角度较大，汇流母线跨度大（超过 60m），接线复杂。

4) 辅助设备按极分区布置，单元体系清晰。

5) 直流穿墙套管从阀厅长度方向出线，与已有直流工程类似，布置较为成熟，接线相对简单。

6) 备用换流变压器的更换无需转向。

(3) 方案三：高、低端阀厅面对面布置，换流变背靠背紧靠阀厅布置。该布置方案对应于四重阀、单相双绕组换流变设备见图 7.9-4。

全站 4 个阀厅采用面对面分散式布置方式。由于采用四重阀，阀厅面积较小，高压阀厅建筑轴线尺寸约  $48\text{m} \times 32\text{m}$ 、低压阀厅建筑轴线尺寸约  $36\text{m} \times 26\text{m}$  即可满足四重阀布置要求，但高度增加。针对四重阀的接线特点，将每个阀厅对应的 6 台换流变压器分布于阀厅两侧，一侧为 Yy 接线的 3 台，另一侧为 Yd 接线的 3 台，换流变压器套管分别从两侧插入阀厅，阀厅内接线简单、清晰。若将 6 台单相双绕组换流变压器一字形布置于阀厅同一侧，将大大加大阀厅内接线难度，给电气安全带来隐患，同时阀厅长度受换流变压器布置的制约，长度将长达约 79m，给建筑、结构、暖通等专业的设计带来困难。

高、低端阀厅间设置换流变压器运输和组装场地。为有效减小该区域长度方向占地，组装场地仅考虑满足单台换流变压器组装用地，同时考虑换流变压器组装时留有其他换流变压器的运输距离。由于该布置方案的换流变压器区域多达 5 块，故认为可不考虑背靠背换流变压器同时组装的要求。

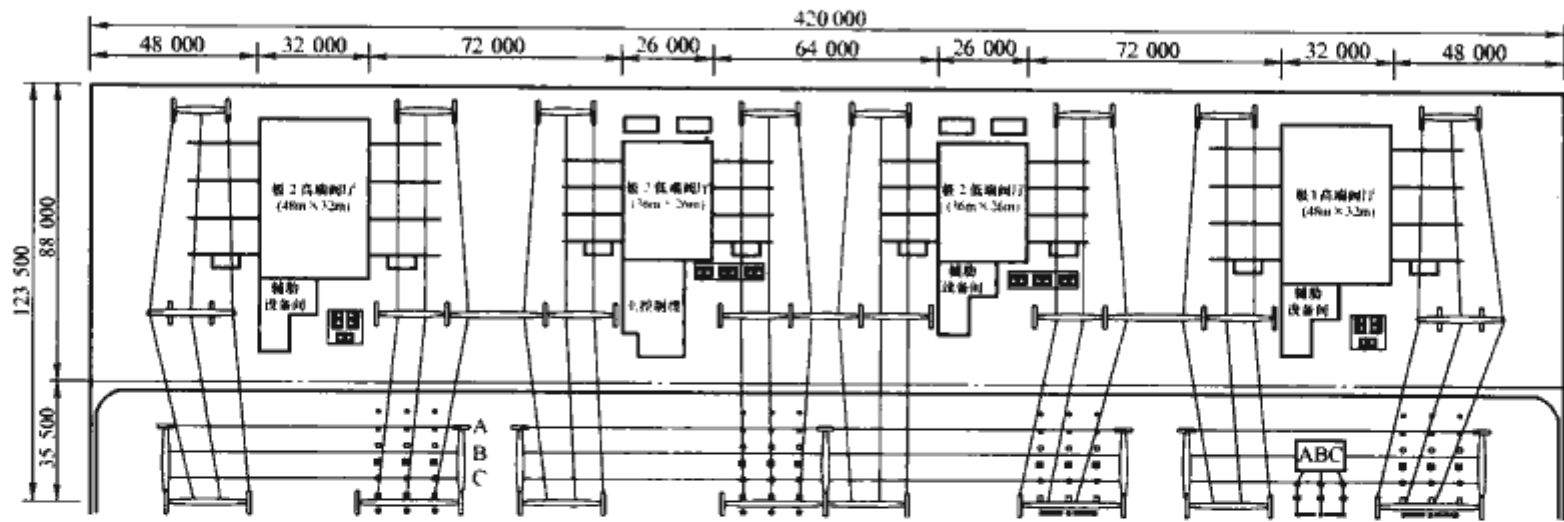


图 7.9-4 方案三：阀厅、换流变压器面对面布置

对个别需及时组装的换流变压器，可在其他区域的专用组装基础上组装，完成后再就位。高、低端阀厅间设置换流变压器运输和组装场地宽度约 72m。

每 6 台换流变压器的汇流通过架设在换流变压器上空的高跨导线连接至交流场，增设专门的汇流母线场地，从而增加了占地。

由于阀厅分散式布置，为减小相关管线长度，全站需设置 1 个控制楼和 3 个辅助设备间，各阀厅对应的暖通、水工、极控等设备布置于各阀厅前面的控制楼或辅助楼内，按

阀厅分区，单元体系清晰。  
阀厅空调和阀外冷设备布置于阀厅周围的空地上。  
高、低端备用换流变压器布置于直流场或交流 PLC 场地空地内。  
各方案布置特点对比详见表 7.9-5。  
就二重阀布置而言，方案一与方案二相比较，方案一对减小换流站占地有较明显的效果，故推荐采用方案一所论述的布置方式。下面仅就方案一和方案三进行一定的经济比较，见表 7.9-6。

表 7.9-5 阀厅 3 种布置形式优缺点对比表

序号	比较内容	阀厅间布置形式		
		方案一	方案二	方案三
1	布置方式	每极的高、低端阀厅面对面布置，2 个低端阀厅背靠背布置；每个阀厅对应的 6 台换流变压器一字形紧靠阀厅布置	全站 4 个阀厅一字形排开布置；24 台换流变压器一字形排开布置在阀厅的同一侧，紧靠阀厅布置	全站 4 个阀厅面对面分散布置；每个阀厅对应的 6 台换流变压器分成 2 组布置于阀厅两侧
2	主控楼设置	设置 1 个主控楼和 2 个辅助设备间	设置 1 个主控楼和 2 个辅助设备间	设置 2 个主控楼（1 主 1 辅）和 2 个辅助设备间
3	适用性	适用于双重阀、单相双绕组换流变压器	适用于双重阀、单相双绕组换流变压器	适用于四重阀、单相双绕组换流变压器
4	汇流母线设置	组装场地上空无跨线，布置美观。换流变压器汇流接线简单	换流变压器组装场地上空有多跨汇流线，换流变压器汇流接线较复杂	组装场地上空无跨线，布置美观。换流变压器汇流接线相对复杂
5	阀厅内接线	阀厅内接线简单，部分线路需绕阀厅走线	阀厅内接线简单，接线布置方式成熟	阀厅内接线简单
6	控制保护	按阀厅分区布置	按阀厅分区布置	按阀厅分区布置
7	备用变压器更换	换流变压器本体有时需转向	换流变压器本体不需转向	换流变压器本体有时需转向
8	占地	约 306m×113m	约 342m×95m	约 420m×88m
9	噪声	直流场噪声较大	换流变压器噪声对直流场基本无影响	直流场噪声较大
10	与直流场的配合	直流场横向尺寸 306m	阀厅区域横向尺寸 342m，导致直流场占地增加	阀厅区域横向尺寸 420m，导致直流场占地增加
11	换流变压器组装	允许换流变压器背靠背组装并留有其他换流变压器运输距离。全站 24 台换流变压器可同时组装	换流变压器组装相互影响小，全站 24 台换流变压器可同时组装	仅考虑 1 台换流变压器组装时其他换流变压器可运输通过，不允许背靠背布置的换流变压器同时组装
12	全站围墙内占地	17.2hm <sup>2</sup> （户内直流场）	17.8hm <sup>2</sup> （户内直流场）	19.2hm <sup>2</sup> （户内直流场）

表 7.9-6 阀厅两种布置形式的经济比较表

序号	内容	双重阀方案	设计推荐的四重阀方案	ABB 推荐的四重阀方案	ABB 推荐的四重阀方案（净空尺寸）	备注
1	说明	以下尺寸为建筑尺寸，非净空尺寸	以下尺寸为建筑尺寸，非净空尺寸	以下尺寸为建筑尺寸，非净空尺寸	以下尺寸为净空尺寸	
2	设计原则（1）	为满足国产化要求，6in 晶闸管的耐压按 5in 的考虑，每个阀层布置 24 个 6in 晶闸管，故单阀的高度按 500kV 直流的折算			每个阀层布置 36 个 6in 晶闸管，故高度减少	
	设计原则（2）	双重阀本体高度按 7.4m 考虑，四重阀本体高度按 15.6m 考虑			四重阀本体高度按 11.9m 考虑	



续表						
序号	内容	双重阀方案	设计推荐的四重阀方案	ABB 推荐的四重阀方案	ABB 推荐的四重阀方案 (净空尺寸)	备注
3	800kV 阀厅	79m×31m×28.5m (挂点高 24.5m)	48m×32m×35m (挂点高 30m)	48m×32m×31m (挂点高 26m)	46.3m×31.8m×26m (挂点高 26m)	单个 阀厅
4	400kV 阀厅	57m×21m×18.6m (挂点高 15m)	36m×26m×26m (挂点高 22m)	36m×26m×22m (挂点高 18m)	35.4m×26.6m×18m (挂点高 18m)	单个 阀厅
5	总面积 (m <sup>2</sup> )	7292	4944	4944		
	总体积 (m <sup>3</sup> )	184 121	156 192	136 416		
6	阀厅 造价	土建部分 (万元)	2236	1852	1560	
		暖通部分 (万元)	0	0	0	
		消防部分 (万元)	0	0	0	
		小计 (万元)	2236	1852	1560	
7	占地	阀厅、换流变压器区域占地 (m×m)	306×134	420×116	420×116	包括 PLC 区域
		占地差值 (hm <sup>2</sup> )	0	0.8	0.8	
		其他区域的 占地变化 (hm <sup>2</sup> )	0	1.1	1.1	
		小计 (万元)	0	1140	1140	按 40 万元/亩
8	总计 (万元)		2236	2992	2700	
	差值 (万元)		0	756	464	

结论:

(1) 以上三个方案,在换流变压器组装、检修方面虽有差别,但均能满足要求。根据布置的不同,各方案在换流变压器噪声传播方向上有较大差别,结合站址地形特点和周围居民分布情况,控制换流站噪声向西、向北传播对居民影响较小。总体上,方案一布置整齐美观,汇流连线简单,占地小,但换流变压器更换备用相时部分需转向。方案二布置与我国目前已运行的±500kV换流站布置格局和习惯一致,阀厅内接线简单,但换流变压器组装场地上方引线较多,影响视觉效果。方案三为四重阀方案,阀厅区域占地较小,接线清晰,但需增加专门的汇流区域,综合占地较大。

(2) 对于阀厅尺寸,在未计及阀本体造价差异的条件下,双重阀和四重阀方案的总体造价相差不大。

(3) 上述占地差异中尚未计及采用四重阀方案时为满足换流变压器背靠背组装时所需要增加的场地。

### 1.1.2 直流场布置

直流开关场的布置有户内和户外两种。其形式的选择主要取决于换流站站址区域的污秽状况和直流设备的制造能力。如果站址位置灰尘较大,对直流设备运行有很大影响,污秽较为严重。对于大爬距设备,直流设备生产厂家现有生产能力有限,采用户外布置设备制造难度大。户内直流场虽然可解决设备外绝缘,降低设备制造难度,但建筑投资较大,运行费用较高。

#### 1.1.2.1 户外直流开关场

户外直流开关场采用典型的低式管形母线布置方式,基本上按极对称布置。直流中性点设备布置在直流场的中央,直流极线和直流中性线上设备间布置直流滤波器组(布置中按无源滤波器考虑),滤波器四周用围栏围起,直

流滤波器的组数由成套设计确定。考虑到 800kV 直流滤波器高压电容器数量较多,电容器塔高度可能超过 24m,支持式安装基本不可能,悬吊式安装构架高度太高,检修、安装都不方便,引线难度也较大。直流滤波器组的高压电容器推荐双塔或三塔布置,安装方式既可支持式,也可悬吊式安装。平波电抗器按干式绝缘考虑,2 台串接于旁路开关回路和直流滤波器高压端之间的极母线上,2 台串接于阀组低压端和直流滤波器低压端之间的中性母线上。平波电抗器采用支撑式和悬吊式安装方式均可,考虑到单台平波电抗器(75mH)质量均在 70t 左右,若采用悬吊式安装,悬吊支架荷重大,结构要求高,在布置占地上无优势,因此推荐采用支撑式安装。户外开关场与阀厅的连接由户外穿墙套管完成。直流场两侧设有直流极线引线塔,与站外直流线路相连。中央设有接地极线塔,将接地极线路引出站外。

受阀厅、换流变压器区域横向尺寸的控制,户外直流场布置场地较为宽敞。通过适当调整设备相对位置,可在一定程度上减小户外直流场纵向尺寸。

#### 1.1.2.2 直流 PLC 设备的布置

根据电气布置和户内场结构设计需要,将直流 PLC 设备布置于户外,其中 PLC 电抗器采用悬吊绝缘子串悬挂于极线进线门形架上,对于直流 PLC 电容器;一方面采用框架式结构,通过多节串并联瓷柱绝缘,可布置于户外;另一方面电容器塔下端为低压端,若采用支撑式安装,对支持绝缘子外绝缘爬距要求并不高,直流 PLC 电容器和直流滤波器电容器均采用支撑式安装于户外,故特高压工程考虑直流 PLC 电容器塔采用支撑式户外安装。

#### 1.1.2.3 干式平波电抗器的布置

特高压直流工程推荐采用干式平波电抗器,每极总容量约 300mH,每极布置 4 台干式平波电抗器,单台容量 75mH。在布置方式上,考虑在极线和接地极线上各布置 2 台,若采用户内直流场,则极线上的 2 台干式平波电抗器布置于户内,直流中性线上的 2 台平波电抗器布置于户外;同时为降低户内场结构设计难度,推荐户内平波电抗器采用支撑式安装方式。

整个直流场布置占地约  $306\text{m} \times 153.5\text{m}$  (道路中心间尺寸),其中户内直流开关场约  $130\text{m} \times 35\text{m}$  (建筑轴线尺寸)。

#### 1.1.2.4 直流融冰方案

为配合直流融冰的接线方案,直流场需增加部分管母线。为了不影响直流场设备的布置和占地,增加的管母线在高度上与其他直流场设备区分开,并确保有足够的空气净距。

#### 1.1.3 电气总平面布置总结

仍以奉贤站为例,500kV 交流配电装置采用户内 GIS,布置在站区东侧,本期及远景出线向东出线后折向北;换流变压器和阀厅、控制楼布置在站区中部;800kV 户外直流场布置在站区西侧,向西出线;4 大组交流滤波器采用“田”字形集中布置在站区的北侧,通过 GIS 管道引接进串;交流保护采用下放布置;备班楼、综合消防泵房、车库等布置于站区东南侧;进站道路从站区南面进站;结合本站站址北侧紧邻浦南运河的特点和大件运输条件,在站区东北面设置一条大件运输道路,换流变压器等大件即可从浦南运河上下船后直接运至站内。

全站布置方正、紧凑,呈标准矩形,占地较少,换流站内分区明确,布局合理。围墙内占地约  $15.06\text{hm}^2$  ( $443\text{m} \times 340\text{m}$ ),合 226 亩,见图 7.9-5。

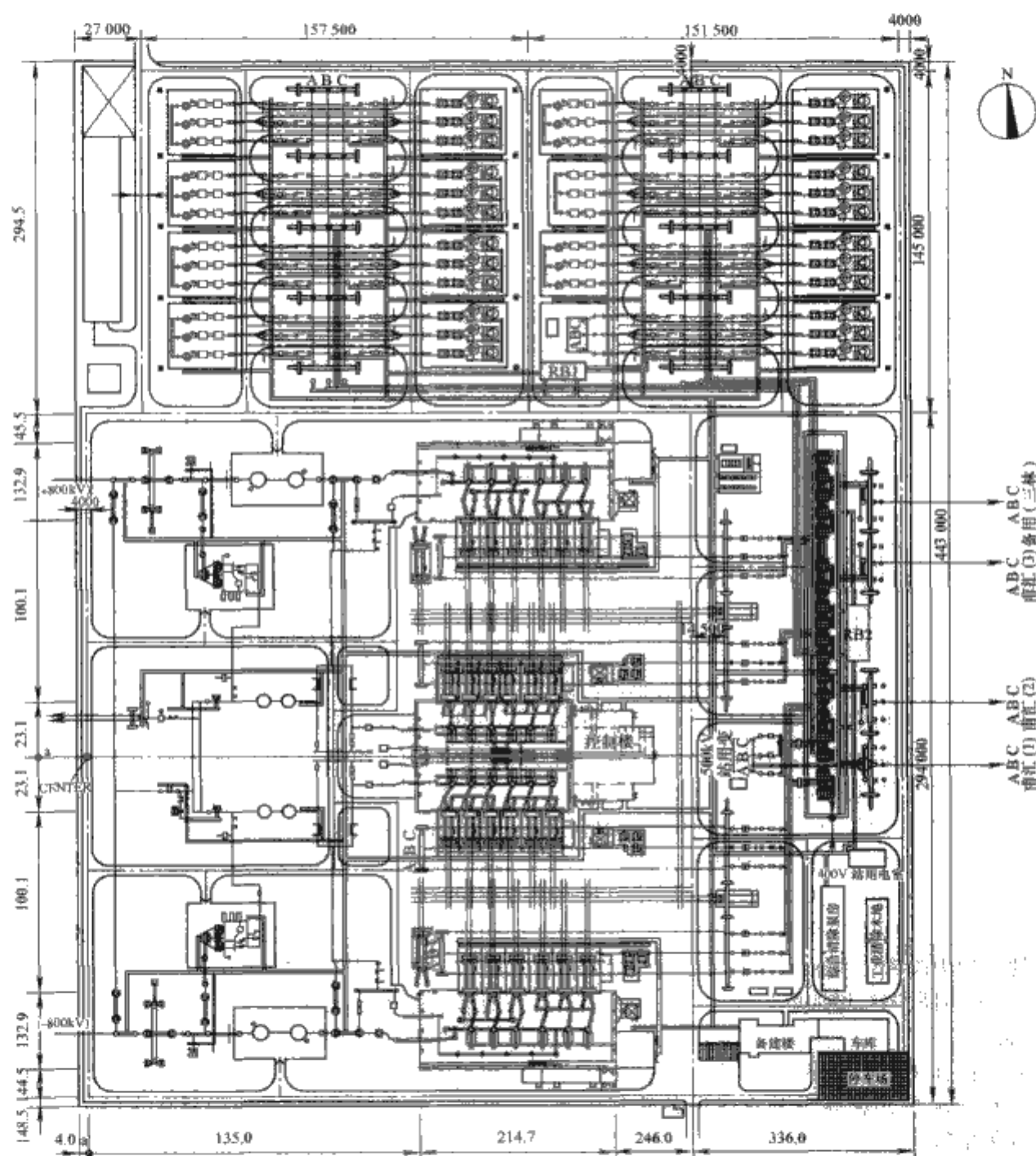


图 7.9-5 特高压换流站电气总平面图

## 1.2 二次系统设计

### 1.2.1 设计特点

(1) 换流站按有人值班设计,交、直流系统合建一个统一平台的计算机监控系统。

(2) 计算机监控系统采用站控层、控制层和就地层三层结构,控制层和就地层设备完全双重化配置。

(3) 高压直流控制系统采用分层分布式结构,双重化配置。按功能分为双极/极控制层、换流单元控制层,双极控制功能合并并在极控制层实现。在功能和组屏上两个极的控制系统完全独立,每个极两个换流单元的控制系統也完全独立。

(4) 高压直流保护与控制系统分开独立,双重化或多重化配置,在功能和组屏上两个极的保护系统完全独立,每个极两个换流单元的保护系统也完全独立。



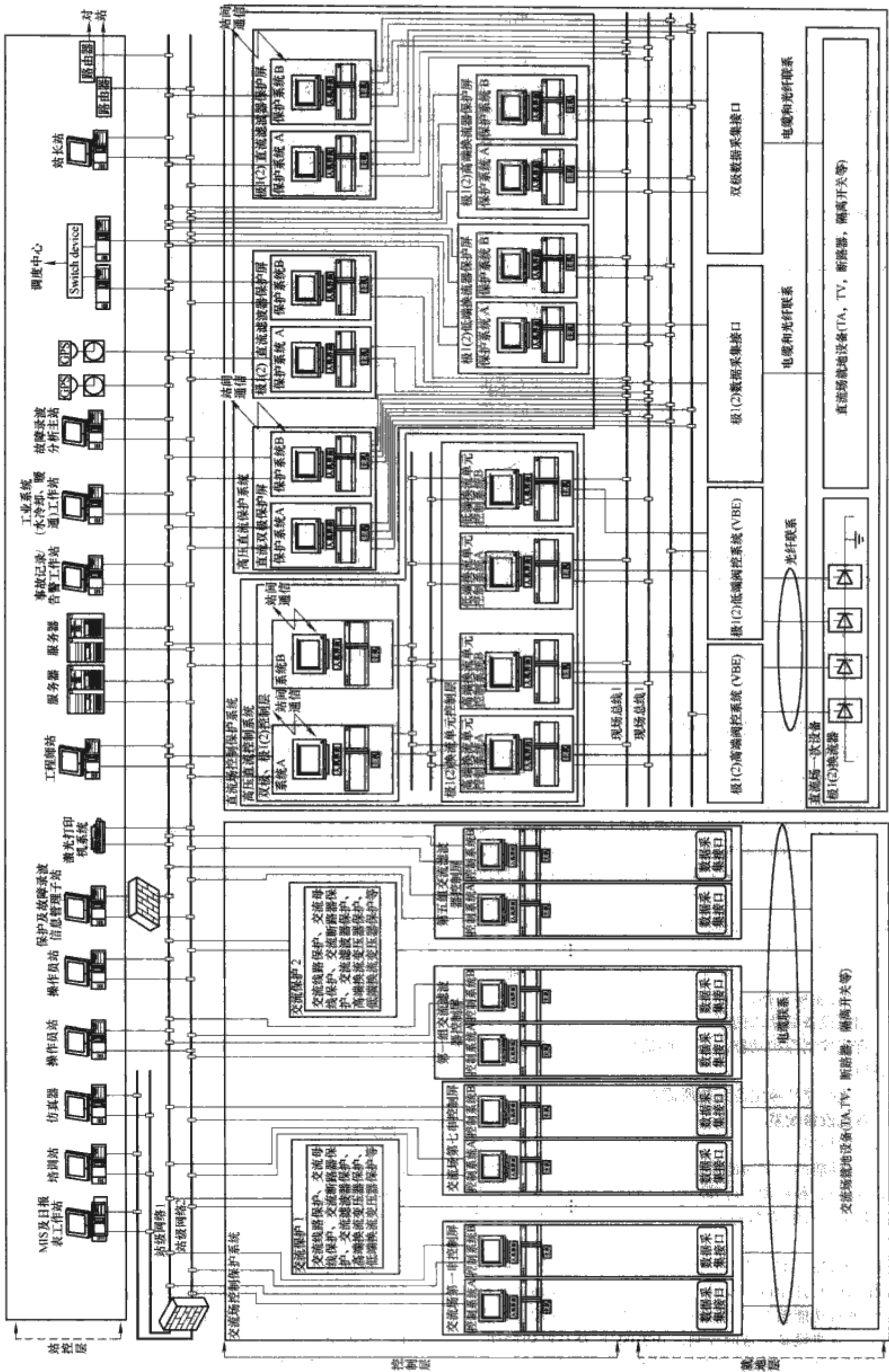


图 7.9-6 计算机监控系统配置方案示意图

(5) 高压直流控制保护系统既能适用整流运行,也能适用逆变运行。

(6) 在交流配电装置内设就地继电器小室,并按与交流设备间隔对应的原则配置控制保护装置。特高压直流控制保护柜、换流变压器保护柜等按阀组布置于控制楼或阀厅辅助设备楼内各功能单元室;交流滤波器组、电容器及电抗器组、交流线路等的控制保护柜均下放布置于就地交流继电器小室内。

### 1.2.2 系统结构

特高压直流换流站二次系统采用模块化、分层分布式网络结构,整个系统由站控层、控制层以及就地层(分布式数据采集系统 I/O 接口设备)三层构成,站控层与控制层设备之间通过双光纤以太网(SCADA LAN)连接,控制层和就地层设备之间通过双光纤以太网或现场总线连接。

### 1.2.3 系统功能

(1) 控制方式。换流站的控制方式按分层控制的要求进行设计,且在任何情况下,系统只能有一个控制位置的操作控制方式起作用。包括以下层次的控制方式:

1) 远方调度中心控制方式。换流站接受来自国调中心的控制命令。国调中心可以对换流站进行直接控制操作或下达运行操作命令。

2) 换流站运行控制室的运行人员控制方式。换流站主控制室是实现特高压直流系统和相关的站内交流系统控制的主要位置,大量的操作将在运行人员工作站(OWS)上完成。

3) 监控系统控制层设备屏上的就地控制方式。当换流站前两种控制方式失效时,可以在控制层设备(极控、站控、阀冷等)上进行后备操作。

4) 就地层设备控制方式。在设备本体或附近的二次系统控制盘上进行现场手动或电动操作。

(2) 操作功能。正常运行中,运行人员通过操作员站实现对站内所有控制操作对象设备的实时操作功能,并具备全站设备的操作联锁功能。

(3) 数据采集和处理功能。监控系统对高压直流场、交流场以及站内所有辅助系统的一次和二次设备实现实时数据采集和处理功能,就地数据采集及控制系统采用分层、模块化结构,分为控制系统和控制接口两层,从 I/O 采样单元、传送数据总线、主设备到控制出口按完全双重化原则配置。

(4) 站间 SCADA 系统通信功能。通过 SCADA 系统冗余配置的网桥实现与对侧换流站 SCADA 系统之间的通信,交换信号内容主要包括:

1) 相关设备的状态信号。

2) 直流控制保护功能所需要的信号(传输速率要求不高的信号)。

3) 直流线路故障定位系统所需要的信号。

### 1.2.4 系统设备配置

#### 1.2.4.1 站控层

配置高性能的、实时的站控系统,为运行人员提供站级的控制、监视、测量和管理等功能,同时通过站控系统的网络接口设备接入电力数据通信网,实现电网调度自动化功能。

运行人员控制室布置在主控制楼,站控系统配置所有必需的工作站以及打印机等设备,运行人员可在工程师站上对监控系统进行功能组态,通过操作员站的显示器和键盘,完成站内交、直流设备正常的控制、开关的分/合及投切操作,以及设备运行状态的监视、测量、记录并处理各种信息。主

控站工作时,也可控制对侧站相关设备的操作。

#### 1.2.4.2 控制层

控制层设备实现控制区域内设备的就地站控制、顺序/调节控制以及联锁、合闸同期等功能,双重化配置。控制层设备经 SCADA LAN 网络与站控层设备通信,通过现场总线或以太网与就地层设备交换数据。

(1) 直流系统。直流开关场的控制层设备与高压直流控制系统集成在一起,两个极的控制层设备完全独立,高压直流系统所有控制层设备均布置在主控制楼二层的极 1、极 2 控制保护室(双重阀方案)。

每个极的控制层设备在功能和组屏原则上按极、换流单元配置,双极控制功能合并并在极控制设备中,以适应各种基本运行方式的要求,便于不同运行方式下的设备操作、管理和维护。

阀冷却控制设备按阀组配置,与就地层设备集成在一起组屏,双重化配置,安装在相应的阀冷却室。

(2) 500kV 交流系统。交流开关场控制层设备双重化按控制区域就近布置就地继电器室内,与就地层设备集成在一起组屏。

(3) 站用电源系统。站用电源系统控制层设备双重化按控制区域就近布置在相应的站用电源受控设备室,与就地层设备集成在一起组屏。

#### 1.2.4.3 就地层

就地层设备实现与一次设备的连接接口,其采样模块将采集到的现场信号进行滤波、隔离、A/D 转换、标度变换等初步处理后,经双重化的现场总线或以太网将数据传送到各相关控制区域的控制系统,同时,就地层设备接收各相关控制系统的控制命令,实现对控制对象的实时控制或调节功能。

就地层设备采用分层、模块化结构,从 I/O 采样单元、传送数据总线、主设备到控制出口按完全双重化原则配置,采用分布式布置,就近安装在主回路设备附近的二次设备房间。

(1) 直流系统。每个极的就地层设备在功能和组屏原则上按双极、极、换流单元(换流变压器)双重化或多重化配置,以适应每个极单极运行或 1/2 单极运行方式的要求,便于不同运行方式下的设备操作、管理和维护。阀冷却就地层设备按阀组配置,与控制层设备集成在一起组屏,双重化配置,安装在相应的阀冷却室。

(2) 500kV 交流系统。交流开关场就地层设备双重化按控制区域就近布置就地继电器室内,与控制层设备集成在一起组屏。

(3) 站用电源系统。站用电源系统就地层设备双重化按控制区域就近布置在相应的站用电源受控设备室,与控制层设备集成在一起组屏。

### 1.3 噪声控制

#### 1.3.1 噪声源

特高压换流站的噪声源和高压换流站的噪声源一样,主要来源于户外设备所产生的噪声。主要噪声的来源有:

(1) 换流变压器。

(2) 换流变压器冷却风扇。

(3) 交流滤波器场内的滤波电抗器和电容器。

(4) 高压并联电容器和电抗器。

(5) 平波电抗器。

(6) 直流滤波器组的电容器和电抗器。



- (7) 交、直流 PLC 设备。
- (8) 阀冷却塔设备。
- (9) 空调外机设备。
- (10) 站用变压器。

### 1.3.2 特高压直流换流站噪声治理方案

特高压直流换流站内换流变压器的数量将较高压直流换流站增加 1 倍，运行台数达到 24 台，噪声较大。为了有效地控制特高压换流站的噪声，必须首先对换流变压器的噪声予以控制。

通过对以往高压换流站的噪声控制措施的总结和换流变压器产生噪声的机理的初步分析，换流变压器的噪声问题是可以控制的。

首先，对特高压换流站的阀厅和换流变压器的布置进行了设计，采用了与以往工程不同的高、低压阀厅面对面布置。这可使换流站东侧居民点较多方向的噪声可下降 1~3dB。在布置上给噪声控制创造一个较好的条件。

在换流站运行过程中，主要的噪声来自于换流变压器、平波电抗器、交直流滤波器设备、阀冷却设备等，其中换流变压器、平波电抗器和交直流滤波器设备是重要的噪声源，应予以重点治理。

#### 1.3.2.1 换流变压器

在高压直流换流站中，对换流变压器噪声的治理主要通过换流变压器前设置较高的隔声屏障和将换流变压器采取全封闭隔声措施。两者都取得了预期的效果，相比之下对换流变压器采取全封闭隔声措施效果更佳，但同时换流站的运行检修带来了一定的不便，对换流变压器的快速更换较为不利。

以向一上工程为例，在对换流变压器不采取任何措施、采取 8m 高隔声屏障措施和采取全封闭措施（BOX-IN）三种方案进行计算，特高压换流站换流变压器噪声预测计算结果见图 7.9-7~图 7.9-9 和表 7.9-7。

表 7.9-7 换流变压器组装场地噪声水平

采取措施	无措施	采取隔声屏障	采取 BOX-IN
组装场地噪声值[dB(A)]	90.8	79.2	71.1

通过对换流变压器不采取任何降噪措施、采用隔声屏障和采取全封闭措施这三种情况下的噪声预测计算结果可见，对特高压换流站中的换流变压器采取 10m 隔声屏障后的降噪效果不佳，采取措施后经计算换流站噪声分布情况与换流

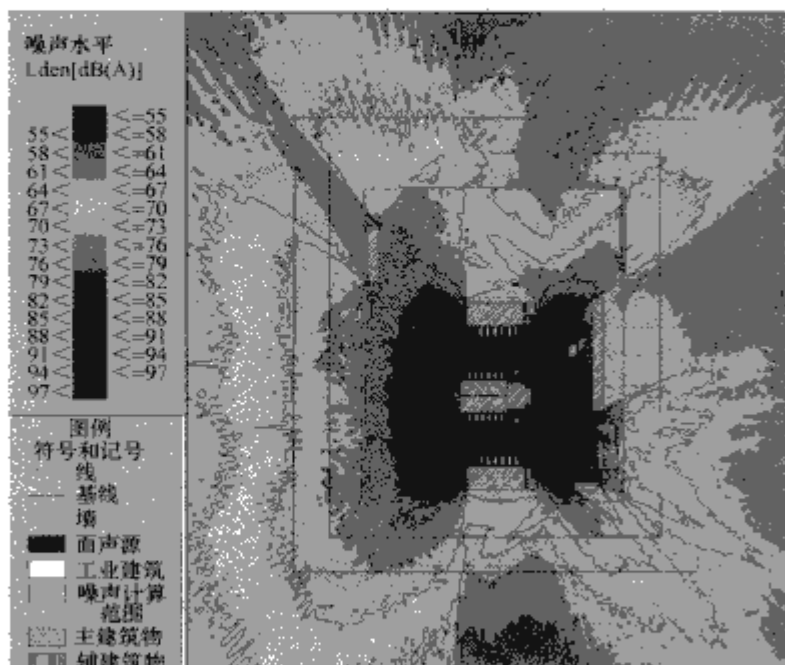


图 7.9-7 换流变压器不采取任何措施

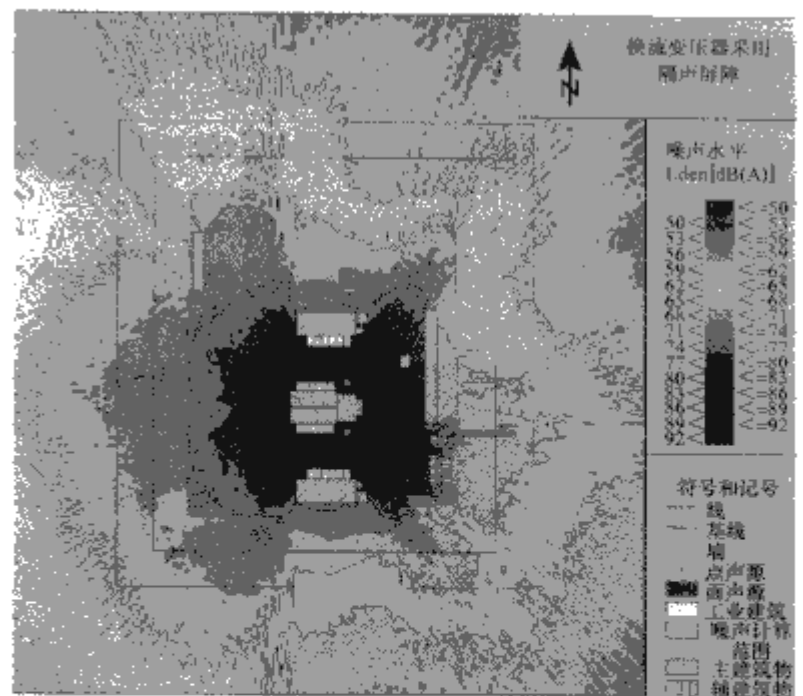


图 7.9-8 换流变压器采取隔声屏障措施

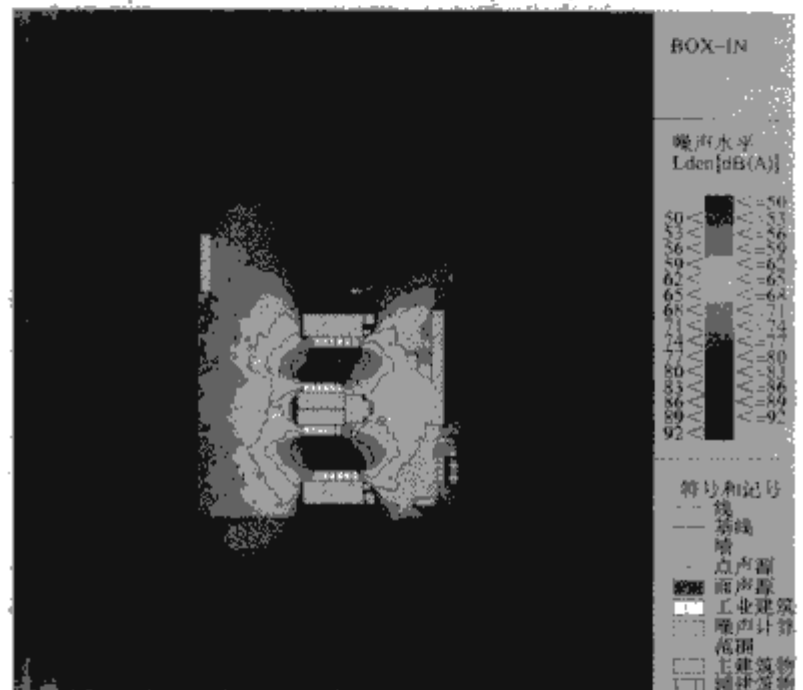


图 7.9-9 换流变压器采取全封闭措施（BOX-IN）

变压器未采取措施时的远场噪声分布和噪声水平差别不大，约降低了 5dB(A) 左右，对于近场的噪声分布和噪声水平有所改善，约降低了 10dB(A) 左右。当换流变压器采取全封闭隔声降噪措施，经计算后可见与采取隔声屏障方案比较，近场降低了 8dB(A) 左右，中场降低了约 20dB(A) 左右，远场降低了 15dB(A) 左右，降噪效果极为显著。

在已投运的高压换流站中采用了全封闭降噪措施，但这对换流变压器的运行检修带来了一定程度的不便，尤其是对换流变压器的快捷更换造成了一定的影响。因此，特高压换流站内换流变压器全封闭隔声设施采用新型的设计方案，全封闭设施分成两部分，一部分为固定设施，而另一部分将随换流变压器同进出。这样既满足了换流变压器隔声降噪的要求，又满足了设备运行检修及快速更换设备的需要。

#### 1.3.2.2 平波电抗器

在特高压换流站中，平波电抗器设备是另一个主要的噪声源。设备采用的是干式空心电抗器，布置采用户外布置。这造成平波电抗器将被安装在距地面 16~18m 的空间，这对平波电抗器的噪声治理是一个挑战。



为此,提出了多个方案。首先是对设备本体的降噪措施上着手,将设备设计成声功率较低的设备;其次考虑设备沉降布置安装加隔声屏障方案和采取隔声屏障方案。在向上一上工程中采用了仅在平波电抗器附近围墙上增加隔声屏障的方法。

经计算,在3m高围墙上增高13m隔声屏约300m,可以使平波电抗器附近围墙外噪声敏感点噪声计算值小于45dB(A),满足要求。模拟计算结果见图7.9-10。

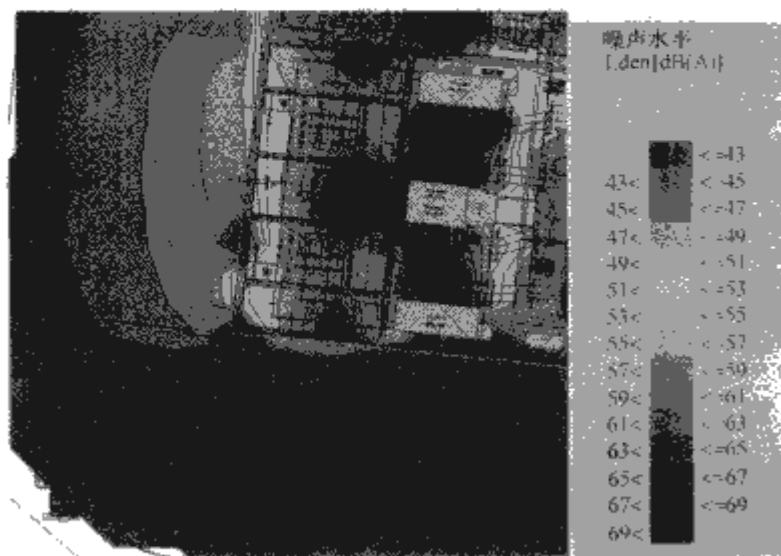


图 7.9-10 平波电抗器附近围墙高度增加13m后模拟计算结果

### 1.3.2.3 交流滤波器场设备

由于交流滤波器场场地较宽广,场地内的噪声源设备很多且布置分散,交流滤波器的电容器塔布置较高,这些对交流滤波器场的噪声治理度带来了难度。

交流滤波器场的噪声治理方案首先采取低噪声的滤波器设备,如低噪声的滤波电抗器,将滤波电容器塔采取双塔布置以降低它的高度。在交流滤波器的布置上考虑以下降噪方案;方案一,在滤波器场附近围墙上设置一定高度的轻型隔声屏障方案;方案二,可考虑将交流滤波器场地整体沉降配以隔声屏障方案;方案三,交流滤波器的电容器塔局部沉降电容器塔四周配以隔声屏障方案;方案四,交流滤波器场的滤波器组布置进行优化,采用田字布置。

各方案的计算结果见图7.9-11。

通过对各方案的噪声计算分析,在计算所假定的噪声源和换流站布置条件下,滤波器场降噪方案一和方案四在隔声屏障等效高度取10m时能满足噪声控制要求(场界50dB、敏感点50dB);滤波器场降噪方案二在隔声屏障高度取8m,下沉深度取3m时能满足噪声控制要求;滤波器场降噪方案三在隔声屏障高度取6m,下沉深度取5m时能满足噪声控制要求。

由于交流滤波器场地采用整体下沉或局部下沉,还将造成换流站的占地面积增大,不利于土地资源的节约利用。同

时,将对运行巡检和设备检修都带来不便,场地上需要增设许多排水设备和相应的电源等,工程投资将增加。

特高压换流站滤波器场的降噪措施采用0m场地布置加隔声屏障的方案,优化滤波器场地需视滤波器小组的数量确定。至于隔声屏障设置在交流滤波器围栏处还是在交流滤波器附近的围墙上,从隔声降噪效果看差别不大,需视工程中围墙挡坡情况而定。在围墙有条件情况下,可先考虑在围墙上设置轻型隔声屏障,该设置有利于运行检修的便利。

## 2 特高压直流输电线路设计

±800kV特高压直流输电线路具有电压高、电磁环境影响严重,电流大,降损要求高,输电距离长,所经地形复杂等特点。在导线、地线选择,绝缘子及绝缘子金具串形式,对地交叉跨越距离等方面均应深入研究,针对特高压直流输电线路的特点,得出相关结论。

### 2.1 导线的选择

导线的选择是特高压输电关键技术的重要课题,它对线路的输送容量、传输特性、环境问题(静电感应,合成场强的电强效应、离子流、无线电干扰、电视干扰、可听噪声等)、技术经济指标都有很大的影响。导线选择的目标是确保工程的经济、可靠和满足环保要求,因此,导线选择对±800kV特高压输电线路攻克技术难关和降低造价有着十分深远的意义。

特高压直流线路的架线工程投资一般要占工程本体投资的30%以上,再加上导线方案变化引起的杆塔和基础工程量(数量和材料重量)的变化,对整个工程的造价影响极大,直接关系到整个线路工程的建设费用以及建成后的技术特性和运行成本。所以在整个输电线路的技术经济比较中,应该对导线的截面和分裂形式进行充分的技术经济比较,推荐出满足技术要求而且经济合理的导线截面和分裂形式。

导线作为输电线路的部件之一,它的主要功能当然是安全可靠地输送电能,对特高压输电线路不仅要求满足环境保护的要求,而且在经济上还应是合理的,因此,对导线在电气和机械两方面都提出了严格的要求。在导线截面和分裂方式的选取中,要充分考虑导线的电气和机械特性。在电气特性方面,特高压线路由于电压的升高,导线电晕会引起各种问题,特别是环境问题(无线电干扰、电视干扰、可听噪声等),将比超高压线路更加突出。从世界一些国家的实验研究和工程实践情况看,一般均通过合理选择导线的截面和分裂方式来解决由电晕引起的环境影响问题。对于导线的机械特性,要使特高压输电线路能安全可靠地运行,导线要有优良的机械性能和一定的安全度,特别是线路经过高山大岭、大档距、大高差及严重覆冰地区时,导线必须具备优良的机

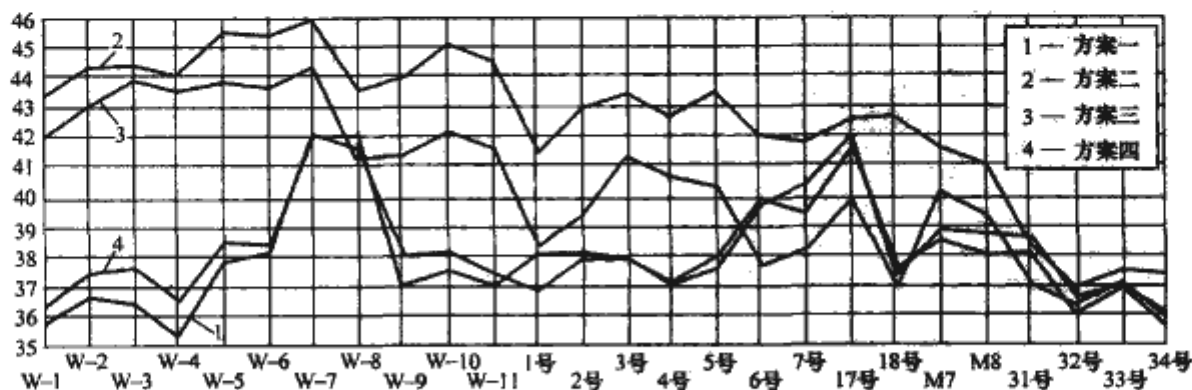


图 7.9-11 各方案在隔声屏障(等效高度9m)下对各测点噪声水平的影响



械性能和留有一定的安全裕度。

原则上,在导线选型时,应综合考虑下述因素:

- (1) 合理的经济性。
- (2) 导线的允许温升。
- (3) 电场效应。
- (4) 环境的影响:包括无线电干扰、可听噪声等。
- (5) 必要的机械强度。

此外,导线的选择还受到线路建设环境条件的控制,如设计荷载条件、海拔、线路长度等。对特高压直流线路的导线截面和分裂方式的研究,主要从电气特性、机械特性和投资分析三个方面对各种导线截面和分裂方式进行了详细的技术经济比较,推荐出在技术和经济上最优的导线截面和分裂方式。

按照我国现有导线制造的情况,通过电气性能、机械性能及对铁塔荷载设计的影响,综合设计、杆塔规划、导线制造、架线施工、运行维护及经济性等多方面因素,结合工程自然条件的实际情况,在保证送电线路的安全可靠性、抵御稀有条件下的抗过载能力的情况下,建议:

(1) 输送功率为6400MW时,轻、中冰区推荐采用 $6 \times \text{ACSR-720/50}$ 钢芯铝绞线,分裂间距450mm。

(2) 输送功率为7200MW时,在平丘地形、10mm及以下覆冰地段采用 $6 \times \text{JL/G3A-900/40}$ 导线,在山区、15mm覆冰地段采用 $6 \times \text{JL/G2A-900/75}$ 钢芯铝绞线,分裂间距450mm。

## 2.2 地线选择

对于特高压直流线路,地线上的感应电荷较大,使得地线表面电场强度很大,当超过其起始电晕电场强度时,地线也会出现电晕损失、无线电干扰和可听噪声等问题,因此地线选择不仅需考虑机械、电气、防腐等因素外,还需满足电晕要求。

地线选择的主要原则如下:

- (1) 热稳定要求:导线和地线间短路时,通过短路电流引起的温升应小于 $300^{\circ}\text{C}$ 。
- (2) 机械强度要求:设计荷载时,地线安全系数应大于导线安全系数。验算荷载时,其过载应力小于70%拉断应力,并进行覆冰抗过载能力校验。
- (3) 满足不均匀覆冰时,导地线静态接近应能耐受操作过电压的要求;导线脱冰跳跃或覆冰舞动时,导地线动态接近应能耐受最大运行电压的要求。
- (4) 配合导线取得合理的地线支架高度及防雷保护角。
- (5) 地线最小直径应满足地线不发生电晕。

为控制地线电晕,地线表面场强按不超过 $12\text{kV}/\text{cm}$ 考虑(一般直流线路导线的起始电晕电场强度约 $15\text{kV}/\text{cm}$ ),经计算,满足地线不发生电晕要求的地线直径应在18.0mm左右。

在 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电线路运行时,导线存在电晕现象,导线有电晕时地线表面电场强度值计算非常复杂,国内外尚未深入研究。目前在地线选择时按导线无电晕情况进行地线表面电场强度值计算。

参照以往500kV交、直流线路设计和运行经验,地线推荐采用具备导电性能好、单重轻、表面光洁度较好、耐腐蚀性能强、运行寿命长等优点的铝包钢绞线。

$\pm 800\text{kV}$ 向一上工程和锦屏一苏南特高压直流输电线路工程中,轻、中冰区地线采用LBGJ-180-20AC铝包钢绞线。

## 2.3 绝缘配合及防雷接地

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电线路绝缘子形式的选择及不同污秽地区的绝缘配置水平,不仅直接决定输电线路工程设计的结果,影响工程造价,而且关系到特高压直流线路的安全可靠运行。

超高压架空输电线路外绝缘水平主要取决于架空输电线路的工作电压、操作过电压和雷电过电压。特高压直流输电线路的绝缘子片数选择主要取决于工作电压下的污秽耐压特性。对输电线路而言,绝缘子串串长,是确定塔头尺寸及塔头结构设计的基础,直接影响线路工程造价和运行可靠性。对于 $\pm 800\text{kV}$ 等级的特高压直流输电线路,由于运行电压的提高,外绝缘水平一般由工作电压或操作过电压控制。

对于特高压和复杂恶劣的外绝缘环境条件,国内外没有现成的工程经验可以借鉴。因此,在污秽、高海拔、覆冰等共存的条件下,如何选择、设计特高压直流输电线路的绝缘子型式和绝缘配置等,是特高压直流输电工程面临的重大技术挑战,也是研究、设计、建设的重点和难点。一般采用电气几何模型、先导发展模型等方法进行对特高压直流输电线路防雷计算,确定特高压直流输电线路耐雷击性能和防雷接地措施。

### 2.3.1 绝缘子串片数选择

#### 2.3.1.1 绝缘设计的线性关系

根据我国 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电线路绝缘选择的研究结论,运行电压下的污秽条件是选择绝缘子片数的基础,操作过电压和雷电过电压条件通常不控制。因此,污秽绝缘子的耐压强度和串长的关系是否线性就非常关键。要建一个 $\pm 1000\text{kV}$ 级的人工污秽试验室,以全比例塔形布置来解决非线性问题,投资巨大,且通过少数试验数据,难以得到公认的结论。因为污闪试验数据的分散性很大,即使是同一试验室也会有6%~10%的差别,更何况线路现场污秽强度的判断误差远大于绝缘设计假定的10%非线性度。

以往国内外的交流500~1100kV线路和直流 $\pm(500 \sim \pm 600)\text{kV}$ 线路的绝缘污秽设计,都是按线性关系处理的。国外某些试验数据见图7.9-12~图7.9-14。

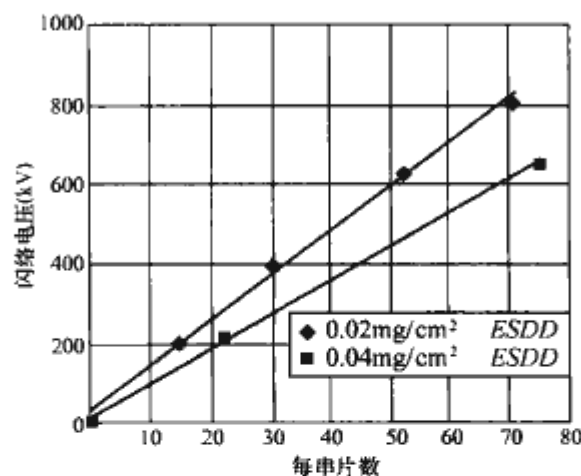


图 7.9-12 美国直流污秽绝缘子串试验数据

从以上国家对直流污秽绝缘子试验可知,直流悬式绝缘子的污闪电压和串长成线性关系。对于线路绝缘设计,当其等值盐密 $\text{ESDD} \geq 0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ 时,绝缘子的污闪电压和串长基本呈线性关系。

根据中国电力科学研究院1991年和2003年做的试验表明,绝缘子串长在40片以内,其闪络电压与片数成正比。美国试验表明,绝缘子片数50片时闪络电压与片数仍成正比;日本试验认为,绝缘子串长到14m时,其线性关系仍



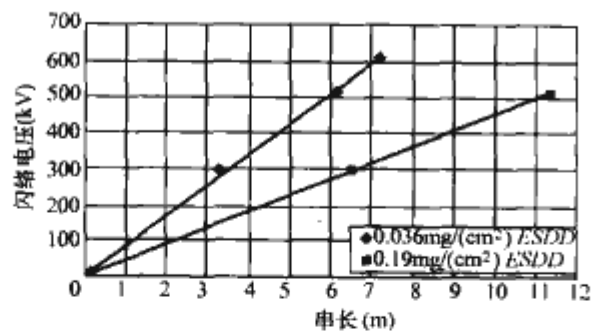


图 7.9-13 意大利直流污秽绝缘子串试验数据

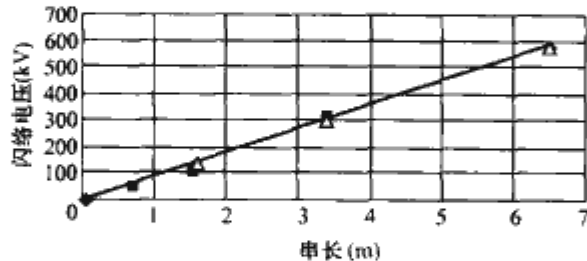


图 7.9-14 日本 NGK 直流污秽绝缘子串试验数据

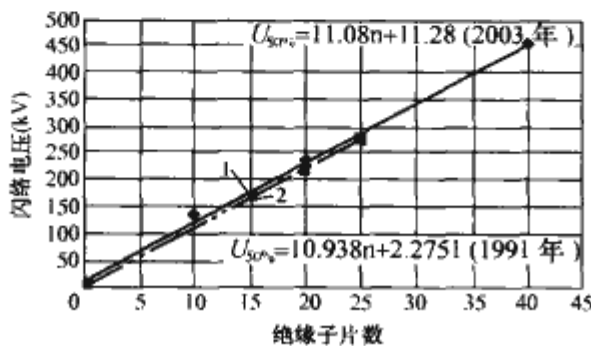


图 7.9-15 中国电力科学研究院有关试验数据  
1—1991 年试验曲线；2—2003 年试验曲线

然存在。因此，用短串的污闪或耐受电压来估算长串的污闪特性，在工程实用上是成立的，一般可将线性关系确认到特高压范围。如目前开展的±800kV 直流输电线路污秽外绝缘的设计。由于所有试验室线性曲线均为回归分析拟合得出，按图 7.9-15 所示数据，10 片/串的单片绝缘子闪络电压为 13.7kV/片、20 片/串得单片绝缘子闪络电压为 11.75kV/片、40 片/串的单片绝缘子闪络电压为 11.25kV/片，相差 4.4%~20.6%。按图 7.9-12 美国试验曲线直接回归求取单片绝缘子污耐压，其误差也在 5%~13% 左右。因此，如果仅仅根据若干片数的绝缘子串比例单元的直流污闪电压来估算工程所用绝缘子串的直流污闪电压，会产生较大偏差。

2.3.1.2 按运行电压污秽条件选择

直流输电具有稳定性高、输送容量大、调节迅速灵活等一系列优点，目前被国内外广泛采用。但由于恒定电场的吸尘作用和直流电弧的不易熄灭，在相同污秽程度下，绝缘子的直流污闪电压比交流污闪电压的有效值低。因此，在相同电压等级条件下，直流输电系统每极采用的绝缘子片数较交流每相采用的绝缘子片数多，其绝缘水平主要决定于绝缘子串的直流污秽放电特性。这些特性是在发展中逐渐认识的。

世界上第一条商业性高压架空直流线路是 1962 年投运的苏联的伏尔加—顿巴斯±400kV 线路，设计时清洁区绝缘子的爬电比距为 1.8cm/kV，污闪后调爬至 2.1cm/kV，1968 年在临近顿巴斯地区发生了 7 次停电时间长达 1min 污闪事故，经过科研试验，决定将爬距调至 2.6cm/kV。早期投运的高压直流线路的污闪事故见表 7.9-8。

表 7.9-8 1973 年~1974 年污闪事故统计

线路名称	等价单极运行长度 (km)	电压 (kV)	爬电比距 (cm/kV)	事故率 [次/(100km·年)]
苏联伏尔加—顿巴斯	940	±400	1.8	1.8
美国太平洋联络线	2724	±400	2.8~3.5	4.8
新西兰南北岛联络线	41	±250	2.5	19.5
瑞典—丹麦联络线	95	±250	3.3~3.9	47.4
意大利撒丁岛本土联络线	292	±200	2.5~6.1	27.4

我国±500kV 葛—上线是 1989 年 9 月 17 日单极投入运行，1990 年 8 月双极投运。1998 年 9 月之前由于负荷很小，直流线路降压运行，当全压运行后，污闪连续发生。至 2000 年 4 月，全线共发生污闪 20 次。其中：1990 年 2 次，1992 年 1 次，1995 年 1 次，1996 年 2 次，1997 年 3 次，1998 年 2 次，1999 年 5 次，2000 年 5 次。导致于 2000 年底进行全线大规模调爬。

±500kV 天广线是 2001 年 6 月投入双极运行的，全长 959.389km，至 2005 年 8 月共发生污闪事故 6 次。±500kV 贵广线是 2004 年 9 月投入双极运行的，全长 902.012km，至 2005 年 8 月未发生过污闪事故。上述两条线路的基本绝缘配置为 34 片和 37 片。

总之，污闪是非常复杂的，很难预测哪一绝缘水平配置可以不污闪，故应吸取教训，适当留有裕度。

2.3.1.3 按±500kV 线路的绝缘水平外推

我国第一条±500kV 葛南线的绝缘配合设计，当时是参照交流线路爬距并由电力部邀请加拿大泰西蒙公司进行咨询设计，绝缘子有关污闪试验数据采用日本 NGK 公司的 CA735 (160kN) 瓷质绝缘子（若无说明，以下均指此型绝缘子），其绝缘子选择片数见表 7.9-9。

表 7.9-9 ±500kV 葛南线悬垂绝缘子片数

等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	0.03	0.05	0.07	0.10	0.25	备注
设计最小片数	28	32	34	37	45	咨询设计
杆塔间隙允许片数	32	36	39	43	52	
施工架线片数	30	32	34	36	44	
运行调爬片数	34	37	合成绝缘子			2000 年调爬

葛南线自 1989 年投运以来，虽降压运行，但污闪事故多次发生 [因污闪导致的行波保护动作率为 0.17 次/(百 km·年)]，迫使其多次调爬。

±500kV 龙政直流线路是 1999 年上半年完成技术设计的，当时葛南线的运行经验还未反馈到位，其绝缘子片数选择见表 7.9-10。

表 7.9-10 ±500kV 龙政线悬垂绝缘子片数

污秽等级	0	I	II	III
等值盐密 (mg/cm²)	0.03	0.05	0.08	0.15
华中段龙政线初设配置	30	31	35	42
华东段龙政线初设配置	29	33	37	42
设计调爬	32	34	40	合成绝缘子

龙政线是 2002 年 12 月 21 日单极投运，2003 年 6 月 21 日双极投运，运行不到一年，2004 年 1~2 月，相继发生 4



次污闪跳闸，尚有不少地点出现了不同程度的放电现象，严重影响系统的安全运行。2004 年 3 月，运行部门决定全线调爬，起点调至 37 片，中、重污区采用合成绝缘子。2005 年 3 月，又进行了局部调爬（长度为 6.8m）。

2003 年设计的±500kV 三广和贵广直流线路的绝缘配合设计参照了已建葛南和龙政线调爬经验，其基本绝缘配置为：一般地区和轻污区采用 37 片瓷或玻璃绝缘子；中污区采用 44 片；重污区全部为合成绝缘子。自 2004 年投运以来，未发生过污闪事故。

在 2004 年设计的±500kV 三沪线设计中，取消了 0 级污区，Ⅰ级污区采用不低于 40 片绝缘子（铁塔间隙按 42 片），绝缘配置水平较其他线路有较大提高，Ⅱ级污区及以上全部采用合成绝缘子。

2000 年日本开始建设的±500kV 阿南纪北线，全长 50.9km，最高海拔 750m，采用 NGK 钟罩式直流绝缘子（结构高度 170mm/盘径 320mm），全线分 6 个污区，选择的片数见表 7.9-11。

表 7.9-11 ±500kV 阿南纪北线绝缘配置一览表

污秽等级	A'	A	B	C	D'	D
设计盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	0.03	0.063	0.125	0.25	0.375	0.50
设计污耐压值 (kV/片)	14.7	11.8	9.5	7.7	6.8	6.3
选择片数	34	43	53	65	74	80

注 表中插求得盐密 0.05mg/cm<sup>2</sup> 要求片数为 40。

目前的关键是 0.05mg/cm<sup>2</sup> 污区是 37 片或是 40 片，前者反映天广、贵广的运行情况，后者是发展大趋势，两者的差距是 8%。若假定绝缘子串的污耐压与串长成正比，推得±800kV 线路要求的片数见表 7.9-12。

表 7.9-12 ±800kV 线路的绝缘配置（线性外推法）

污秽等级	清污区	中污区	重污区
等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	0.05	0.08	0.15
按 37 片推算（片）	60	70	83
按 40 片推算（片）	64	75	91

注 绝缘子结构高度 170mm。

2.3.1.4 按爬电比距法选择

早在±500kV 葛—南线路设计时，电力部向泰西蒙公司便提出了我国电网 110~220kV 线路防污运行经验总结，见表 7.9-13。

表 7.9-13 运行经验总结

电压等级 (kV)	等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	绝缘子		相电压情况下爬电比距 (cm/kV)	额定电压情况下爬电比距 (mm/kV)
		数量 (片)	爬距 (mm)		
110	0.03	7	280	3.09	1.78
	0.145	7	410	4.52	2.6
220	0.025	13	280	2.87	1.65
	0.05	13	320	3.53	1.9
	0.074	13	410	4.2	2.4

通过对表 7.9-13 的数据方析，可以初步得出在导线对地电压情况下，爬电比距与等值盐密的关系曲线及对数拟合表达式，见图 7.9-16。

$$A = 0.889 \ln(ESDD) + 6.2606$$

式中 A 为要求的爬电比距，cm/kV；ESDD 为等值盐密，

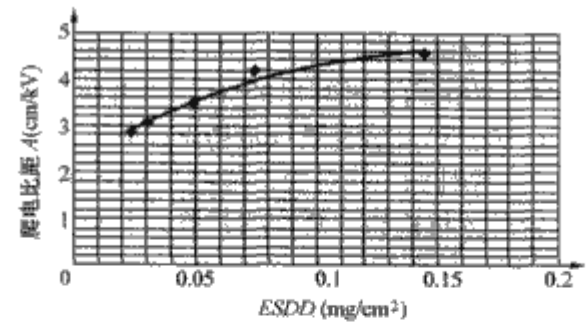


图 7.9-16 盐密与爬距关系曲线

mg/cm<sup>2</sup>。

参照中国电力科学研究院的测试数据和湖北对±500kV 葛南直流线路与附近交流线路绝缘子积污的测试结果，可以认为在内陆地区同一环境条件下，直流线路绝缘子串积污比（等值盐密）是交流线路的 2.0 倍，按上式计算出直流线路爬电比距应满足表 7.9-14 的要求。

表 7.9-14 推算的直流线路要求的爬电比距表

直流等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	等效交流等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	推算的直流线路要求爬电比距 (cm/kV)
0.03	0.06	3.76
0.05	0.10	4.21
0.08	0.16	4.63
0.15	0.30	5.19

由于大多数绝缘子的污闪电压提高倍数要低于其爬电距离提高倍数，绝缘子爬电距离的利用存在有效系数问题。我国以 XP-70 型和 XP1-160 型两种绝缘子为标准绝缘子，其有效系数为 1。其余瓷绝缘子有效系数一般在 0.84~0.92 之间，取所选绝缘子的爬电距离有效系数为 1.0~0.9（标准绝缘子除外），在海拔 1000m 以下地区，推算到±（500~±800）kV 线路应需要的绝缘子片数见表 7.9-15。

表 7.9-15 按爬电比距选择绝缘子片数结果

直流等值盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	要求爬电比距 (cm/kV)	绝缘子特性			线路所需片数	
		规格 (kN)	几何爬电距离 (mm)	有效系数	±500kV	±800kV
0.03	3.76	160	560(545)	1.0	34(35)	54(56)
		210	560(545)	1.0	34(35)	54(56)
		300	635	0.90	33	53
		400	560	0.90	38	60
0.05	4.21	160	560(545)	1.0	38(39)	61(62)
		210	560(545)	1.0	38(39)	61(62)
		300	635	0.90	37	59
		400	560	0.90	42	67
0.08	4.63	160	560(545)	1.0	42(43)	67(68)
		210	560(545)	1.0	42(43)	67(68)
		300	635	0.90	41	65
		400	560	0.90	46	74
0.15	5.19	160	560(545)	1.0	47(48)	75(77)
		210	560(545)	1.0	47(48)	75(77)
		300	635	0.90	46	73
		400	560	0.90	52	83

注 括号中数值为爬距，为 545mm 绝缘子的数据。

用以上方法计算出的±500kV 线路的绝缘子片数与已建直流线路进行对比,在盐密为 0.03~0.05mg/cm<sup>2</sup> (一般地区和轻污区)范围内,推算出的 34、38 片比原葛南线最初设计取值的 30、32 片和龙政线最初设计取值的 31、33 片要多,而与后来设计的三广、贵广线在此盐密范围内均取为 37 片相当。经过运行检验,葛南线最终运行调爬到 34、37 片,龙政线最终运行调爬到 37、44 片。因此,原电力部向泰西蒙公司提供的在我国已有成功运行经验的 110~220kV 线路的爬电比距,基本符合我国线路运行的实际情况。

2.3.1.5 按污耐压法选择

(1) 绝缘子污闪特性曲线。对于第一条新建线路或者采用新型绝缘子,原则上要用此法。即选择适合的试验室和试验方法,求出预选型号绝缘子的污闪电压曲线。有关绝缘子盐密与耐压的关系下面以采用日本 NGK 及中国电力科学研究院为三沪线设计的有关污耐压试验数据值进行计算,同时还参考了清华大学和重庆大学的实验数据,各组数据均存在一定分散性。NGK 公司单片 CA-735EZ 型绝缘子污耐压值见表 7.9-16,从表中可看出,其数据存在较大分散性。

ESDD (mg/cm <sup>2</sup> )				备 注
0.03	0.05	0.08	0.15	
17.8	15.2	13.2	10.7	1988 年 NGK 提供葛南线设计用
15.01	12.72	10.86	9.08	2000 年 NGK 提供龙政线设计用
13.5	11.9	9.8	7.9	1986 年日本在 CIGRE 会上介绍
13.5	11.6	10.0	8.2	1997 年日本±500kV 阿纪线用

注 1. 所有数据灰密为 0.1mg/cm<sup>2</sup>。  
2. 葛南数据为硅藻土,按 4 次耐压法得出。  
3. 龙政数据为高岭土,按上下法求出闪络电压。

表 7.9-16 反映了 NGK 自身数据的变化,表 7.9-17 则反映了美国电科院数据的变化。

ESDD (mg/cm <sup>2</sup> )					备 注
0.03	0.05	0.08	0.15		
系列试验报告	14.3	11.7	10.1	8.7	1983 年
CIGRE 会上报告	15.4	12.0	10.0	8.6	1986 年
美日联合试验	17.7	15.0	12.8	10.7	1988 年

NGK 最后将美日联合试验数据提供给中国的有关设计院,见图 7.9-17。该试验数据不多,且分布在 ESDD = 0.022mg/cm<sup>2</sup> 和 0.2mg/cm<sup>2</sup> 附近,而适用范围 0.03 ~ 0.15mg/cm<sup>2</sup> 段却没有试验数据,是通过数学拟合得出来的。

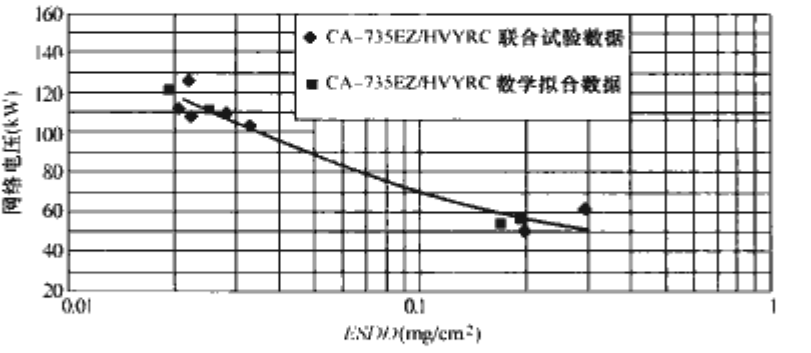


图 7.9-17 NGK 直流绝缘子污秽耐受电压特性  
日本 NGK 公司所作的 CA-735EZ 直流基准绝缘子盐密与耐压关系曲线详见图 7.9-18。

根据我国电力科学研究院在灰密为 1mg/cm<sup>2</sup> 下,使用升

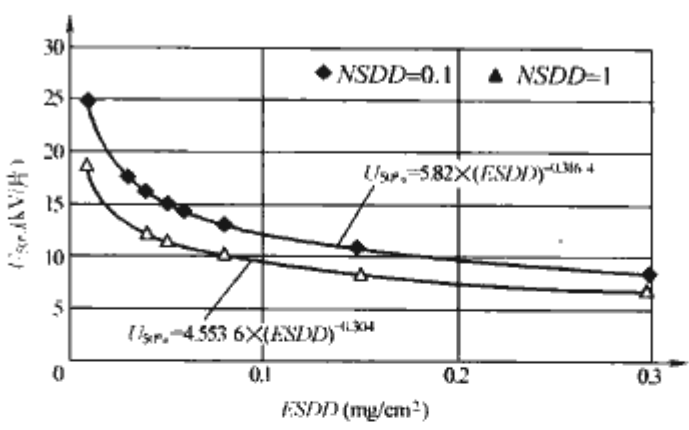


图 7.9-18 均等污秽条件下盐密与耐压的关系  
降法获得的绝缘子污闪耐受电压与盐密的关系可表示为下式

$$U_{50\%} = 3.66(ESDD)^{-0.38}$$

式中: ESDD 为盐密, mg/cm<sup>2</sup>。

经过对比计算分析, NGK 试验数据与我国电力科学研究院试验数据相差不大。

(2) 试验盐密的确定。在试验时确定试验盐密时应考虑对可溶盐种类和有机可溶物对等值盐密的影响。由于自然污秽中硫酸钙的大量存在使绝缘子污闪电压显著提高,根据试验单一 NaCl 所对应的试验盐密与不同 Ca++ 离子浓度组合盐所对应的等值盐密的比值 K<sub>1</sub> 可表示为

$$K_1 = 1 - 1.13D^{2.57}$$

式中: D 为组合盐中 Ca++ 离子的当量浓度。

根据中国电力科学研究院有关试验,有机可溶物的影响在等值盐密较小时(小于 0.1mg/cm<sup>2</sup>)不进行等值盐密的修正,可视等值盐密为试验盐密。当等值盐密大于 0.1mg/cm<sup>2</sup> 时,可按上式进行等值盐密的修正。

(3) 灰密的修正。考虑到污秽导致放电的关键是其中水溶性物资溶于水造成的导电性,而不溶于水的成分起的作用是在潮湿气候条件下吸收水分,以保持污层潮湿促进导电性能的增长。因此,在等值盐密相同的情况下,绝缘子的污闪特性还受灰密的影响。

有关单位对已建龙政直流线路沿线灰密与盐密比值的测量结果如图 7.9-19 所示。

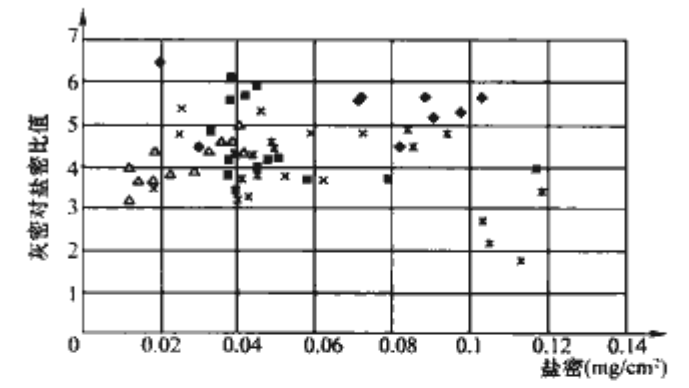


图 7.9-19 龙政线各区段绝缘子表面灰密与上下表面盐密比(2004 年 3~4 月测量)

从图 7.9-19 可得出,设计时在不同盐密情况下,可取盐密与灰密比值为 1:6。目前国外普遍采用美国 EPRI 提出的修正方法,即绝缘子的人工污耐受电压与灰密的 -0.15 次方成比例的降低。日本 NGK 根据新的试验数据,提出绝缘子 50% 闪络电压 U<sub>50%</sub> 与 NSDD 的 -0.12 次方成比例的降低。中国电力科学研究院最新直流污秽试验结果表明,灰密(NSDD)对绝缘子直流污闪特性的影响不仅与灰密有关,也与等值盐密有关,即可按下式表示

$$K_1 = 0.98(NSDD)^{-n}$$
$$n = 0.25(ESDD)^{0.15}$$



(4) 绝缘子上下表面积污不均匀修正。自然污秽绝缘子每片上下表面、同一表面的不同部位及同一串绝缘子各片之间污秽量分布不一样,有时上、下表面积污量相差 2~10 倍,其污闪电压较均匀积污提高 10%~20%。图 7.9-20 为有关单位对已建葛南直流线路绝缘子上下表面积污比的测量结果曲线。

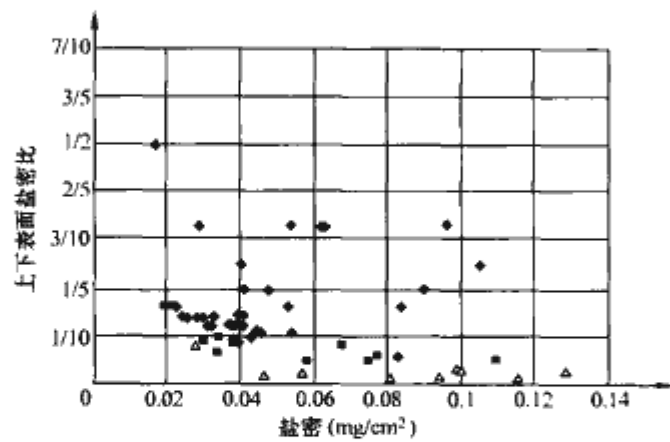


图 7.9-20 葛南线路绝缘子表面灰密与盐密比  
(直流自然污秽试验站)

在不同环境中直流绝缘子上下表面污秽分布复杂,参照中国电力科学研究院总结数据,通用直流绝缘子伞裙上下表面的盐密见表 7.9-18。

表 7.9-18 直流通用绝缘子上下表面积污比

等值盐密 (mg/cm²)	0.03	0.05	0.08	0.10	0.15
积污比	1/3	1/5	1/8	1/10	1/10

根据美国电科院 (EPRI) 有关试验得出修正系数为

$$K_2 = 1 - 0.38 \lg(T/B)$$

式中:  $T/B$  为上下表面积污比 (等值盐密比)。

中国电力科学研究院为三沪线路最新试验研究表明,通用型绝缘子上下表面积污不均匀修正系数  $K_2$  不仅决定于上下表面盐密比,而且还受等值盐密的影响,可表示为

$$K_2 = 1 - m \lg(T/B)$$

式中: 等值盐密  $ESDD \leq 0.1 \text{ mg/cm}^2$ ,  $m=0.2$ ; 等值盐密  $ESDD \geq 0.1 \text{ mg/cm}^2$  时,  $m=0.3$ 。

(5) 绝缘配合安全裕度的确定。由线路设计闪络概率  $P$  确定单串闪络概率  $p$  为

$$P = 1 - (1 - p)^n \approx np \text{ (当 } n \text{ 很大时)}$$

式中:  $n$  为并联绝缘子串数。

绝缘子串污秽闪络电压按正态分布函数  $\phi(K) = 1 - p$  分布,  $K$  由正态分布表得出,可由单串闪络概率  $p$  和标准偏差  $\sigma$  (可取 7%或由试验数据计算) 计算耐受电压  $U'$

$$U' = (1 - K\sigma)U_{50}$$

安全系数  $K$  取值取决于  $ESDD$  的准确性,如果  $ESDD$  取值准确,则  $K$  取较小值,反之则  $K$  取较大值。而且安全系数  $K$  的取值取决于线路的重要性,如线路特别重要,则要求单串闪络概率  $p$  小,因此  $K$  取较大值,反之则  $K$  取较小值。

(6)  $\pm 800 \text{ kV}$  级线路的绝缘子片数选择。参照  $\pm 500 \text{ kV}$  直流的计算流程,计算结果见表 7.9-19。

表 7.9-19 用 NGK 方法按绝缘子下表面盐密选择  
 $\pm 800 \text{ kV}$  级线路绝缘子片数

污秽等级	轻污区	中污区	重污区
盐密 (下表面, mg/(m²))	0.05	0.08	0.15
绝缘子上下表面积污比	1/5	1/8	1/10

续表

污秽等级	轻污区	中污区	重污区
绝缘子上表面灰密 $H_1$ (mg/cm²)	0.3	0.48	0.9
线路最高运行电压 (kV)	816		
要求耐受电压 $U_{50\%}$ (kV)	1033		
NGK 提供 $U'_{50\%}$ (kV) 绝缘子下表面灰密 $H_2 = 1 \text{ mg/cm}^2$	11.32	9.81	8.11
灰密修正系数 $K_1 = (H_1/H_2)^{-0.12}$	1.155 43	1.092 07	1.012 72
灰密校正后 $U'_{50\%} = U'_{50\%} \times K_1$ (kV)	13.080 2	10.716 8	8.209 45
上下表面积污比校正系数 $K_2 = 1 - 0.38 \lg(T/B)$	1.265 61	1.343 17	1.38
积污比校正后 $U''_{50\%} = K_2 \times U'_{50\%}$ (kV)	16.554 4	14.394 6	11.329
要求绝缘片数 ( $U_{50\%}/U''_{50\%}$ )	63	72	92

### 2.3.1.6 按最近设计和已运行线路绝缘配置进行推算

参照三沪  $\pm 500 \text{ kV}$  线路绝缘配置,取消了清洁区 (盐密  $0.03 \text{ mg/cm}^2$ ),全线污秽划分等级直接从轻污区 (盐密  $0.05 \text{ mg/cm}^2$ ) 开始,在盐密为  $0.05 \text{ mg/cm}^2$  污区段选用  $160 \text{ kN}$  ( $210 \text{ kN}$ ) 型悬垂绝缘子片数为 40 片 (铁塔设计按 42 片) 进行推算,  $\pm 800 \text{ kV}$  直流线路绝缘子片数选择结果见表 7.9-20。

表 7.9-20  $\pm 800 \text{ kV}$  线路绝缘子片数推算表 (按三沪线推算)

污区盐密 (mg/cm²)	0.05	0.08	>0.12
三沪线取值 (160、210、400kN)	40 (42)	47	52
单位爬电比距 (cm/kV)	4.35 (4.57)	5.11	5.65
$\pm 800 \text{ kV}$ 推算取值 (160、210kN) (爬电比距 560)	64 (68)	76	84
$\pm 800 \text{ kV}$ 推算取值 (300kN) (爬电比距 635)	57 (60)	67	74
$\pm 800 \text{ kV}$ 串长 (单片高 170mm)	10 880 (11 560)	12 920	14 280

注 括号内数据为三沪线按 42 片配置对应的推算数据。

### 2.3.1.7 绝缘子片数选择结果分析

通过采用爬电比距、污耐压、运行经验推算等方法进行  $\pm 800 \text{ kV}$  直流线路绝缘子片数选择,各种方法均存在不足之处,对绝缘子片数选择结果影响较大。表 7.9-21 为采用几种方法选择出的海拔 1000m 以下地区  $\pm 800 \text{ kV}$  直流线路绝缘子片数比较。

表 7.9-21  $\pm 800 \text{ kV}$  直流线路绝缘子片数选择结果比较表

污区	盐密 (mg/cm²)	绝缘子形式 (kN)	爬电比距法	污耐压法			污耐压法 (NGK)	按三沪线推算
				中国电力科学研究院	清华大学	重庆大学		
轻污区	0.05	160	61	67	66	68	63	64
		210	61					
		300	59	59	56	54	55	57
		400	67	64			53	64
中污区	0.08	160	67	83	84	79	72	76
		210	67					
		300	65	78	58	63	63	67
		400	74	81			60	76

续表

污区	盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	绝缘子 形式 (kN)	爬电比 距法	污耐压法			污耐 压法 (NGK)	按三 沪线 推算
				中国电力 科学研 究院	清华 大学	重庆 大学		
重污区	0.15	160	75	94	102	99	92	84
		210	75					
		300	73	89	83	76	81	74
		400	83	89			77	84

注 中国电力科学研究院片数为 0m 海拔数据, 1000m 海拔还应进行校正。

从表 7.9-21 可以看出, 不同方法选择出的绝缘子片数, 在轻污区 (盐密为 0.05mg/cm<sup>2</sup> 时) 相差 7 片左右, 对于中、重污区 (盐密 0.08~0.15mg/cm<sup>2</sup> 时), 绝缘子片数相差更大。为了铁塔设计的经济性, 参照目前我国对中、重污区绝缘配置的处理方法, 对于中、重污区, 将要建设的 ±800kV 直流线路, 只能采用合成绝缘子来解决。

综合考虑上述因素, 建议海拔小于 1000m 地区, ±800kV 直流线路最高运行电压下, 绝缘子片数选择结果见表 7.9-22。

表 7.9-22 悬垂绝缘子串绝缘子片数结果 片

海拔 (m)	污区 盘式	轻污区 (0.05mg/cm <sup>2</sup> )	中污区 (0.08mg/cm <sup>2</sup> )	重污区 (0.15mg/cm <sup>2</sup> )
1000	CA-735EZ(210kN)	64	75	91
	CA-756EZ(300kN)	56	67	81
	CA-765EZ(400kN)	64	75	91
1500	CA-735EZ(210kN)	66	78	94
	CA-756EZ(300kN)	58	69	84
	CA-765EZ(400kN)	66	78	94

注 以上绝缘配置不含重冰地区绝缘配置, 三伞形绝缘子配置片数可适当减少。

2.3.2 耐张串的绝缘子片数选择

运行经验表明, 由于耐张绝缘子串受力比悬垂绝缘子串大, 容易产生零值绝缘子, 因而通常使用耐张绝缘子片数比同级悬垂串绝缘子片数增加 1~2 片。绝缘子串水平布置时, 由于自清洗能力较好, 在同一污区, 其污耐值明显高于悬垂串。从经济上考虑, 耐张串的绝缘子片数在悬垂串片数的基础上不再考虑增加, 而且不必采用大爬距防污绝缘子。国内外超、特高压交直流线路耐张绝缘子串均采用盘式瓷或玻璃绝缘子, 而不考虑采用合成绝缘子, 所以在同等污秽和海拔条件下, 建议耐张串与悬垂串取相同的绝缘子片数, 绝缘配置留有裕度。中国电力科学研究院《±800kV 直流绝缘子污秽放电特性及高海拔放电系数研究》报告中指出: 线路绝缘子海拔修正系数为海拔每升高 1000m 直流钟罩形绝缘子应补偿 5.9%, 外伞形绝缘子应补偿 3.9%, 复合绝缘子应补偿 6.4%。

目前对污秽绝缘子的闪络电压与气压的关系一般均采用 Philips 的公式表示, 即

$$U = U_0 (p/p_0)^n$$

式中:  $U$  为气压为  $p$  时的污闪电压;  $U_0$  为气压为  $p_0$  时的污闪电压;  $p$  为实际海拔对应气压值;  $p_0$  为基准气压, 101.325kPa;  $n$  为海拔校正指数。

气压影响特征指数 (污闪电压随气压下降指数)  $n$  与污秽程度、绝缘子结构、电压类型等有关。计算表明, 若取均值  $n=0.5$  (IEC 建议值), 当变化为 0.4~0.6 时, 海拔在

2000m 及以下时, 闪络电压的波动范围为 ±3%, 应该是可以接受的。一般而言, 海拔每升高 500m, 绝缘子应补偿 3.1%; 海拔每升高 1000m, 绝缘子应补偿 6.2%。

2.3.3 合成绝缘子的配置

国内外污闪试验结果 (包括 STRI 试验) 证实: 同等污秽, 即便在亲水性状态下, 复合绝缘子污闪电压比瓷和玻璃绝缘子高 50% 以上, 因此, 同样运行电压下, 合成绝缘子爬距仅需要瓷和玻璃绝缘子爬距的 2/3 即可。按照目前 ±500kV 超高压直流输电线路绝缘配置, 合成绝缘子爬距定为瓷绝缘子爬距的 80% 以上已经有相当裕度。

采用污耐压法设计合成绝缘子配置方案, 同样需要像瓷绝缘子那样进行污秽成分校正和污秽不均匀分布校正。绝缘配置方案推荐的基于污耐压法在工程设计中被广泛采用, 它是在现场污秽调研和试验研究的基础上, 充分考虑污秽成分、上下表面污秽不均匀、灰密等因素对绝缘子污闪电压的影响, 并考虑试验分散性后给出绝缘配置方案。

根据瑞典和中国电力科学研究院试验结果的拟合公式可以得到不同试验盐密 SDD 下的  $U_{50\%}$ , 其计算结果见表 7.9-23。

按照中国电力科学研究院试验结果, 上下表面不均匀校正系数取为 1.065。灰密校正公式为

$$k_1 = (NSDD_1/NSDD_2)^{-0.12}$$

这一校正公式是综合了国内外多家研究单位对不同的绝缘子试验研究的结果。日本 NGK 对三伞绝缘子和普通钟罩形绝缘子等多种绝缘子研究的结果如此, 其幂指数为 -0.12。中国电力科学研究院 1984 年采用钟罩形绝缘子在重污秽条件下研究得到的幂指数为 -0.1225, 在 1991 年再次研究的结果得到的幂指数为 -0.1178。因此上述瓷绝缘子灰密校正公式取 -0.12 是合理的。

表 7.9-23 中国电力科学研究院采用污耐压法进行绝缘配置的基本计算参数

污区	试验盐密 (mg/cm <sup>2</sup> )	闪络电压 $U_{50\%}$ (kV/m)	污秽不均 匀校正 系数	灰密 校正系数	污秽成分 校正系数
轻污区	0.05	110.9	1.065	1.00	暂不作校正, 取为 1.0
中污区	0.08	94.5	1.065	1.06	暂不作校正, 取为 1.0
重污区	0.15	76.3	1.065	1.14	暂不作校正, 取为 1.0

污耐压法设计外绝缘配置方案中污秽成分、上下表面污秽不均匀、灰密三项修正是必须考虑的。瓷和玻璃绝缘子这三者目前都有一定的参考, 其中污秽成分的校正也是近年才提出来得, 实际工程使用不多。对于合成绝缘子来说, 到目前为止, 上下表面污秽度的校正有一定的参考数据, 对于亲水性下合成绝缘子灰密校正可以借鉴瓷和玻璃绝缘子的研究结果, 但是污秽成分的校正还没有进行过研究。

值得说明的, 由于试验污秽所用导电性物质全部都是 NaCl, 而实际污秽有相当多的导电成分是溶解度、导电性差很多的 CaSO<sub>4</sub>。因此现场等值盐密 ESDD 与实验室试验盐密 SDD 的数值并不相等, 一般来讲 ESDD 会高出 SDD 不少。因此, 假设 I 级污区现场 ESDD 取为 0.05mg/cm<sup>2</sup> 时, 实验室试验盐密 SDD 并不需要这么高, 两者之间可以通过系数进行修正, 而修正公式需要根据 800kV 沿线的污秽成分来确定。

另外, 合成绝缘子采用污耐压法设计绝缘配置, 其试验数据都是基于合成绝缘子完全亲水性条件的。而质量过关的



合成绝缘子完全亲水性在实际运行中出现的可能性并不是太大,憎水性状况下的污闪电压还会高于亲水性的污闪电压。中国电力科学研究院对 2.38m 合成绝缘子在憎水性状态下进行污闪试验结果得到污闪电压为 403kV(污秽度  $SDD/NSDD=0.1/0.6\text{mg}/\text{cm}^2$ ), 闪络梯度为  $200.5\text{kV}/\text{m}$ , 远远高于同等污秽条件; 亲水性状态下的闪络梯度为  $79.8\text{kV}/\text{m}$ 。

为了考虑可靠性, 往往需要从 50% 闪络电压  $U_{50\%}$  中及试验的分散性  $\sigma$  (通常取为  $\sigma=0.07$ ) 来计算出较低闪络概率下的电压值作为耐受电压  $U_w$ 。分散性  $\sigma$  的确定会直接影响耐受电压的计算, 并进一步影响污耐压法的风险程度或者保守程度。一般来说, 认可的耐受概率越高, 需要从 50% 闪络电压中减去的分散性就越多,  $U_w$  也就越低; 污闪电压的分散性越大,  $U_w$  就越低。

目前, 对于线路瓷绝缘子来说, 由于其分布较广, 工程上多采用单串耐受概率为 99.87%, 闪络概率 0.13% 时,  $U_w=U_{50\%}(1-3\sigma)$ , 此时的安全裕度比较高。因此, 试验分散性  $\sigma$  完全是出于安全裕度的考虑, 并非一定取  $3\sigma$ 。况且  $3\sigma$  已经到了概率很低的部分, 对于放电电压在如此低的概率部分是否依然遵守正态分布, 国内外一直有疑问。

根据瑞典和中国电力科学研究院试验结果, 考虑污秽成分、上下表面污秽不均匀、灰密(取为 1.0, 实际是没有校正)三项修正后的闪络梯度见表 7.9-24。

表 7.9-24 根据瑞典和电科院试验结果校正后的闪络电压

污区	轻污区	中污区	重污区
计算参数污秽度 ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	0.05	0.08	0.15
$U_{50\%}$ ( $\text{kV}/\text{m}$ )	118.1	106.7	92.6

根据表 7.9-24 闪络电压计算出各种情况下的绝缘子长度(计算取 800kV 直流最高运行电压为 816kV)见表 7.9-25。

表 7.9-25 ±800kV 直流合成绝缘子计算串长

污区	轻污区	中污区	重污区
计算参数 $ESDD$ ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	0.05	0.08	0.15
合成绝缘子长度 (m)	8.7	9.7	11.2
爬距 (m)	30.2	33.2	38.6

表 7.9-25 推荐的合成绝缘子串长分别为同污秽条件下 210kN 瓷绝缘子串长的 80%、74% 和 70%, 爬距分别相当于 85%、80% 和 76%。

中国电力科学研究院《±800kV 直流绝缘子污秽放电特性及高海拔放电系数研究》报告中, 推荐合成绝缘子长度意见见表 7.9-26。

表 7.9-26 中国电力科学研究院推荐的±800kV 直流合成绝缘子基本绝缘配置

伞形	污区	中污区	重污区	重污区
一大二小	计算参数 $ESDD$ ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ )	0.08	0.15	0.25
	合成绝缘子长度 (m)	9.5	10.5	12.81

从表 7.9-25 和表 7.9-26 可以看出, 两种方法选择合成绝缘子串长基本一致, 具体串长取值应结合杆塔间隙圆、已有产品形式及价格等综合考虑确定。

目前, 我国±800kV 直流合成绝缘子还没有相关运行经验, 正在建设中的云—广特高压直流线路采用的合成绝缘子

串长主要分为 10.2m、10.6m 和 12m 三个等级; 向—上工程特高压直流线路采用的合成绝缘子串长主要分为 10.6m、11.5m 和 12m 三个等级。

杆塔规划间隙圆主要由极间距离控制, 因此在不影响杆塔塔头尺寸的情况下, 应对绝缘配合尽量留有裕度。

中国电力科学研究院《±800kV 直流绝缘子污秽放电特性及高海拔放电系数研究》报告中指出, 线路绝缘子海拔修正系数为海拔每升高 1000m 复合绝缘子应补偿 6.4%。

综上所述, 工程推荐的合成绝缘子串长配置见表 7.9-27。

表 7.9-27 ±800kV 直流合成绝缘子基本绝缘配置

污区	轻污区 ( $0.05\text{mg}/\text{cm}^2$ )	中污区 ( $0.08\text{mg}/\text{cm}^2$ )	重污区 ( $0.15\text{mg}/\text{cm}^2$ )
	合成绝缘子串长度 (m) / 爬距 (m)		
海拔 (m)			
1000	10.6/38.3	10.6/38.3	11.5/41.4
1500	10.6/38.3	10.6/38.3	11.5/41.4
2000	11.5/41.4	11.5/41.4	12.0/43.2

从表 7.9-27 可以看出, 合成绝缘子单只长度达到 10m 左右, 会带来制造难度大、运输和安装不便等问题。采用两只合成绝缘子串联可解决串长过长问题, 但其电气性能尚需作进一步相关试验来验证有关参数, 在满足工程技术要求情况下才能应用。向—上工程采用单只合成绝缘子串型式, 国内相关厂家也有定型产品可供选择。

### 2.3.4 空气间隙

#### 2.3.4.1 空气间隙计算

目前国内±800kV 真型塔头间隙的试验数据很少, 应对现有国内、外的试验数据充分分析, 并根据工程特点加以利用。以下各工况的  $U_{50\%}$  计算结果, 均为标准气象条件下的值, 即大气条件为: 气压,  $101.325\text{kPa}$  ( $760\text{mmHg}$ , 海拔 0m); 温度,  $20^\circ\text{C}$ ; 绝对湿度,  $11\text{g}/\text{m}^3$ 。

(1) 按工作电压计算。DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》规定, 绝缘子串风偏后导线对杆塔空气间隙的直流 50% 放电电压  $U_{50\%}$  应符合下式的要求

$$U_{50\%} = \frac{K_2 K_3 U_N}{(1-3\sigma_N) K_1}$$

式中:  $U_N$  为额定工作电压, 直流特高压工程为 800kV;  $\sigma_N$  为空气间隙直流放电电压的变异系数, 取 0.9%;  $K_1$  为直流电压下空气密度校正系数;  $K_2$  为直流电压下空气湿度校正系数;  $K_3$  为安全系数, 1.1~1.15。

直流工作电压下导线—杆塔空气间隙的放电电压与间隙距离呈线性关系, 放电电压梯度采用俄罗斯±750kV 直流输电研究结果, 约为  $480\text{kV}/\text{m}$ , 运行电压下塔头空气间隙  $S_1$  为

$$S_1 = \frac{U_{50\%}}{\text{放电电压梯度}} = \frac{1 \times 1.15 \times 800}{(1-3 \times 0.009) \times 1 \times 480} = 2.11(\text{m})$$

(2) 按操作过电压计算。

在中国电力科学研究院《±800kV 级直流工程过电压及绝缘配合研究》报告中, 研究了线路沿线不同位置发生对地故障时沿线过电压分布, 可以看到随着故障点偏离中点的距离的增加, 线路中段的过电压水平在降低。

DL/T 436—2005 给出了导线对杆塔的空气间隙的正极性 50% 操作冲击放电电压计算式

$$U_{50\%} = \frac{K'_2 K_3 U_m}{(1-2\sigma_s) K'_1}$$

式中:  $U_m$  为最高运行电压, 直流特高压工程为 816kV;

$K'_1$  为操作冲击电压下间隙放电电压的空气密度校正系数;  
 $K'_2$  为操作冲击电压下间隙放电电压的空气湿度校正系数;  
 $K'_3$  为操作过电压倍数, 取 1.7 (1.85);  $\sigma_a$  为空气间隙在操作冲击电压下放电电压的变异系数, 取 6%。

操作冲击电压下导线—杆塔空气间隙的放电电压与间隙距离查中国电力科学研究院 V 形串操作冲击曲线可得到: 塔头空气间隙为 1.7 倍过电压时, 为 5.5m; 1.85 倍过电压时 (线路中央) 为 6.1m。

(3) 按雷电过电压计算。对于直流线路, 中国电力科学研究院曾在 500kV 塔头上进行了直流叠加雷电冲击波的绝缘子串闪络试验, 其复合闪络电压 ( $U_i+U_{dc}$ ) 见表 7.9-28。

表 7.9-28 绝缘子串的雷电波闪络电压

闪络电压 (kV)	绝缘子片数	$U_i + U_{dc}$		
		10	20	30
直流电压 $U_{dc}$ (kV)				
0		961.4	1910.2	2881.1
170		969.7	1900.4	—
330		932.6	1921.7	2852.9
500			1902.0	2823.7

从表 7.9-28 可知, 复合闪络电压与单独雷电冲击基本一致。因此, 可以用单独施加雷电波时 (如交流线路) 的试验数据来进行防雷计算。目前 DL/T 436—2005 中没有提出直流线路的雷电过电压的间隙要求。

由于直流线路串长远大于交流线路, 如按交流配合比选择大气过电压下的间隙值则明显偏大, 而按操作过电压间隙值进行防雷计算, 比较合理。

对于特高压直流线路而言, 一般不考虑雷电过电压情况。因为直流换流阀在直流线路遭受电击时, 换流阀很快动作, 由换流状态转换为逆变状态, 对线路进行抽能和去空气游离电子作用, 然后重新启动, 时间极短, 全过程不超过 100ms, 基本不影响线路连续运行。初步建议塔头间隙设计不考虑雷电过电压影响。

(4) 按带电作业计算。以往超高压输电线路设计时, 对需要带电作业的杆塔, 应考虑带电作业所需的安全空气间隙距离。由于带电作业的方式是灵活多样的, 根据多年的设计及运行经验, 在一般情况下不会也不宜因考虑带电作业而增大塔头尺寸。不过, 在设计中应尽可能从塔头结构及构件布置上为带电作业创造方便条件。 $\pm 800\text{kV}$  线路带电检修研究已有中国电力科学研究院通过试验得到相关成果。根据分析和试验结果, 计算出满足带电作业危险率小于  $1\times 10^{-5}$  的最小安全距离见表 7.9-29。

表 7.9-29  $\pm 800\text{kV}$  直流线路塔头空气间隙 m

位 置	线路中点		线路起点	
	危险率 ( $1\times 10^{-6}$ )	最小安全距离 (m)	危险率 ( $1\times 10^{-6}$ )	最小安全距离 (m)
计算内容				
地电位作业	5.49	6.9	6.05	5.8
等电位作业	5.49	6.8	8.80	5.7
等电位作业	9.04	6.9	4.71	5.9

2.3.4.2 空气间隙修正

(1) 塔身宽度影响修正。 $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路塔身及横担宽度较大, 研究表明, 杆塔截面越大, 空气间隙击穿电压越低, 因此, 空气间隙的选取尚应计及塔身宽度的影响。

关于 $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路塔身宽度对空气间隙操作冲击 50% 击穿电压的影响, 中国电力科学研究院试验结果表明: 当考虑塔身宽度影响时, 横担宽度增加 1m, 50% 操作冲击放电电压将降低 3.5% 左右。考虑塔身宽度影响后的  $\pm 800\text{kV}$  直线塔空气间隙操作冲击放电特性曲线如图 7.9-21 所示。

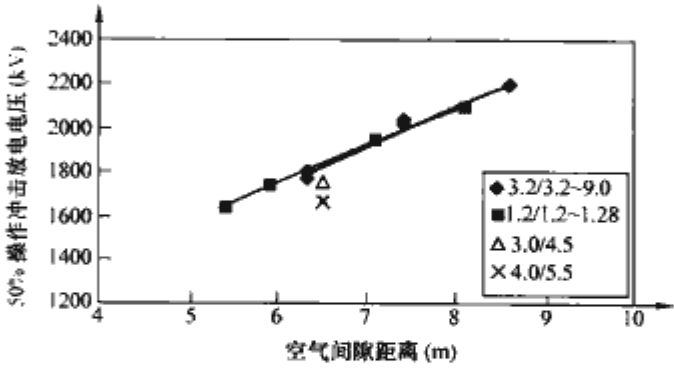


图 7.9-21  $\pm 800\text{kV}$  直线塔空气间隙操作冲击放电特性曲线

注: 图标的斜杠 (/) 前后分别为横担和立柱的宽度, 单位 m。

图 7.9-21 中, 1.2/1.2~1.8、3.0/4.5 以及 4.0/5.5 三个试验, 除了塔的宽度不同外, 导线及均压环等条件都相同。从图 7.9-21 可知, 随着杆塔宽度增加, 放电电压减小。当间隙距离为 6.5m 时, 横担平均每加宽 1m, 放电电压降低 3.5% 左右。

(2) 空气间隙海拔修正。目前在国内外现行标准中海拔校正有  $g$  参数法、IEC 60071—2: 1996 中海拔校正方法、GB 311.1—1997 规定方法、DL/T 620—1997 中的海拔校正方法等方法。将这几种大气校正方法用于海拔为 2000m 的昆明地区时, 可得到表 7.9-30 所示的海拔校正因数。

表 7.9-30 不同大气校正方法和校正因数

校正方法	DL/T 620 —1997		IEC 60071 —2: 1996	GB/T 16927.1 —1997		GB 311.1 —1997
海拔校正 因数	规程值	昆明值	1.124	规程值	昆明值	1.236
	1.276	1.133		1.079	1.11~ 1.13	

为了验证海拔校正公式的准确性, 中国电力科学研究院分别在北京和昆明两地做了 V 形绝缘子串塔头空气间隙操作冲击放电试验,  $\pm 800\text{kV}$  直流工程输电线路采用了 6 分裂导线, 绝缘子采用 V 形布置, 夹角为  $90^\circ$ , 进行了不同绝缘子长度、不同塔头空气间隙距离下, 6 分裂导线对杆塔横担和立柱的 50% 操作冲击放电电压试验。图 7.9-22 中的两条试验曲线, 分别是在北京和昆明两地 V 形串 6 分裂导线对杆塔 50% 操作冲击放电的试验结果。

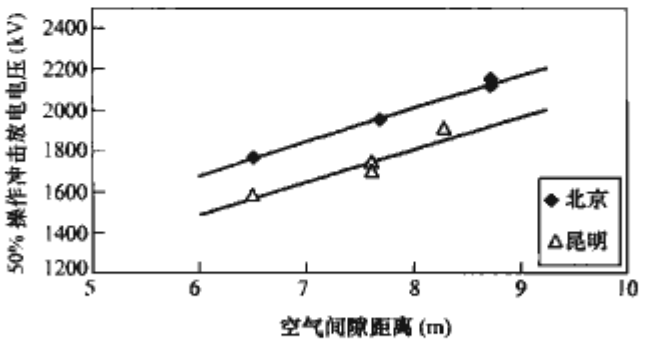


图 7.9-22 两地塔头空气间隙 50% 操作冲击放电电压试验曲线



对试验结果的统计分析表明,在北京和昆明两地对空气间隙为 6.5~8.5m 的范围内,V 形串 6 分裂导线对塔柱 50%操作冲击放电电压值相差 12.1%~10.4%,由于试验中尽可能保持试品布置和试验方法的一致性,可以认为此差值是由试验场地处于不同海拔产生的。由此得到的结论是,2000m 海拔地区±800kV 直流输电线路,当导线对杆塔空气间隙距离在 6.5~8.5m 的范围内变化时,大气校正因数则在 1.12~1.10 之间变化。参照 GB/T 16927.1—1997 和 IEC 60071—2;1996 提供的海拔校正方法计算结果与试验数据吻合较好,推荐在工程中采用。

(3) 导线绝缘子串型式对空气放电间隙的影响。

中国电力科学研究院采用不同绝缘子串形式的±800kV 直线塔空气间隙冲击 50%击穿电压试验结果见表 7.9-31。

表 7.9-31 ±800kV 直线塔空气间隙冲击 50%击穿电压试验结果

绝缘子串形式	合成绝缘子		瓷绝缘子		
	2 支串联	1 支	50 片	60 片	64 片
每联绝缘子支(片)数					
冲击 50% 击穿电压 (kV)	1638	1776	1740	1950	2091

由表 7.9-31 可以看出,由两支串联合成绝缘子组成的 V 形绝缘子串,由于受中间均压环的影响,导线对铁塔 50%操作冲击耐受电压最低,其次为玻璃绝缘子及整支合成绝缘子组成的 V 形绝缘子串。经折算,在操作冲击电压下,由两支串联合成绝缘子及玻璃绝缘子组成的 V 形绝缘子串所需的空气间隙,分别比由整支合成绝缘子组成的 V 形绝缘子串多 0.2~0.8m。对于工作电压,由于其放电间隙距离相对于绝缘子串长要小很多,因此,在工作电压下,由两支串联合成绝缘子组成的 V 形绝缘子串,电气间隙距离仅做适当调整。

2.3.4.3 空气间隙结论

通过计算得到不同海拔情况的空气间隙值。向一上工程推荐的空气间隙值(见表 7.9-32)就是通过以上分析计算得到。

表 7.9-32 ±800kV 直流线路塔头空气间隙 m

项 目	工作电压	操作过电压	带电作业
海 拔			
500 及以下	2.1	5.5	6.9
1000	2.3	6.3	7.6
2000	2.4	6.9	8.4

注 1. 操作过电压倍数为 1.7p.u., 带电检修工况已考虑人体活动范围 0.5m。  
2. 通过运行方式调整,带电作业工况间隙不作为塔头设计的控制条件。

2.3.5 防雷接地

2.3.5.1 防雷及接地设计结论

(1) 直流输电线路双极的耐雷水平有很大差异。工作电压与雷电流极性相同时,反击耐雷水平较高;工作电压与雷电流极性相反时,绕击耐雷水平较高。导线表面场强判据更符合先导产生的物理过程,适于作为上行先导产生的判据。对于负极性雷,正极导线上感应更多正电荷,因此更容易闪络。

(2) 考虑地形对雷击故障的影响,通过地形加权、分段

分析的方法求得各条超高压线路整体的雷击闪络率,对线路整体防雷性能进行分析。

山区线路绕击是造成超高压线路雷击故障的主要原因。

仿真过程发现,随着地面倾角的增大,下行先导头部明显向导线方向偏移,加强了下行先导头部与上行先导头部之间的电场,更易形成绕击闪络。

随着跨谷深度的增加,地面的屏蔽作用减弱,导线产生迎面先导的概率增大,易发生绕击闪络。

(3) 在接地电阻较低情况下,反击耐雷水平高达 200kA 以上,因此特高压直流线路基本发生反击闪络的概率极低。±800kV 特高压直流输电线路若途经多雷区,年平均雷电日高达 60 天,平均塔高 60m 以上,则防止绕击是工程防雷最关键的难题。

(4) 接地电阻是影响耐雷水平的关键因素,当接地电阻超过 30Ω 时,线路反击闪络率都会显著上升,在绝缘子长度较短时影响尤为明显。因此对于一般线路,应将杆塔工频接地电阻限制在 30Ω 以下。

(5) 对比国内已有±500kV 直流线路的设计运行经验,可以认为±800kV 特高压直流输电线路防雷设计是合适的。

2.3.5.2 防雷接地措施

向一上工程主要采取以下防雷接地措施,可供其他±800kV 特高压直流线路工程设计参考。

(1) 全线采用双地线是在山地地线对外侧导线的保护角控制在-10°,平地地线对外侧导线的保护角控制在 10°时,特别注意耐张塔跳线的保护不要超标,以降低线路绕击跳闸率。

(2) 奉贤换流站接地极距向一上工程直流线路最近距离 15km,复龙换流站接地极距向一上工程直流线路最近距离 27km,经分析计算,两端接地极极址对向一上工程直流杆塔基础没有影响。

(3) 杆塔上两根地线之间的距离,不超过地线与导线间垂直距离 5 倍,以保证两地线联合保护作用。

(4) +15℃ 无风时,在档距中央,导线与地线间距离满足

$$S \geq 0.012L + 2.5$$

式中: S 为导线与地线在档距中央的距离, m; L 为实际档距, m。

(5) 每基杆塔均接地,对于一般线路应将杆塔工频接地电阻限制在 30Ω 以下。接地装置的工频接地电阻值,在雷季、干燥季节不超过表 7.9-33 所列数值。

表 7.9-33 接地装置工频接地电阻值

土壤电阻率 (Ω·m)	100 及以下	100~500	500~1000	1000~2000	2000 以上
工频接地电阻 (Ω)	10	15	20	25	30

注 对土壤电阻率超过 2000Ω·m, 接地电阻很难降到 20Ω 时,可采用 6~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体,有条件的可连续伸长接地,其接地电阻值不受限制。

(6) 对于接地电阻较大,土壤电阻率高 ( $\rho \geq 2000\Omega \cdot m$ ) 的杆塔,在工程自然条件不能够满足技术要求时,可加装降阻接地模块。

(7) 为使接地装置有较良好的散流作用,接地引下线采用热镀锌 φ12 圆钢。采用四点引下线形式。接地体采用 φ12 圆钢。

(8) 在一般地区,接地体埋深不小于 0.5m,对耕种土



地要达到 0.8m, 在高土壤电阻率地区(如岩石地区)的埋设深度原则上不小于 0.5m, 如受地质条件限制确实难以做到, 埋设深度不小于 0.3m。

在必要且有条件的地方, 将杆塔的接地装置互连起来, 以提高其防雷性能。若在杆塔附近有土壤电阻率较低地带, 可采用引伸接地方式。

## 2.4 绝缘子及绝缘子金具串形式

### 2.4.1 绝缘子选型

直流线路绝缘子积污速度快, 污闪电压低, 因此直流线路绝缘子的串长主要取决于工作电压下绝缘子的污闪特性。目前, 世界上投运的数十条直流高压线路中, 瓷质、钢化玻璃和合成绝缘子三类绝缘子均有采用, 其中应用最多的是钢化玻璃和瓷质绝缘子, 二者在世界范围直流线路上所占比例相近, 合成绝缘子的应用量也在逐步增加, 主要应用在污秽较重地区及不便清扫的区域。

由于±800kV 特高压直流输电线路输送容量大, 安全可靠要求高, 同时特高压直流输电线路导线根数增加, 对地高度增加, 导致外荷载水平大大提高, 对绝缘子的机械强度和电气性能提出了更高的要求, 要求绝缘子有良好的自洁性与耐污闪性能。根据机械荷载计算, 对±800kV 级特高压直流线路, 绝缘子的额定机电破坏负荷一般在 210~400kN 之间。

#### 2.4.1.1 瓷与玻璃绝缘子比较

对于直流玻璃绝缘子和瓷绝缘子, 国内外在实验室和室外自然环境下开展了大量的研究和实验工作, 两种形式的绝缘子在国内外数十个直流工程中经历了长期的运行考验。玻璃绝缘子与瓷绝缘子相比其特点在于: 积污状况易于观测; 劣化绝缘子自爆, 便于发现事故隐患, 不需登杆检测不良绝缘子; 裙件自爆后仍具有足够的机械强度, 不会发生掉串; 山区线路可减少清扫运行维护工作。玻璃绝缘子的缺点是在遇外力破坏时裙件易裂, 较瓷绝缘损坏率高, 特别是早期自爆率较高。瓷绝缘子是最传统的产品, 目前国内直流瓷绝缘子的主要供应厂商为 NGK 公司和大连电瓷厂。瓷绝缘子具有长久的运行经验, 年劣化率低且稳定。日本 NGK 自称瓷直流绝缘子的年劣化率设计值为十万分之一。

#### 2.4.1.2 长棒形瓷绝缘子

长棒形瓷质绝缘子是在总结悬式绝缘子优缺点基础上, 由双层伞实心绝缘子发展而来, 它继承了瓷的电稳定性, 消除了盘形悬式瓷绝缘子头部击穿距离远小于空气闪络距离的缺点, 同时也改变了头部应力复杂的帽脚式结构。长棒形绝缘子有良好的耐污和自清洁性能, 在同等长度和污秽条件下, 其电气强度较瓷质盘式绝缘子高 10%~25%, 由于绝缘子伞盘间无金具连接, 相比盘形绝缘子串, 在绝缘部分等长情况下, 相当于增加 20% 的爬距。长棒形瓷质绝缘子是一种不可击穿结构, 避免了瓷质绝缘子发生钢帽炸裂出现的掉串事故。长棒形绝缘子使无线电干扰水平改善, 不存在零值或低值绝缘子问题, 从而省去了对绝缘子的检测、维护和更换工作。近年来我国已研制生产出适用于 500kV 电压等级的高强度棒式绝缘子, 在我国华东地区的线路上挂网运行。通过对 500kV 线路运行情况的调查, 对运行两年未清扫的长棒形瓷绝缘子表面测定盐密为 0.006 1~0.006 86mg/cm<sup>2</sup>, 而 XWP-160 型瓷质绝缘子在同样地点(6 个月前曾清扫)测得的盐密为 0.014~0.036mg/cm<sup>2</sup>。根据运行部门反映, 运行两年的长棒形瓷绝缘子上表面仍光洁, 下底面无结垢, 而双伞形盘形绝缘子则下表面结垢明显。但长棒形瓷质

绝缘子是由数节串接而成(一般 500kV 线路为三节), 节间设有均压环或招弧角, 每一节间距离被短接约 30cm, 其干弧距离较其他绝缘子同等长度下短。另外, 由于安装了节间保护环, 使其串长增加, 可能增大塔窗距离, 暴露了长棒瓷绝缘子串较合成绝缘子串长的弱点。对于±800kV 直流线路, 由于串长达 12m 左右, 为了考虑铁塔设计的经济性并缩小线路走廊, 一般应考虑采用 V 形串。

#### 2.4.1.3 半导体釉绝缘子

半导体釉绝缘子是一种新型绝缘子, 在绝缘子外层包含半导体釉, 这种半导体釉的功率损耗使表面温度比环境温度高, 因此在雾与严重污秽环境中可以防止由瓷凝聚所形成的潮湿, 以此提高污秽绝缘子在潮湿环境下的工频绝缘强度。我国研发的锑锡半导体釉绝缘子, 目前已取得良好的效果。

另一种是瓷复合绝缘子, 即在瓷盘表面附上硅橡胶复合外套, 利用硅的憎水性, 提高抗污能力, 已有 2 年的运行经验。

美国采用硅涂层(RTV)处理的绝缘子用于防止重污秽下的绝缘子污闪问题。德国采用特殊的溶胶, 利用等离子、氟化烷基硅烷喷涂或浸涂等技术, 使绝缘子表面具有疏水性, 以使其排斥水, 使之失去原先良好的湿润性和生成封闭水面的黏合力。但该项技术尚有许多技术细节有待研究, 目前只作为运行防污闪措施之一。

#### 2.4.1.4 合成绝缘子

随着污秽程度的不断加剧, 具有优良耐污性能的合成绝缘子被广泛用于各级电压的线路上。

合成绝缘子具有优良的电气性能, 能承受很高的击穿电压, 属不击穿性绝缘子。其工频闪络电压高于瓷和玻璃绝缘子, 但雷电冲击 50% 放电电压较盘形绝缘子串略低。合成绝缘子价格便宜, 质量轻。

在我国高压电网中作为解决中、重污区绝缘配置的主要措施, 合成绝缘子在±500kV 直流线路上大量采用, 已见成效。按交流电网合成绝缘子的运行经验, 随着时间的增长, 合成绝缘子的憎水性及机电强度逐渐下降, 出现护套老化等问题, 使其平均使用年限低于盘形绝缘子。±500kV 天广、贵广、龙政、三广、三沪等线路均使用了较多的合成绝缘子, 总数量超过 1 万支。合成绝缘子运行情况较好, 但运行时间较短。大量采用硅橡胶合成绝缘子已成为直流线路在污秽条件下安全运行的主要措施。

对于±800kV 直流线路的中、重污区, 最合理的是采用合成绝缘子, 否则塔头尺寸过大, 很不经济合理。试制适用于±800kV 的合成绝缘子, 有一个合理的周期, 目前有关的科研单位和生产厂家正加快±800kV 直流线路合成绝缘子的相关研究, 并在瑞典进行了合成绝缘子(长度 8.16m)的相关污耐压试验。

根据中国电力科学研究所做合成绝缘子试验情况, 在两支合成绝缘子串联使用时, 两合成绝缘子间的联结金具上会发生跳弧现象, 因此合成绝缘子是否可以串联使用要进一步试验, 建议仍采用一支长串合成绝缘子。

#### 2.4.1.5 综合比较

盘形绝缘子的主要优点是机械强度高, 长串“柔性”好, 单元件轻、易于运输与施工, 造型多样、易于选择使用。由于盘形绝缘子属可击穿型绝缘子, 绝缘件要求电气强度高; 瓷绝缘子出现劣化元件后检测工作量大, 一旦未及时检出可能在雷击或污闪时断串; 玻璃绝缘子存在自爆现象, 重污秽导致的表面泄漏电流可能加重自爆率, 但自爆有利于线路维护和防止掉线事故的发生。



棒形绝缘子主要优点是其不可击穿型结构、较好的自清洗性能以及爬距系数大（爬距与绝缘长度之比），在相同环境中积污较盘形绝缘子低，可获得较高的污闪电压，如爬距选择适当可有更长的清扫周期。棒形瓷绝缘子是名副其实的不可击穿绝缘子，其缺点是单元件重，搬运与安装难度大，伞裙受损会危及其机械强度；棒形复合绝缘子的拉伸强度与质量之比高，具有优良的耐污闪特性，但存在界面内击穿和芯棒脆断的可能，而且有机复合材料的使用寿命和端部连接区的长期可靠性尚未取得共识（不确定性）。

半导体釉绝缘子是为提高瓷绝缘子耐污闪性能而开发的，但釉层寿命尚待长期考验，它的主要缺点是会产生较多的电量损失。

从线路绝缘子可能发生的事故类型与现场维护检测来看，除防污闪要求外，绝缘子的选择应主要取决于其损坏率，而损坏率取决于制造厂的制造水平。

综上所述，对于不同材料结构的线路绝缘子，从其材质与使用特性看，瓷、玻璃和合成绝缘子各有优点，又各有不足。对于特高压 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路，三种材质的绝缘子都能满足其正常运行的需要。

## 2.4.2 悬垂绝缘子串设计

### 2.4.2.1 悬垂绝缘子串形式选择

输电线路悬垂绝缘子串根据需要可选择垂直 I 形串、倾斜 V 形串、Y 形串以及多串并联安装等多种方式，不同的安装方式对绝缘子污闪特性会产生不同影响。

根据科研单位的研究试验，在 1950m 高海拔地区对钟罩形和三层伞形绝缘子 I 形串、V 形串、Y 形串的研究结果表明，10 片串长下，Y 形串的污闪电压最低；钟罩形绝缘子 Y 形串比 I 形串低 17.3%；三层伞绝缘子 Y 形串比 I 形串低 19.4%。在试验过程中发现，Y 形串都是下半部先击穿，然后上半部的其中一支击穿，上半部击穿具有随机性，电弧具体发展过程如图 7.9-23 所示。

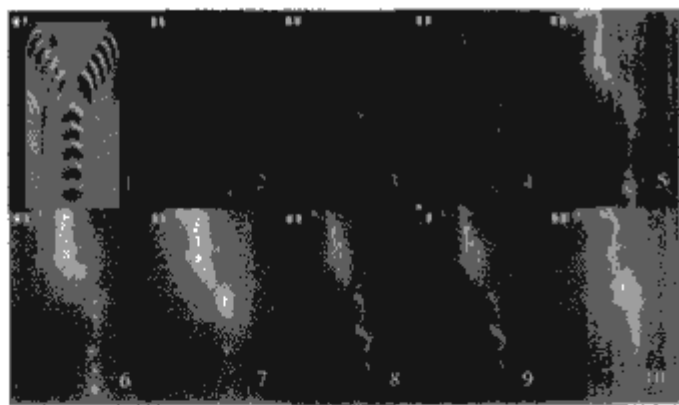


图 7.9-23 Y 形串污闪放电过程（钟罩形绝缘子）

目前国内外高压直流线路悬垂串绝大多数采用 I 形串和 V 形串两种方式，运行情况良好，I 形串及 V 形串的设计及使用已有丰富的经验。

通过对 I 串塔与 V 串塔走廊宽度、拆迁范围、树木砍伐范围、风偏、对于排位塔高的影响、塔重的影响及绝缘强度影响等方面的比较，推荐出合理的绝缘子串形式。

V 形串的夹角与常规 I 形串比较，具有有效长度短、限值绝缘子串在塔窗风偏摇摆、可合理布置铁塔塔头、减小走廊宽度等优点。

### 2.4.2.2 V 形绝缘子串的设计

V 形串的夹角过大，会造成绝缘子串负荷及塔窗相应增大；夹角过小，单支绝缘子串受压严重，会造成绝缘子串断联。如果要避免此种情况，将严重限制铁塔的使用条件。根据收集的大量国内外研究和设计资料，V 形串的夹角基本处

在  $70^\circ \sim 120^\circ$  之间。华中理工大学测试的盘式绝缘子片间临界夹角为  $9.95^\circ \sim 10.45^\circ$ ，GB 4056—2008《绝缘子串元件的球窝连接尺寸》中，按不同连接标记规定为  $9^\circ \sim 12^\circ$ 。

根据西南电力设计院与国网电力科学研究院进行的 500kV 线路 V 形绝缘子串受压试验研究的成果，当迎风肢绝缘子最大偏移角在  $9^\circ \sim 11^\circ$  时，钢脚应力值与 V 形串夹角有关，夹角  $110^\circ$  时应力大，夹角  $70^\circ \sim 90^\circ$  时应力小（此时最大水平荷载仅为  $110^\circ$  时的 50% 左右）。对于盘形悬式绝缘子，当 V 串夹角  $110^\circ$  时，考虑到钢脚安全系数不宜小于 2.5，建议其迎风肢绝缘子串的最大偏移增大角控制在  $7^\circ$  以内；对于夹角  $90^\circ \sim 70^\circ$  的 V 形串，其迎风肢绝缘子串的最大偏移增大角可以增大  $9^\circ \sim 11^\circ$ 。考虑到绝缘子受压出现频率、冲击效应和电气间隙减小等问题，500kV 线路工程实际使用控制绝缘子片间夹角在  $5^\circ$  以内，至今未发生断联和绝缘子损坏的情况。

$\pm 800$  线路因绝缘配置的要求，远大于常规 500kV 线路的串长，V 形串受压后绝缘子受力的情况要好于 500kV 线路。

### 2.4.2.3 V 形绝缘子串选择结论

根据 V 形串夹角的选择结论，按铁塔使用条件推算出了 V 形串每侧绝缘子串荷载，依据最佳经济配置结合具体荷载进行选择，推荐串形如图 7.9-24~图 7.9-26 所示。

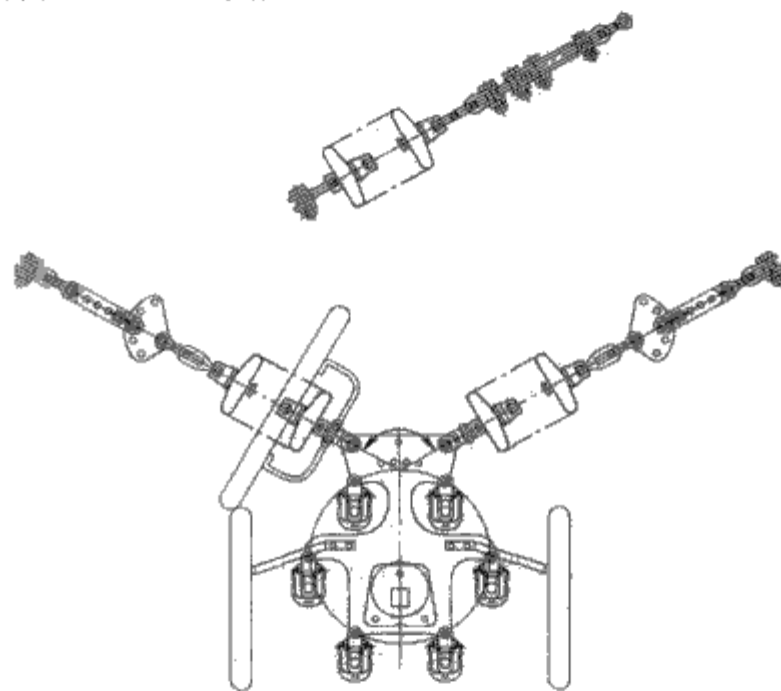


图 7.9-24 单肢单联

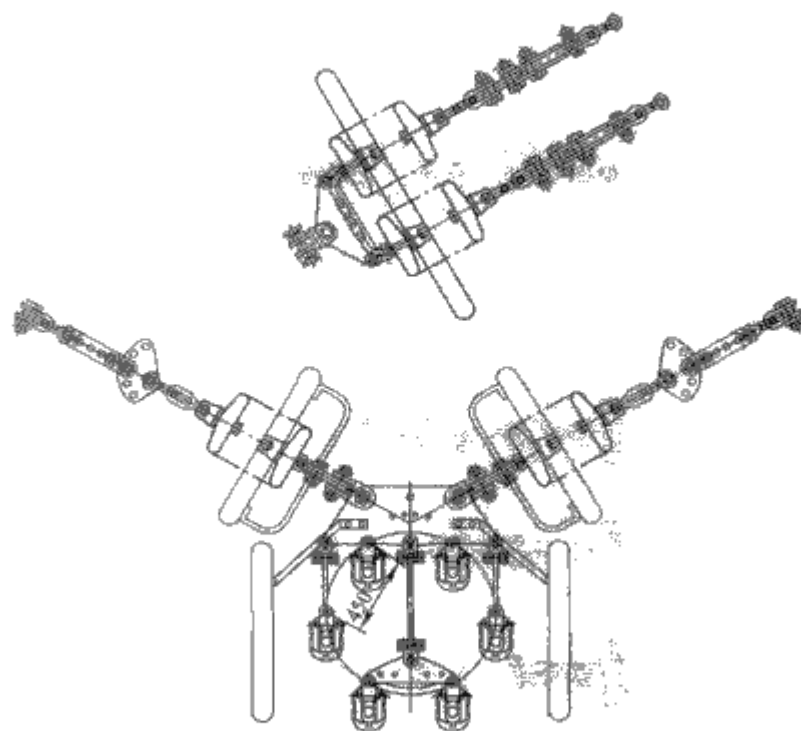


图 7.9-25 单肢双联

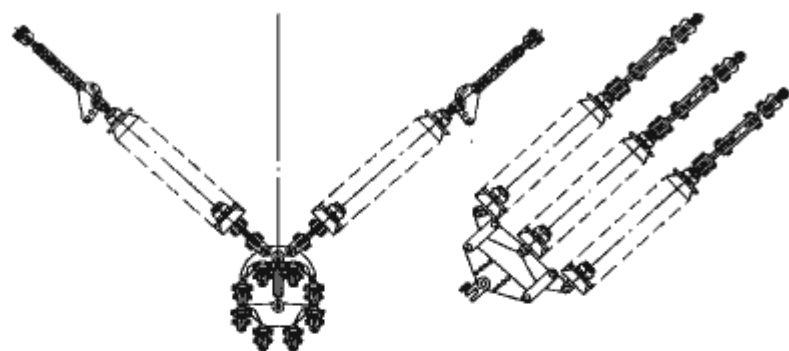


图 7.9-26 单肢三联

#### 2.4.2.4 合成绝缘子的使用

考虑到特高压线路的重要性,参考目前国内 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电线路关于合成绝缘子的使用情况,结合绝缘子自身特性(即脆断问题),为保证工程运行的安全,建议悬垂串使用合成绝缘子时采用双联,按照对应单联玻璃或瓷绝缘子吨位设计(可考虑比单联降一个吨位方案)。

#### 2.4.3 耐张绝缘子串形式的确定

在正常运行情况下,各联绝缘子的张力分配相等,并满足规定的安全系数。

在断线或断联情况下,保持线路的正常运行,且剩余联能够承受冲击荷载而不至于破坏;同时剩余联的张力尽可能相同或满足规定的安全系数。

当导线产生跳跃或舞动等动态情况时,各连接点(含铁塔上的连接点)应耐磨损和耐疲劳。

由于导线或绝缘子的长度存在误差或有变化时,对各联张力分配产生的差异有调整或自恢复的可能性。

根据负荷要求,特高压线路耐张串须采用多联绝缘子。从挂线点可靠度的角度考虑,绝缘子串各联分别固定在杆塔上是最为可靠的,且绝缘子串自身结构简单,还能降低串本身的造价,但是势必会造成塔材重量的增加。绝缘子串联间距是随着线路转角的角度而变化,因此耐张串的联间距应考虑耐张塔上出现最大可能的转角时,不同联相互接近的绝缘子之间要保证足够的距离,以免在它们之间发生局部放电和碰撞的可能。基于这样的考虑,根据铁塔的转角度数及电气距离的要求,设计时要考虑多联绝缘子串的联间距离,且在多联绝缘子串靠近杆塔的一侧,应当加入联结金具调节,保证联间距离在安全值以上。

为避免耐张绝缘子串某一联折断而造成一根或几根导线脱落,在设计时应考虑在靠近导线侧将各联绝缘子串相互连接到一起,采用专门设计的星形联板,其分肢数与一相内的子导线数相同,起到导线和绝缘子串间的过渡,此种形式在紧凑型六分裂导线线路中有成功的设计、运行经验。

耐张绝缘子串型式应便于施工安装、架线作业和运行维护作业。 $3\times 420\text{kN}/3\times 550\text{kN}$ 水平排列耐张串示意如图 7.9-27 所示, $2\times 550\text{kN}$ 水平排列耐张串示意如图 7.9-28 所示。

### 2.5 对地距离及交叉跨越距离

导线对地面、建筑物、树木、铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路的距离,按导线运行温度 $+40^{\circ}\text{C}$ (若导线按允许温度 $+80^{\circ}\text{C}$ 设计时,导线运行温度取 $+50^{\circ}\text{C}$ )情况或覆冰无风情况求得的最大弧垂计算垂直距离,根据最大风情况或覆冰情况求得的最大风偏进行风偏校验。

计算上述距离时,可不考虑由于电流、太阳辐射等引起的弧垂增大,但应计及导线架线后塑性伸长的影响,并留有设计、施工误差的余度。

大跨越的导线弧垂按导线实际能够达到的最高温度计算。

输电线路与主干铁路、高速公路交叉,采用独立耐张段。

输电线路与标准轨距铁路、高速公路及一级公路交叉时,如交叉档距超过 $200\text{m}$ ,最大弧垂按导线允许温度计算,导线的允许温度按不同要求取 $+70^{\circ}\text{C}$ 或 $+80^{\circ}\text{C}$ 。

#### 2.5.1 确定导线对地及交叉跨越距离的基本要素及主要原则

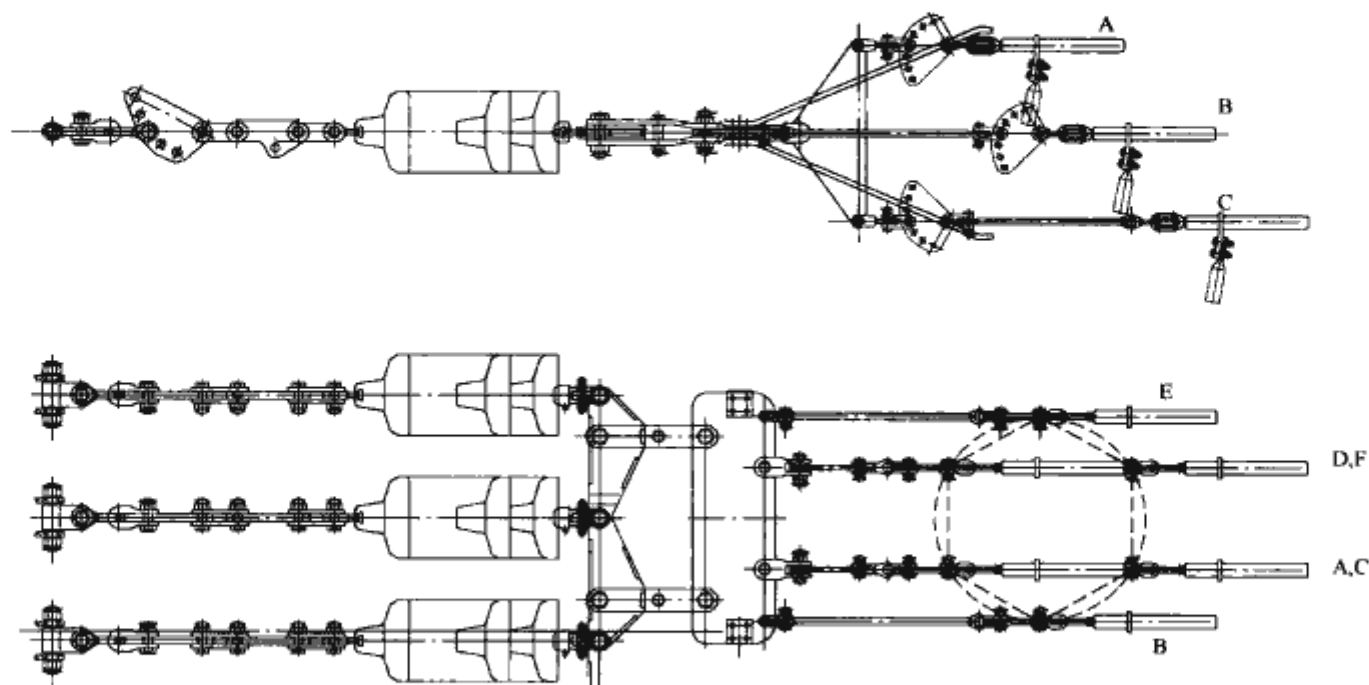
##### 2.5.1.1 导线对地及交叉跨越距离的基本要素

(1) 根据系统输送容量及导线选型、空气间隙、绝缘配合及绝缘子形式选择等研究结果,确定导线形式、分裂间距、绝缘子串形、绝缘子串长度及极距等基本参数。

(2) 确定环境的影响标准,包括静电场、合成场强、离子流密度、人或物体感应电压等。

(3) 根据静电场、合成场强、离子流密度等,确定在公众容易到达地方的导线最小对地距离。

(4) 根据系统确定的操作过电压倍数及空气间隙研究确定的电气绝缘强度(空气间隙),确定在人不宜到达地方的最小对地距离。

图 7.9-27  $3\times 420/3\times 550\text{kN}$  水平排列耐张串



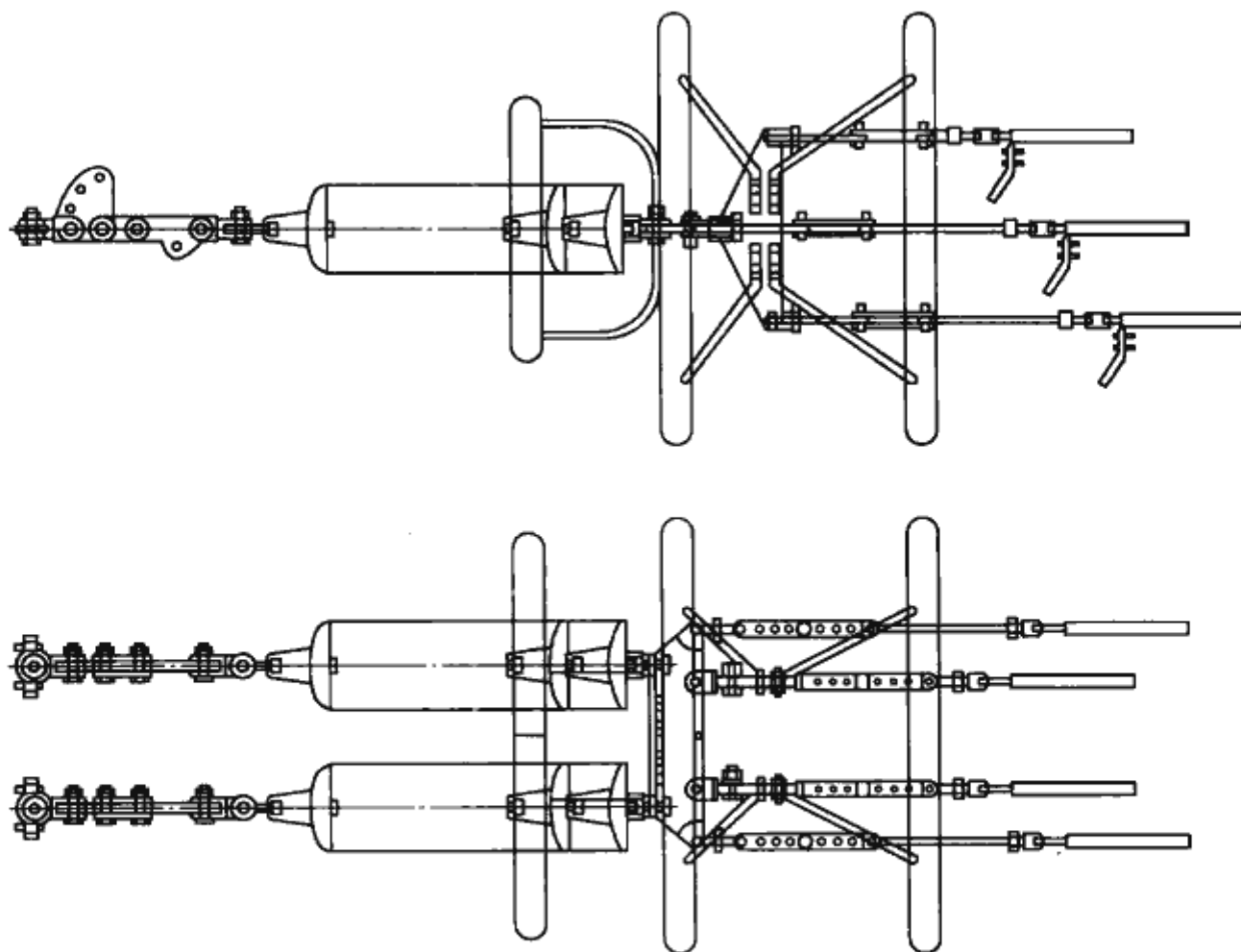


图 7.9-28 2×550kV 水平排列耐张串

### 2.5.1.2 最小对地距离

对地距离的确定，需分析其距离要求、场强要求及安全的电气间隙要求，结合±800kV 相关课题的结论及我国国情，首先计算不同线高时的电场强度，针对各类地区选择适当的场强标准，并根据不同的场强标准，确定线路的最小线高。最小对地距离按公众及交通工具可能到达的频繁程度分类，可分为以下三种：

(1) 公众及交通工具经常活动的场所：如工业企业地区、港口、码头、火车站、城镇等人口密集场所，公路。

(2) 公众及交通工具可以到达的场所：如非居民区，也就是时常有人，有车辆或农业机械到达，但未建民屋或房屋稀少的场所。

(3) 人可以到达的场所：如交通困难地区，建筑物顶等，即车辆、农业机械不能到达的场所。

### 2.5.1.3 对地及交叉跨越距离的分类

交叉跨越距离一般由电气绝缘强度控制，但还应根据被跨物情况、人在该场所受电场影响引起的后果情况，限制一个合理的场强，同时，尚应满足其他条件的要求，究竟是电气绝缘强度控制还是电场强度控制，根据计算分析确定。

通过研究，将各种对地及交叉跨越距离分为如下三类：

(1) 场强控制的对地及交叉跨越距离：

- 1) 线路在居民区的对地距离。
- 2) 线路在非居民区的对地距离。
- 3) 线路在交通困难地区的对地距离。
- 4) 导线至铁路轨顶的垂直距离。
- 5) 导线至公路路面的垂直距离。
- 6) 邻近或跨越住人建筑物的场强限值。
- 7) 导线至电气化铁路承力索或接触线杆塔顶的垂直距离。
- 8) 导线至电车道的最小距离。
- 9) 导线至弱电线的最小垂直距离。

10) 导线至电力线杆塔顶的垂直距离。

(2) 电气绝缘强度要求确定的交叉跨越距离：

- 1) 导线至步行可达山坡的最小净空距离。
- 2) 导线至步行不可达山坡、峭壁、岩石的最小净空距离。
- 3) 导线与建筑物之间的最小垂直距离。
- 4) 导线在最大计算风偏时至建筑物的最小净空距离。
- 5) 导线与林区树木之间的垂直距离。
- 6) 导线最大风偏时与公园、绿化区、防护林带树木之间的净空距离。
- 7) 导线与果树、经济作物、城市绿化灌木及街道树之间的垂直距离。
- 8) 导线至电气化铁路承力索或接触线的最小垂直距离。
- 9) 跨越河流的最小垂直距离。
- 10) 至电力线导（地）线的最小垂直距离。
- 11) 在路径受限制地区对电力线的最小水平距离。
- 12) 在路径受限制地区对弱电线的最小水平距离。
- 13) 对特殊管道的最小垂直距离。
- 14) 在路径受限制地区对特殊管道的最小水平距离。
- 15) 对索道的最小垂直距离。
- 16) 在路径受限制地区对索道的最小水平距离。
- (3) 其他因素决定的距离：
- 1) 与铁路的最小水平距离。
- 2) 与铁路平行的水平距离。
- 3) 与公路的最小水平距离。
- 4) 与公路平行的最小水平距离。
- 5) 与河流平行的最小水平距离。
- 6) 在开阔地区与各种架空线、管道、索道平行的水平距离。
- 7) 边导线与不在规划范围内城市建筑物之间的水平距离。

### 2.5.2 地面场强限值

根据 $\pm 800\text{kV}$ 特高压输电线路下电场限值的研究成果,确定特高压直流架空输电线下地面处电场强度、离子流密度限值如下:

(1) 对于一般非居民地区(如跨越农田),静电场强限定在 $15.5\text{kV/m}$ ,合成场强雨天限定在 $36\text{kV/m}$ 、晴天 $30\text{kV/m}$ ,离子流密度雨天限定在 $150\text{nA/m}^2$ 、晴天 $100\text{nA/m}^2$ 。

(2) 对于居民区,静电场强限定在 $12\text{kV/m}$ ,合成场强雨天限定在 $30\text{kV/m}$ 、晴天限定在 $25\text{kV/m}$ ,离子流密度雨天限定在 $100\text{nA/m}^2$ 、晴天限定在 $80\text{nA/m}^2$ 。

(3) 对于人烟稀少的非农业耕作地区,静电场强限定在 $18\text{kV/m}$ ,合成场强雨天限定在 $42\text{kV/m}$ 、晴天 $35\text{kV/m}$ ,离子流密度雨天限定在 $180\text{nA/m}^2$ 、晴天 $150\text{nA/m}^2$ 。

### 2.5.3 电气绝缘强度

电气绝缘强度主要考虑操作过电压、大气过电压和工作电压间隙。操作过电压间隙值与最高运行电压、操作过电压倍数有关。通过研究可知,对于确定导线对地距离和交叉跨越距离而言,有实际意义的是操作过电压间隙,考虑到 $\pm 800\text{kV}$ 特高压线路所经地区最高海拔和操作过电压倍数的差异,最大操作过电压间隙取 $7.5\text{m}$ 。

### 2.5.4 各种交叉跨越距离

#### 2.5.4.1 居民区、非居民区线路的对地距离

按上述场强限制原则,对单回、水平排列的 $\pm 800\text{kV}$ 输电线路进行计算,确定的对地距离见表7.9-34。

表 7.9-34  $\pm 800\text{kV}$  线路在居民区、非居民区的最小对地距离 m

地 区	$\pm 800\text{kV}$		备 注
	水平 V 串	水平 I 串	
居民区	21	21.5	
非居民区	18.0	18.5	农业耕作区
	16	17	人烟稀少的非农业耕作区

#### 2.5.4.2 与山坡、峭壁、岩石之间的净空距离

我国超高压线路在经过步行可达到的山坡时,导线的净空距离是考虑人在放牧时挥鞭对导线的接近,再留有 $2\text{m}$ 的裕度;对于步行不可达到的山坡、峭壁、岩石的净空距离,仅考虑操作过电压间隙加裕度。

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电线路仍按此原则考虑:在最大计算风偏情况下,对步行可以到达的山坡,按操作过电压间隙 $7.5\text{m}$ ,加人、畜及携带物总高 $3.5\text{m}$ ,再加裕度 $2.0\text{m}$ ,取 $13\text{m}$ ;对步行不能到达的山坡、峭壁和岩石取 $11\text{m}$ 。

#### 2.5.4.3 与公路的最小距离

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电线路跨越公路时的最小垂直距离,按照居民区标准执行。采用V形绝缘子串时,对公路路面的距离为 $21\text{m}$ ,采用I串时导线对公路路面的距离为 $21.5\text{m}$ ,取 $21.5\text{m}$ 。

线路与一级及以下公路交叉时,在开阔地区,铁塔基础外缘至路基边缘的最小水平距离 $110\sim 500\text{kV}$ 线路均取 $8\text{m}$ , $750\text{kV}$ 线路取 $10\text{m}$ 。 $1000\text{kV}$ 特高压线路暂建议取值 $15\text{m}$ , $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流输电线路也取 $15\text{m}$ 。但注意到最新公路法要求已大为提高,如广东、湖北等地要求 $80\text{m}$ 。因此, $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路铁塔基础外缘至高速公路隔离栏的最小水平距离宜与公路部门协商,按协议要求取值。

当线路与公路平行接近时,在开阔地区,电力线对公路

的水平距离应不小于最高杆塔高度;在路径受限制地区,考虑到我国土地资源在经济发达地区的越发宝贵,电力线路杆塔外缘至路基边缘最小水平距离不宜太大,最小水平距离取为 $12\text{m}$ 。经场强计算,足以保证对行人及车辆的安全。

#### 2.5.4.4 与铁路的最小距离

$\pm 800\text{kV}$ 线路至铁路轨顶的最小垂直距离按照跨越公路或居民区线路的场强限值要求,水平布置、采用V形串时,导线对铁路轨顶的距离为 $21\text{m}$ ,水平布置、采用I串时,导线对铁路轨顶的距离为 $21.5\text{m}$ ,取 $21.5\text{m}$ 。

$\pm 800\text{kV}$ 线路导线跨越电气化铁路承力索或接触线时,按接触网塔顶处的静电场强为 $22\text{kV/m}$ 、雨天合成场强为 $50\text{kV/m}$ 、晴天合成场强为 $42\text{kV/m}$ 控制。按一般接触网塔顶的离地面高度约 $7\text{m}$ 计算, $\pm 800\text{kV}$ 线路导线对承力索或接触线杆塔顶处的垂直距离取 $15\text{m}$ 。

$\pm 800\text{kV}$ 线路杆塔外缘至轨道中心的水平距离,与铁路交叉时取塔高加 $3.1\text{m}$ ,无法满足要求时可适当减小但不得小于 $40\text{m}$ ;与铁路平行时,最高塔高加 $3.1\text{m}$ ,困难时协商确定。

#### 2.5.4.5 与电力线的交叉跨越距离

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路跨越电力线时,对导(地)线的最小垂直距离,按操作过电压间隙 $7.5\text{m}$ 加上 $3\text{m}$ 裕度考虑,取 $10.5\text{m}$ 。

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路导线对电力线杆塔顶的最小垂直距离,按交叉铁路接触网杆顶的标准,取 $15\text{m}$ 。

$\pm 800\text{kV}$ 线路与电力线平行接近时,在开阔地区,边导线至电力线边线的最小水平距离不小于平行地段线路的最高杆塔高度;在路径受限制地区,导线在最大风偏情况下对电力线边线之间的水平距离取 $20\text{m}$ ;导线最大风偏情况下对相邻线路杆塔的最小水平距离按最大操作过电压间隙值,同时考虑杆塔在无风时上人检修,并留有适当裕度,按步行可以到达山坡考虑,取 $13\text{m}$ 。

#### 2.5.4.6 与弱电线的交叉跨越距离

$\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路导线至弱电线的最小垂直距离按静电场强为 $18\text{kV/m}$ 、雨天合成场强 $42\text{kV/m}$ 、晴天合成场强为 $35\text{kV/m}$ 控制,取 $17\text{m}$ ,较跨越铁路接触网杆顶的标准增加 $2\text{m}$ 。

线路与弱电线路平行接近时,线路边导线至弱电线的最小水平距离不小于平行地段线路的最高杆塔高度;在路径走廊受限制地区,最大风偏情况下,边导线对弱电线的水平距离与步行可以到达的山坡相同,取 $13\text{m}$ 。

#### 2.5.4.7 与河流的交叉跨越距离

##### 2.5.4.7.1 跨越通航河流

跨越通航河流时,导线至五年一遇洪水位的最小垂直距离若参照我国的 $500\text{kV}$ 线路取值,按最大操作过电压间隙,考虑小型船只活动高度 $3.5\text{m}$ ,加裕度 $3\text{m}$ ,则为 $14\text{m}$ 。 $1000\text{kV}$ 线路在最大操作过电压下考虑为 $7\text{m}$ ,加 $3\text{m}$ 裕度应为 $10\text{m}$ ,校核洪水面场强大于 $20\text{kV/m}$ ,为保证洪水面场强低于 $20\text{kV/m}$ ,最小交叉垂直距离增加到 $14\text{m}$ 。 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路按洪水面的静电场强为 $22\text{kV/m}$ 、雨天合成场强为 $50\text{kV/m}$ 、晴天合成场强为 $42\text{kV/m}$ 控制,取为 $15\text{m}$ 。

导线至最高航行水位的最高船桅顶的最小垂直距离按导线最大操作过电压间隙 $7.5\text{m}$ 加 $3\text{m}$ 裕度考虑,取 $10.5\text{m}$ 。

##### 2.5.4.7.2 跨越不通航河流

跨越不通航河流时, $750\text{kV}$ 线路至百年一遇洪水位的最小垂直距离取为 $8\text{m}$ , $1000\text{kV}$ 交流线路取为 $10\text{m}$ 。 $\pm 800\text{kV}$ 特高压直流线路按最大操作过电压间隙 $7.5\text{m}$ ,考虑漂浮物高度 $2\text{m}$ ,加裕度 $3\text{m}$ ,取为 $12.5\text{m}$ 。



冬季导线至冰面的最小垂直距离按非居民区的场强限值,导线水平布置、采用V串时为18.0m,导线水平布置、采用I串时为18.5m,取18.5m。

至最高洪水位时,有抢险船只航行的河流,垂直距离应通过协商确定。

#### 2.5.4.7.3 与河流平行

当线路与沿河流的拉纤小路平行时,边导线至斜坡上缘的最小水平距离,沿用超高压线路设计规程规定值,取为最高杆塔高度。

#### 2.5.4.8 与树木之间的交叉跨越距离

随着社会环保意识的不断加强,±800kV特高压线路在跨越林木、植被覆盖等方面,应采取高塔和砍伐相结合,更好地保护生态环境。

##### 2.5.4.8.1 导线与林区树木之间的垂直距离

与树木的最小垂直距离,我国500kV线路目前采用的数值大部分地区为7.5m,华北地区多为7m,广东地区多为6.5m。线路与树木的净空距离,大部分地区为7m,华北、广东为6.5m;线路与果树、经济作物的距离,大部分地区为6.5m,华北为8.5m,广东为6m。

1000kV线路按最大过电压间隙7m加上3.5m裕度,应为10.5m,校核电场强度大于20kV/m,考虑到容易引起树木端部烧伤,因此,1000kV线路导线对树木最小垂直距离按场强20kV/m控制,取为14m。

±800kV线路导线对树木最小垂直距离若按操作过电压间隙7.5m加3.5m裕度,应为11m,校核电场强度见表7.9-35。

表 7.9-35 导线至树顶距离计算结果

		m	
场强	塔形	水平 V形串	水平 I形串
静电场强 18kV/m, 合成场强雨天 42kV/m, 晴天 35kV/m		16	17
静电场强 22kV/m, 合成场强雨天 50kV/m, 晴天 42kV/m		14	15
静电场强 27kV/m, 合成场强雨天 60kV/m, 晴天 52kV/m		12.5	13.5

经分析研究,按静电场强27kV/m、雨天合成场强60kV/m、晴天合成场强52kV/m控制,最小垂直距离取13.5m。

##### 2.5.4.8.2 导线最大风偏时与公园、绿化区、防护林带树木之间的净空距离

考虑最大风偏的短时性,110~330kV线路均在上述垂直距离的基础上减少0.5m,500kV线路规定的净空距离与垂直距离值相同。±800kV线路采用与垂直距离相同的值,即10.5m。

##### 2.5.4.8.3 导线与果树、经济作物、城市绿化灌木及街道树之间的垂直距离

该类树木超高生长的可能性很少,但考虑到人接触该类树木的机会较多,且大多采用跨越方案,故应在跨越一般树木的取值基础上适当增加安全裕度。1000kV线路建议在跨越一般树木的取值基础上(14m)适当增加2m,取为16m。

±800kV线路按静电场强22kV/m、雨天合成场强50kV/m、晴天合成场强42kV/m控制,对果树、经济作物、城市绿化灌木及街道树之间最小垂直距离取15m。

#### 2.5.4.9 与建筑物之间的交叉跨越距离

##### 2.5.4.9.1 导线与建筑物之间的最小垂直距离

±800kV线路不应跨越经常住人或屋顶为燃烧材料的建筑物,对于非长期住人的耐火屋顶的建筑物,在取得有关方面同意时可以跨越。导线与建筑物之间的最小垂直距离,从电场强度来看,可采用交通困难地区的标准。220~500kV级线路均在交通困难地区对地距离的基础上再增加0.5m,±800kV线路在交通困难地区的对地距离为15.5m,在此基础上再增加0.5m,取为16m。

若所跨越的建筑物为非长期住人建筑,尚需满足房屋所在位置地面处湿导线合成场强15kV/m的控制要求。

##### 2.5.4.9.2 导线在最大风偏时对建筑物的最小净空距离

苏联规程规定,在导线最大风偏下,架空线路边导线至各建筑物及构筑物最近突出部分的水平距离为:750~1150kV线路取值为15m。

国内500kV及750kV最大风偏时净距按跨越建筑物时的垂直距离减去0.5m。考虑导线的最大计算风偏仅是短时性的,1000kV线路按此原则执行,按跨越时的垂直距离减去0.5m,取15m,与苏联规程基本一致。

±800kV线路按此原则执行,按跨越时的垂直距离减去0.5m,取15.5m。对城市多层建筑或规划建筑,该距离为水平距离。

##### 2.5.4.9.3 边导线与不在规划范围内城市建筑物之间的水平距离

该项距离实质上是指对不在规划范围内城市建筑物,即使电场强度、净空距满足要求,也不允许跨越。在无风情况下,边导线需对其保持一定的水平间隔。在500kV时,该数值为导线最大风偏时至各建筑物最小净空距离的一半后取整,500kV取5m,750kV线路取6.5m,1000kV线路取7m。±800kV线路按1000kV线路取为7m。

##### 2.5.4.10 线路走廊宽度

邻近民房时,考虑到住房所在地的未畸变电场不宜取得太高,以免对居民日常生活造成一些影响,它们虽不致损害健康,然而毕竟是恼人和不愉快的。但也不能取得太低,不然会不必要地增加大量的拆迁费用和影响建设工期。

在DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》中规定,邻近民房的地面标称场强限值为3kV/m。中国电力科学研究院就直流合成电场对人的影响进行过大量的试验研究,在晴天,当地面合成电场达到11kV/m时,人在该电场下打伞,手触摸金属柄,会感受到明显但比较轻微的暂态电击;在雨天,同一地点的地面合成电场达到约15kV/m,暂态电击更强烈,具有刺痛感。随着电场增加,暂态电击程度增加。但限于当时的计算手段,以标称场强作为控制条件,在当时是合理的。

对人的影响实质上是合成场强,标称场强只是合成场强的一部分,因此,直流输电线路的电场对人的影响原则上应以合成电场衡量。从苏联的规定和我国直流线路运行经验看,直流线路邻近民房时,地面合成场强没有必要小于10kV/m;从美国和苏联的规定看,不应大于15kV/m。

为慎重确定直流线路邻近民房时民房所在地地面合成电场的限值,2005年7月,中国电力科学研究院会同湖北超高压局武汉分局,组织老中青男女人员,在直流输电线路下进行了感受试验。根据试验结果,建议直流输电线路邻近民房时,民房所在地面未畸变合成电场应不超过15kV/m。

为了防止人在民房所在地打伞时出现较强的暂态电击,民房所在地面的合成电场限值取15kV/m(对应于湿导线)。

将边导线外7m处以内不得有住人房屋的走廊定义为走

廊核心区，将湿导线合成场强 15kV/m 控制的范围定义为走廊缓冲区，则单回水平排列±800kV 直流线路的走廊宽度见表 7.9-36。

表 7.9-36 ±800kV 单回线路走廊宽度  
(6×630/45 导线) m

排列方式	核心区边缘	缓冲区边缘
水平 V 串(对地距离 18.0m)	36	76
水平 I 串(对地距离 18.5m)	44	84

2.5.4.11 与特殊管道的交叉跨越距离

2.5.4.11.1 最小垂直距离

特殊管道是架设在地面上输送易燃易爆物品的管道，导线对此类管道的最小垂直距离：苏联的 500kV 线路要求 6.5m，750kV 线路取 12m，1150kV 取 14.5m，±750kV 取 10.5m；我国 500kV 线路实际采用 7.5m 或按协议要求取值，750kV 线路取 9.5m 或按协议要求取值。1000kV 线路建议与跨越弱电线路相同，取为 18m 或按协议要求取值。对于±800kV 特高压直流线路，建议与跨越弱电线路相同，取为 17m 或按协议要求取值。

跨越索道可与跨越电力线相同，取 10.5m。

2.5.4.11.2 最小水平距离

综合苏联及我国相关规定，±800kV 直流架空线路对管道和索道交叉和接近距离取值如下：

(1) 在开阔地区，线路与特殊管道交叉平行接近时，线路边导线至管道任何部分的最小水平距离不小于平行地段线路的最高杆塔高度。

(2) 在路径受限制地区，边导线在最大风偏情况下对特殊管道的水平距离，按步行可以到达山坡考虑，并适当增加裕度，取 15m。

2.5.4.12 与弱电线路的交叉角

±800kV 线路跨越弱电线路（不包括光缆和埋地电缆）时，其交叉角应符合表 7.9-37 的要求。

表 7.9-37 ±800kV 线路与弱电线路的交叉角

弱电线路等级	一级	二级	三级
交叉角 (°)	≥45	≥30	不限制

2.5.4.13 交叉跨越距离汇总

交叉跨越距离分为场强控制、电气绝缘强度控制和其他因素控制三类，根据不同交叉跨越的性质，按不同的控制条件，确定的各种交叉跨越距离见表 7.9-38。

表 7.9-38

交叉跨越距离汇总表

项 目			垂直距离 (m)	水平距离 (m)					
铁路	至轨顶	标轨	21.5	杆塔外缘至轨道中心		交叉：塔高加 3.1m 平行：最高塔高加 3.1m			
		窄轨	21.5						
		电气轨	21.5						
	至承力索或接触线		15						
公路	至路面		21.5	杆塔外缘至 路基边缘	开阔地区	交叉 15.0 或按协议取值 平行 最高塔高			
					路径受限制地区		边导线至路基边缘 12.0 或按协议取值		
通航 河流	至五年一遇洪水位		15	边导线至斜坡上缘 (线路与拉纤小路平行)		最高塔高			
	至最高航行水位桅顶		10.5						
不通航河流	百年一遇洪水位		12.5						
	冬季至冰面		V 串 18, I 串 18.5						
弱电线	至被跨越物		17	与边导线间	开阔地区	交叉 杆塔外缘至弱电线 15 平行 最高塔高			
					路径受限制地区 (最大风偏情况下)		13		
电力线	至被跨越物		10.5 (15.0)	与边导线间	开阔地区	交叉 杆塔外缘至电力线 15 平行 最高塔高			
					路径受限制地区 (最大风偏情况下)		边导线间 20, 导线风偏至 邻塔 13, 或计算确定		
特殊管道、 索道	至管道任何部分		管道 17 索道 10.5	边导线至管、 索道任何部分	开阔地区	交叉 最高塔高 平行 天然气、石油 (非埋地管道): 最高塔高+3			
					路径受限制地区 (最大风偏情况下)		15		

- 注
1. 垂直距离中，括号内的数值用于跨杆（塔）顶。

2. 跨越 220kV 及以上输电线路、铁路、高速公路，一级等级公路、一、二级通航河流及特殊管道等时，悬垂绝缘子串宜采用双挂点、双联 I 串或 V 串形式。

3. 线路跨越铁路时，交叉角不应小于 45°，困难情况下双方协商确定，但不得小于 30°。



# 第 10 章 特 高 压 直 流 设 备

特高压直流换流站的设备包括换流变压器、晶闸管换流阀、平波电抗器、直流绝缘子、控制保护系统以及隔离开关、避雷器等。电压等级的提高和传输功率的增大对设备的绝缘能力和通流能力提出了更高的要求，与常规直流设备差别较大，特别是直接承受 800kV 直流电压的设备。同时，主回路采用 2 个 12 脉动换流器串联接线的形式，控制保护策略更为复杂。本章阐述了换流变压器、晶闸管、换流阀、平波电抗器、直流绝缘子和控制保护设备的设计特点和技术方案。

## 1 换流变压器

特高压换流变压器是特高压直流输电工程中最为关键的设备之一。±800kV 直流输电工程用特高压换流变压器单台容量大，阀侧绕组绝缘水平高，又要满足水路和陆路运输条件的要求，这是特高压换流变压器与±500kV 直流输电工程

用换流变压器或±800kV 直流输电工程用低端换流变压器的主要区别，也是特高压换流变压器设计和制造的难点。特高压换流变压器设计关键技术包括主、纵绝缘结构设计，阀侧引线布置设计，阀侧引线和套管研制，漏磁抑制和防止局部过热等。

从运输条件上看，特高压直流输电工程换流变压器的运输限界与常规换流变压器类似，但绝缘、通流能力要求更高，因此，特高压直流换流变压器在交、直流电场，直流偏磁的控制及影响，绝缘结构与散热，阀侧引线及出线装置，运输条件与整体结构等方面均需要进一步深入优化，提高技术水平。

### 1.1 特高压换流变压器参数

以向一上工程用换流变压器为例，该换流变压器形式为单相双绕组有载调压，电压与电流相关参数见表 7.10-1。

表 7.10-1 向一上工程换流变压器相关技术参数

技术参数名称		复 龙 站				奉 贤 站			
		Y1 800kV 端	△1 600kV 端	Y2 400kV 端	△2 200kV 端	Y1 800kV 端	△1 600kV 端	Y2 400kV 端	△2 200kV 端
额定容量 (MVA)		321.1	321.1	321.1	321.1	297.1	297.1	297.1	297.1
网侧额定电压 (kV)		530/√3	530/√3	530/√3	530/√3	515/√3	515/√3	515/√3	515/√3
阀侧额定电压 (kV)		170.3/√3	170.3	170.3/√3	170.3	157.6/√3	157.6	157.6/	157.6
网侧有载调压 (%)		+23/-5	+23/-5	+23/-5	+23/-5	+22/-6	+22/-6	+22/-6	+22/-6
有载调压级电压 (%)		1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
网侧主分接额定电流 (A)		1049	1049	1049	1049	999	999	999	999
阀侧额定电流 (A)		3266	1886	3266	1886	3266	1886	3266	1886
额定频率 (Hz)		50	50	50	50	50	50	50	50
冷却方式		ODAF				ODAF			
绝 缘 水 平	网 侧 线 端	雷电全波冲击电压 (kV)	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550
		雷电截波冲击电压 (kV)	1705	1705	1705	1705	1705	1705	1705
		操作冲击电压 (kV)	1175	1175	1175	1175	1175	1175	1175
		短时工频电压 (kV)	680	680	680	680	680	680	680
	中 性 点	雷电全波冲击电压 (kV)	200	200	200	200	200	200	200
		短时工频电压 (kV)	95	95	95	95	95	95	95
	阀 侧 端 子	雷电全波冲击电压 (kV)	1800	1550	1300	1175	1800	1550	1300
		雷电截波冲击电压 (kV)	1980	1705	1430	1293	1980	1705	1430
		操作冲击电压 (kV)	1600	1300	1175	1050	1600	1300	1175
		交流外施电压 (kV)	912	695	479	262	912	695	479
		直流外施电压 (kV)	1258	950	646	341	1258	950	646
		直流极性反转电压 (kV)	970	715	460	205	970	715	460

### 1.2 特高压换流变压器交、直流电场计算和绕组绝缘结构

与普通的电力变压器相比，换流变压器阀侧绕组不仅承受雷电全波及截波冲击电压、操作波冲击电压、工频外施及感应试验电压作用，还要承受直流长时电压、直流极性反转电压作用，结构更为复杂。由油、纸和纸板构成的复合绝缘结构需要承受交流电压、直流电压和极性反转电压，三种电压的分布取决于不同因素，差别较大。

当换流变压器承受正弦交流电压时，其电场在不同绝缘

材料中为电容性分布，即取决于不同材料的电容率（介电常数  $\epsilon$ ）。介电常数较低的变压器油中电场强度比较高，而介电常数相对较高的纸板中交流场强较低，如图 7.10-1 所示。

当换流变压器承受稳态直流电压作用时，其稳态直流电场分布取决于复合绝缘结构中不同材料的电阻率值，如图 7.10-2 所示。阀侧绕组端部交、直流电场等位线分别如图 7.10-3 和图 7.10-4 所示。各材料在温度为 20℃ 时的电阻率取值分别为：油取  $\rho=1\times10^{13}\Omega\cdot\text{m}$ ；纸取  $\rho=1\times10^{15}\Omega\cdot\text{m}$ ；纸板取  $\rho=1\times10^{15}\Omega\cdot\text{m}$ 。从图 7.10-2 中可以看出，稳态直流场集中分布于电阻率较高的绝缘纸和纸板中，对于

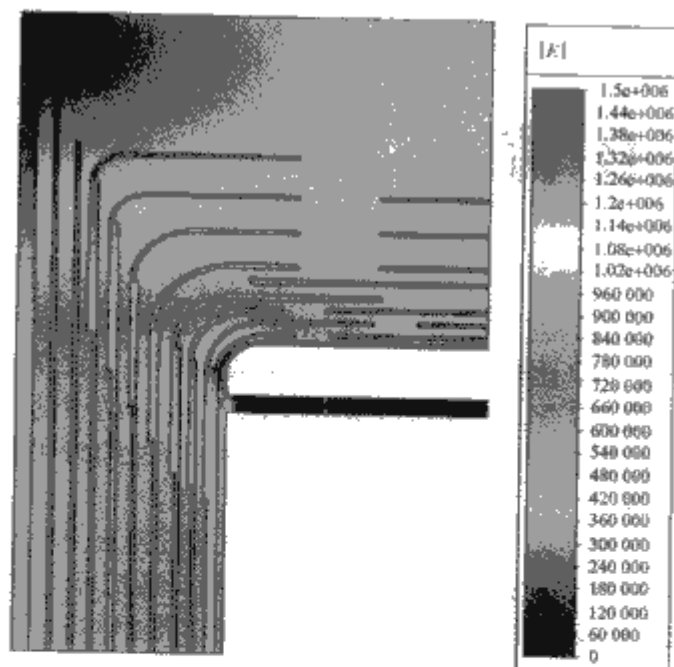


图 7.10-1 换流变压器阀侧绕组在交流电压作用下的电场强度分布云图

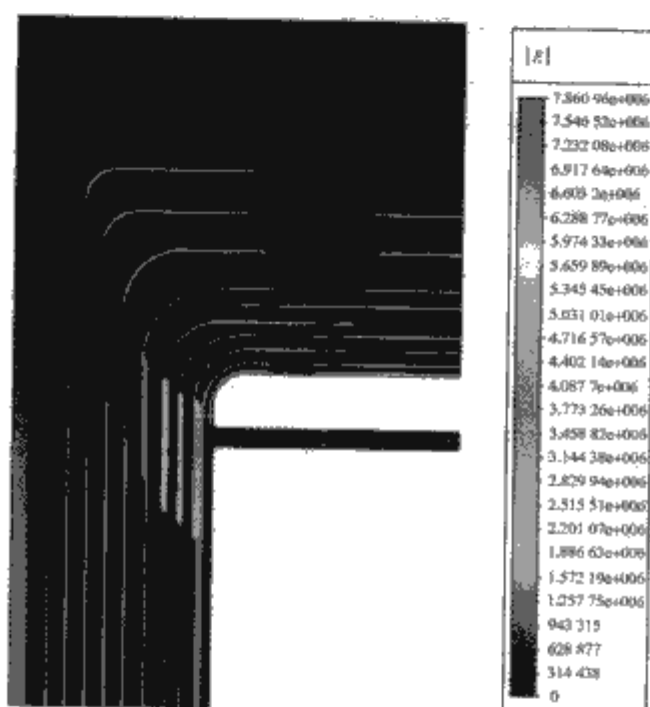


图 7.10-2 换流变压器阀侧绕组在直流电压作用下的电场强度分布云图

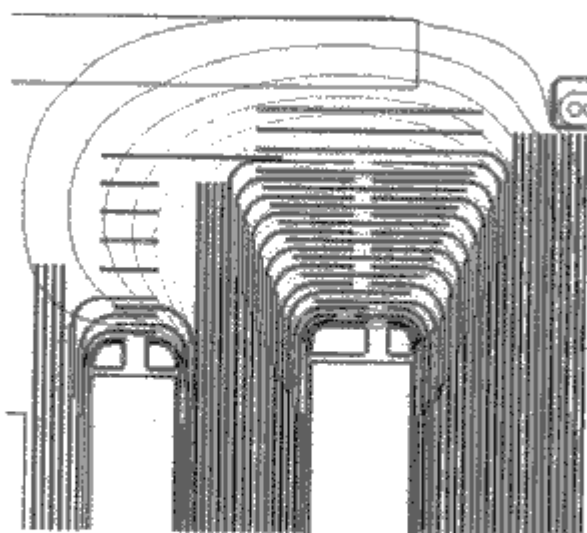


图 7.10-3 阀侧绕组端部交流电场等位线

电阻率最低的变压器油来说,接近于短路状态,即此时油中电压分布很小。

当换流变压器承受极性反转电场时,根据加电场时间的不同,其电场分布是不同的,如图 7.10-5 所示。

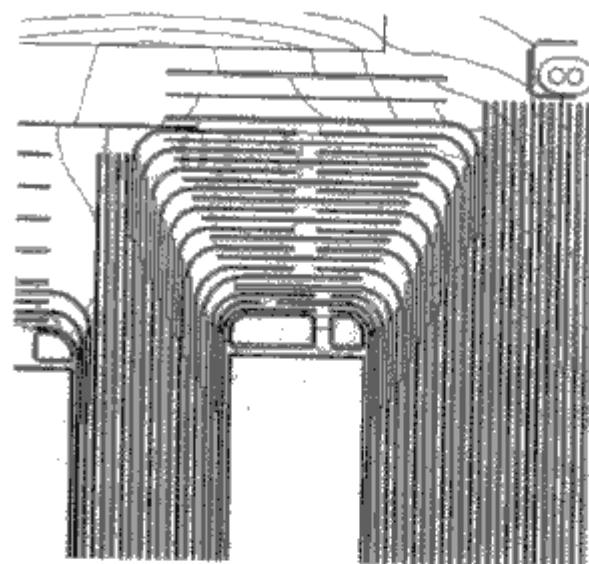
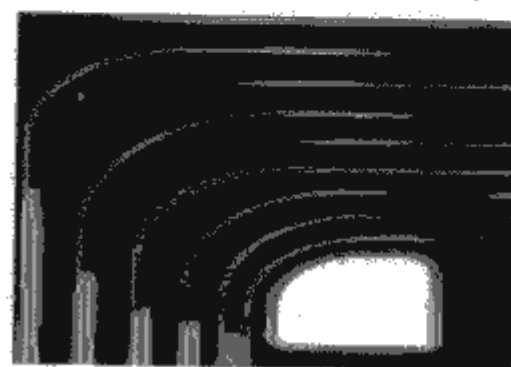
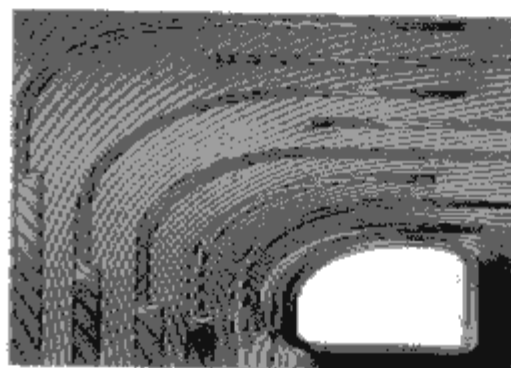


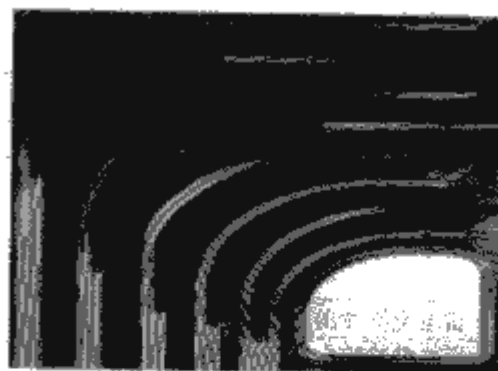
图 7.10-4 阀侧绕组端部直流电场等位线



(a)



(b)



(c)



(d)

图 7.10-5 换流变压器承受极性反转电场时电场分布

(a)  $t=0s$ , DC; (b)  $t=60s$ , PR; (c)  $t=2460s$ , PR; (d)  $t=5460s$ , PR



从图 7.10-2 中可以看出,在极性反转过程中,在电阻率较低的变压器油中具有较高的场强,这说明反转时场强在复合绝缘结构中的分布是呈容性分布,即极性反转时绝缘结构电场分布的决定因素是绝缘材料的介电常数。相对于纸和纸板,变压器油的耐受力场强较低,但其在极性反转时要承受较高的场强,此处为换流变压器的绝缘薄弱部位。随着时间的延长,等位线的形状发生扭转和回环,甚至出现了局部等位线闭合的情况。此种情况说明在电压极性反转过程中,在绝缘介质的交界面上出现了孤立的电荷,而且此种电荷的分布比较复杂,大量的电荷造成了局部电位的升高或降低而形成“电位高峰”或“电位低谷”,并进一步形成了空间电荷间的附加电场。此附加电场叠加到原电场上,引起了电场的畸变,即等位线的扭曲和回环。由此可见空间电荷对极性反转后瞬间的电场分布产生实质作用。

由于油、纸的电阻率随温度、场强等因素的变化而发生剧烈变化,其变化幅度可达 3 个数量级,呈非线性;而且油浸纸的层压结构使其电阻率在垂直纸面方向与沿纸面方向有明显不同,呈各向异性,相应呈阻性分布的直流电场为非线性、各向异性电场,其计算难度远大于交流电场。

特高压换流变压器阀侧绕组要耐受的交、直流和极性反转电压都很高,其绝缘结构必然复杂,而且要受到运输条件的限制,因此选择合理的绝缘结构,控制纸板、油隙和油纸交界面处的电场强度,保证在各种工况下均无局部放电,是设计特高压换流变压器绝缘结构时的关键。

### 1.3 特高压换流变压器绕组主、纵绝缘结构

±800kV 直流输电工程用换流变压器网侧绕组的绝缘水平是按交流 500kV 绝缘水平要求,与常规直流换流变压器无明显差别,绝缘研究重点为阀侧绕组的主、纵绝缘结构。

换流变压器的主绝缘决定着整台换流变压器的基本结构,与变压器的阻抗、损耗、质量、外形尺寸及运输条件有着密切的联系;纵绝缘则决定着阀侧绕组的结构形式及其耐受冲击电压的能力。特高压换流变压器与±500kV 直流输电工程用换流变压器相比,耐雷电和操作冲击的水平提高的不多,而耐交流长时外施、直流长时和直流极性反转有大幅度的提高。下面以向—上工程送端高端换流变压器为例介绍主、纵绝缘结构。

#### 1.3.1 主绝缘结构

特高压换流变压器器身绝缘为两柱并联结构,绕组排列方式为:铁心—调压绕组—网侧绕组—阀侧绕组—油箱,如图 7.10-6 所示。由于绕组绝缘水平的提高,要相应增加绕

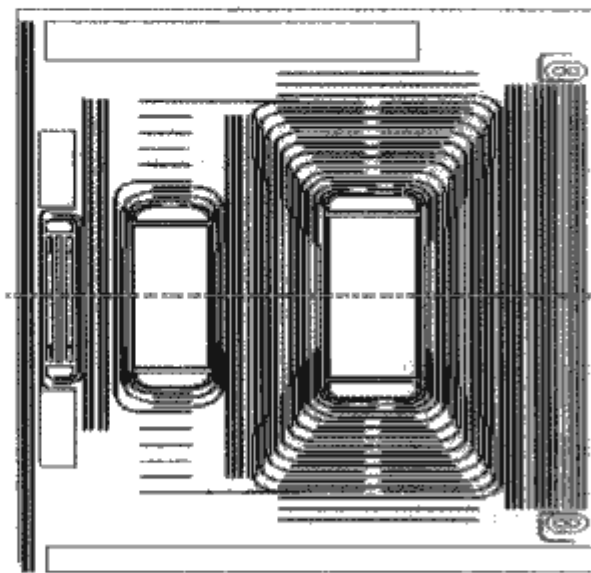


图 7.10-6 主绝缘结构示意图

组之间及端部绝缘的主绝缘距离;通过增加角环、纸筒和纸圈的数量,并合理地布置,来保证绝缘结构在交流、直流和极性反转电压作用下电场的合理分布,有效地提高油、纸绝缘结构的绝缘强度;并对针对各种电场分布进行了反复的计算分析,并在此基础上不断优化结构,以保证绝缘结构在各种作用电压下都有足够的绝缘裕度。

#### 1.3.2 纵绝缘结构

特高压换流变压器的网侧绕组首端要承受全波 1550kV 的雷电冲击电压,网侧绕组可采用纠结连续式,绕组首端若干段为纠结段,如图 7.10-7 所示。在网侧绕组的上下端部设置静电板,以改善绕组端部电场分布,提高绝缘强度。

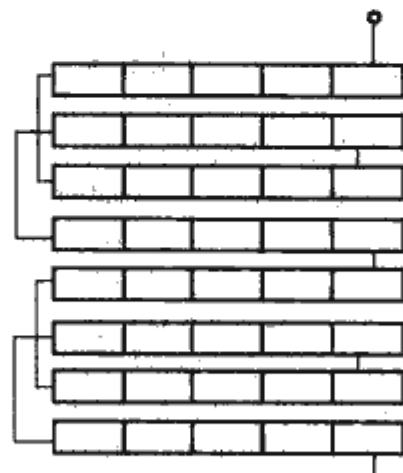


图 7.10-7 网侧绕组纠结段

特高压换流变压器阀侧绕组首末端均要承受 1800kV 的全波雷电冲击电压,阀侧绕组为全绝缘结构。特高压换流变压器阀侧绕组电流大,交流电压较低,绕组的线圈匝数较少,阀侧绕组一般为

内屏蔽连续式或螺旋式结构。内屏蔽连续式的阀侧绕组往往采用半硬自黏组合换位导线(首末端若干个饼的导线带屏蔽线)绕制,如图 7.10-8 所示。内屏蔽连续式的阀侧绕组采用纵向电容分区补偿结构,具有良好的冲击电压分布,并严格控制场强

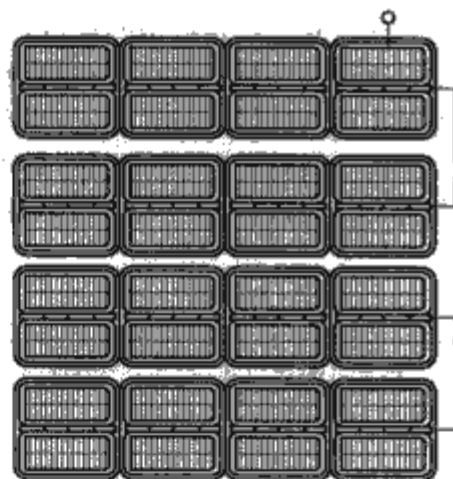


图 7.10-8 阀侧绕组内屏蔽连续式

分布,确保绕组内不发生局部放电。由于作用在阀侧绕组上的交、直电压都很高,阀侧绕组的上下端部要设置静电板,为有效改善绕组端部电场分布,静电板要选择合适的曲率半径。

调压绕组为圆筒式,采用半硬自黏换位导线绕制,匝间和段间均无油道。各分接出头通过电缆与绕组出头原线焊接后引出,各分接间设有 ZnO 非线性电阻元件,来限制调压绕组上的雷电冲击过电压。

### 1.4 阀侧引线布置

阀侧套管和阀侧引线装置是换流变压器技术含量最高、研制难度最大的关键部件,也是绝缘设计中最关键的部分。同时,特高压换流变压器研制受换流变压器的运输条件影响。受端换流站大多位于东部沿海沿江地区,可以充分利用水路运输的优势。但送端换流站多位于西部偏远山区,由于受运输条件的限制,即使能通过水路将换流变压器运到最近



的码头，仍然需要解决陆路运输的困难。

特高压换流变压器的运输尺寸由换流变压器的技术性能参数和结构确定。其中，换流变压器阀侧引线结构对运输尺寸的影响很大。换流变压器阀侧引线结构可以采用放置在油箱内部和独立放置在外部的两种方式。这两种阀侧引线结构均由大直径均压管、覆盖绝缘以及多层绝缘筒组成。通过合理设置绝缘筒的数量以及合适的引线安装位置，可以最大程度减小引线均压管到油箱以及铁心等接地位置的绝缘距离。

阀侧引线独立放置在油箱外部可以充分利用外部空间，减小换流变压器本体的运输尺寸。但由于特高压换流变压器阀侧引线与绕组的接口十分复杂，对产品制造偏差的要求十分苛刻，给工厂及现场安装带来的很大的困难，需要有充分的工艺保障措施和必要的专用工装设备。

阀侧引线放置在油箱内部的优势在于换流变压器的现场安装较为简单，风险少。但要在有限的油箱里布置特高压换流变压器的阀侧引线，具有很大的挑战性。要做大量的计算分析和优化设计，合理布置内部的引线结构，有效地控制电场强度。同时，在工厂加工制造过程中，对器身、引线及油箱等各个部分的加工偏差也要严格控制。

阀侧出线装置与阀侧套管连接处结构复杂，电场分布复杂，对设计、制造的要求极高，是整个换流变压器绝缘设计中最关键的部位之一，需要极为详细的计算和分析。

1.5 漏磁场分布和防止局部过热措施

由于特高压换流变压器单柱容量较大，漏磁通量大，很容易在某些金属结构件上产生涡流并造成局部过热，从而影响产品的安全运行。为此，需要进行换流变压器漏磁场和温度场计算分析。油箱壁中漏磁分布如图 7.10-9 所示。根据计算结果采用合理的电、磁屏蔽结构，有效地降低油箱内金属结构中的杂散损耗，防止出现局部过热现象。

同时，换流变压器的漏磁极有可能引起换流变压器铁心拉板过热，应根据铁心拉板表面和铁心夹件等结构件中的漏

磁分布，采取屏蔽措施。在铁心拉板和末级铁心片开隔磁槽有效地降低涡流损耗。

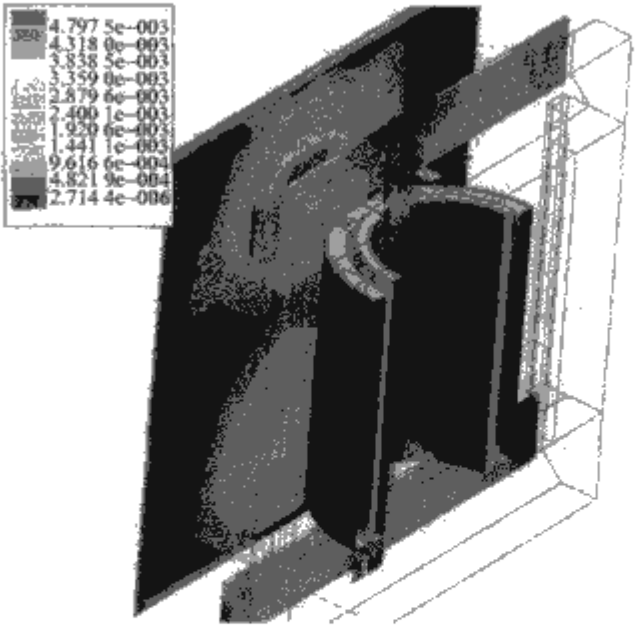


图 7.10-9 油箱壁中漏磁分布

1.6 特高压换流变压器试验

我国已于 2007 年根据国情和实践经验修改采用 IEC 标准，颁布和实施了高压直流输电用换流变压器的试验标准。目前，国内已完成了大量换流变压器的试验，积累了丰富的试验经验，已完全掌握了换流变压器的试验方法和试验技术。

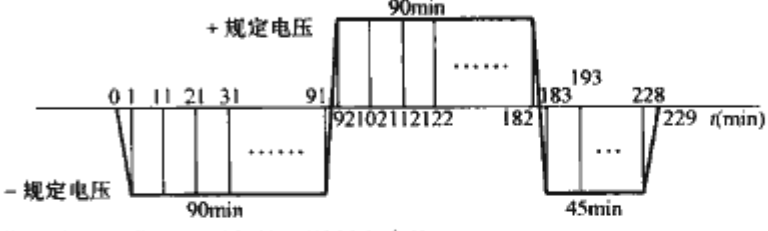
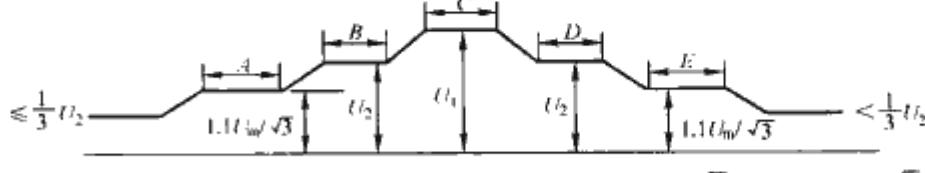
±800kV 直流输电工程用换流变压器与±500kV 直流输电工程用换流变压器的试验项目和试验方法是相同的，只是特高压换流变压器的阀侧绝缘水平比常规的换流变压器有所提高，尤其是阀侧绕组长时交流外施耐压、直流耐压和直流极性反转试验电压提高幅度比较大，这就对试验设备提出了更高的要求，主要试验项目及试验要求见表 7.10-2。

表 7.10-2 特高压换流变压器主要试验项目及试验要求

试验项目	试验标准	试验原理及设备、仪器
1. 带有局部放电测量的短时感应耐压试验 (ACSD)	GB 1094.3—2003《电力变压器 第3部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》	<p>试验电压按技术协议或标准规定执行。</p> <p>采用 200Hz 交流电压，其波形尽可能为正弦波，试验电压应是测量电压的峰值除以<math>\sqrt{2}</math>。</p> <p>规定电压的持续时间：<math>120 \times 50 / 200 = 30</math> (s)。</p> <p>施加对地试验电压的时间顺序：</p> <div><p><math>A=5\text{min}; B=5\text{min}; C=30\text{s}; D=5\text{min}; E=5\text{min}</math>. <math>U_2=1.5U_m/\sqrt{3}</math>; <math>U_1</math> 为规定的电压。</p><p>结果判断：试验电压不出现突然下降且放电量不连续增长并小于规定值为合格。</p><p>试验设备：发电机组、中间变压器、电容分压器、峰值电压表、局部放电测量系统</p></div>
2. 带有局部放电测量的直流耐压试验	GB/T 18494.2—2007《交流变压器 第2部分：高压直流输电用换流变压器》	<p>阀侧直流耐压电压按技术协议或标准规定执行。</p> <p>阀侧直流耐压试验时间 2h。</p> <p>结果判断：若试验过程满足以下条件，则判定合格。</p> <p>(1) 被试变压器内部无击穿现象；</p> <p>(2) 试验的最后 30min 内，大于或等于 2000pC 的放电不超过 30 个；</p> <p>(3) 试验的最后 10min 内，大于或等于 2000pC 的放电不超过 10 个。</p> <p>主要试验设备：直流电压发生器、直流分压器、直流局部放电测量系统</p>



续表

试验项目	试验标准	试验原理及设备、仪器
3. 带有局部放电测量的直流极性反转试验	GB/T 18494.2--2007	<p>阀侧直流极性反转试验电压按技术协议或标准规定执行。</p> <p>施加电压时间顺序：</p>  <p>结果判断：若试验过程满足以下条件，则判定合格。</p> <p>(1) 被试变压器内部无击穿现象；</p> <p>(2) 每个电压持续时间的任意 10min 内，大于或等于 2000pC 的放电不超过 10 个。</p> <p>主要试验设备：直流电压发生器、直流分压器、直流局部放电测量系统</p>
4. 带有局部放电测量的长时感应电压试验 (ACLD)	GB 1094.3—2003	<p>采用 200Hz 交流电压，其波形尽可能为正弦波，试验电压应是测量电压的峰值除以 <math>\sqrt{2}</math>。</p> <p>施加对地试验电压的时间顺序：</p>  <p><math>A=5\text{min}</math>; <math>B=5\text{min}</math>; <math>C=30\text{s}</math>; <math>D=60\text{min}</math>; <math>E=5\text{min}</math>; <math>U_2=1.5U_m/\sqrt{3}</math>; <math>U_1=1.7U_m/\sqrt{3}</math>。</p> <p>结果判断：试验电压不出现突然下降且放电量不连续增长并小于规定值，为合格。</p> <p>主要试验设备同“1. 带有局部放电测量的短时感应耐压试验 (ACSD)”</p>
5. 外施耐压试验	GB 1094.3—2003	<p>试验电压按技术协议或标准规定执行。</p> <p>试验分以下两种：</p> <p>(1) 网侧绕组中性点外施交流耐压试验；</p> <p>(2) 阀侧绕组外施交流耐压试验。</p> <p>试验电压施加于被试绕组所有连接在一起的端子与地之间，其他非被试绕组端子、铁心、夹件和油箱在一起接地。</p> <p>网侧绕组中性点外施交流耐压试验时间为 1min，如果试验电压不出现突然下降，则为试验合格。阀侧绕组外施交流耐压试验时间为 60min（同时进行局部放电测量），如果试验电压不出现突然下降且局部放电量小于规定值，则为试验合格。</p> <p>主要试验设备：工频试验系统、电容分压器、峰值电压表、局部放电测量系统</p>

1.7 小结

特高压换流变压器设计和制造的难点，在特高压换流变压器设计关键技术方面主要有下面几点：

- (1) 特高压换流变压器阀侧绕组绝缘水平高，主、纵绝缘结构十分复杂，为了保证绝缘的结构可靠性，通过计算分析交、直流和极性反转电压下电场分布，优化主、纵绝缘结构，合理控制场强分布，提高绝缘强度，同时使绝缘结构紧凑。对于特高压换流变压器绝缘结构设计，还要充分考虑温度对直流电场分布的影响，保证特高压换流变压器的绝缘可靠性。
- (2) 特高压换流变压器绝缘水平高，复杂的绝缘结构会影响绕组的散热，使温升增大，在设计过程要合理设置油路，加强冷却。
- 在运输条件允许的情况下，阀侧引线应尽量放置在油箱内部，减小现场安装的难度和风险。当不得不采用独立的外置阀侧出线结构时，要充分严格控制制造偏差，制订完善、可行的安装工艺。
- (3) 特高压换流变压器的单台容量大，漏磁通量也大，要进行电磁场和温度场计算，控制内部金属结构件的温升，

防止局部过热。同时，也要充分考虑到直流偏磁会造成换流变压器铁心严重饱和，使换流变压器噪声和损耗增大。

2 晶闸管

特高压直流输电系统采用了 6in 晶闸管，与常规直流工程采用的 5in 晶闸管的性能参数相比有了极大提高，相应晶闸管研发和制造技术方案方面有诸多创新。与一般工业用晶闸管的要求不同，高压直流输电用晶闸管有两个显著特点：①换流阀由数千只晶闸管串联组成，对晶闸管的参数一致性要求很高，以保证一个换流阀臂上的器件能够同时开通或同时关断；②对器件长期可靠性的要求很高，保证换流阀具备长期连续可靠运行的能力。

研制特高压直流输电用晶闸管，其工艺和结构设计、工艺过程监测控制、工艺设备自动化、电参数之间折中协调、测试试验，原材料选择，是产品研制的主要内容和关键技术。

2.1 双负角终端结构方案

迄今为止 7000V 电压等级以上的分立半导体器件及其终端结构有正角整流管、负角整流管、正负角晶闸管、双正



角晶闸管、双负角晶闸管以及潜在的平面终端单向阻断器件。各种结构获取一定的阻断电压时设计所选的片厚各有不同。片厚所对应的阻断电压能力是衡量晶闸管综合参数水平的根本标志。

正负角晶闸管是双向阻断器件，正反向阻断结终端边界条件不同。曾在负斜角边界条件下对正向耐压作出体特性设计来确定长基区厚度，但这个长基区厚度在正斜角边界条件下不足以承受与正向耐压相等的反向耐压。其原因是在反向阻断状态下，由于表面区域空间电荷区边界翘变，加速接近J2结，PNP使 $\alpha$ 增大。要做成正反向转折电压相等的设计，必须在一维计算结果基础上附加一个长基区厚度。

从理论上讲，双正角晶闸管长基区中部边缘电场集中现象只有在长基区厚度翻倍的情况下才可能完全消失。否则长基区中部边缘的电场集中在正反向阻断下都有降低转折电压的趋势。因此，一定耐压水平的双正角晶闸管要求更宽的长基区厚度。

只有双负角晶闸管在正反向阻断状态下，空间电荷区边界的翘变才都有远离正偏结、减小 $\alpha$ 的趋势，无损于一维转折电压。一定转折电压所需长基区厚度可与一维体内计算值吻合而成为最小值。

经过仔细的理论分析和计算机辅助设计、仿真和比较，并借鉴其长期积累的实践经验，确定了双负角终端结构的最佳工艺设计，从而最大限度地提高了晶闸管阻断电压和其他参数水平。

## 2.2 器件电参数的最佳优化设计

晶闸管工艺设计过程就是各个工艺参数的优化协调过程，其最终目的是使器件各种静态和动态参数达到最佳化。主要从以下几方面的折中关系来协调器件的设计：

(1) 增加通流能力、保持低的通态压降要求硅片薄，提高阻断电压要求硅片厚。

(2) 降低开通关断瞬态功耗要求阴极图形优化、硅片薄。

(3) 低的局部电场强度要求电阻率高，最小化厚度要求电阻率低。

(4) 高工作温度要求低的电阻率。

(5) 电阻率越高，对工艺设计要求越敏感，供应商提供的产品满足窄公差要求越困难。

通过对器件结构设计和电参数的优化研究，解决了如下关键技术并取得成果：

(1) 阻断特性的设计与雪崩击穿和近穿通的关系。对雪崩耐量而言，存在一个临界电场( $E_{crit}$ )，设计元件不能超过该值。因此，高压元件要求宽基区和低掺杂浓度。雪崩电压随温度升高而升高，一般情况下约为0.1%，因为温度高碰撞激烈，需要更高的电场、更大的加速能量激发载流子产生电流。当阻断结空间电荷区超过一定宽度与下一个PN结(正偏结)足够近时(接近穿通)，阻断结雪崩倍增产生向正偏结注入载流子效应形成正反馈，引起电流迅速增长，阻断能力消失，产生电压转折。从这一角度可将这一近穿通电压 $U_{PT}$ 视为转折电压 $U_{BO}$ 的上限，提高转折电压 $U_{BO}$ 要求长基区足够厚以及杂质分布平缓。通过研究，认识到优化设计基本原则：必须使雪崩和穿通电压两者均在器件要求的阻断电压以上。

(2) 双负角晶闸管长基区临界宽度的最佳控制，使元件结构及其电参数达到最优化。如上所述，世界各大公司采用的优化设计，无非是使雪崩和穿通电压两者均在器件要求的

阻断电压 $U_{DM}$ 以上而兼容其他电特性参数。通过研究发现，负角台面晶闸管的台面雪崩击穿电压 $U_{AV}$ 与长基区宽度无关，在一定的长基区本底杂质浓度、造型角度及阻断PN结掺杂分布条件下是恒定量。改变长基区宽度，从体内改变穿通电压的角度控制晶闸管转折电压。通过如上研究，对长基区宽度进行控制，继而对扩散结深准确控制。同时，在磨角造型时更加精确地控制台面宽度，使造型的准确位置与扩散结深腐蚀深度相互配合，从而挖掘出阻断电压潜力。如图7.10-10所示，发热点在体内及表面同时出现。这种元件转折电压同时达到负角台面雪崩击穿电压和体内近穿通电压，取得最大值，表明元件结构及其电参数达到最优化。

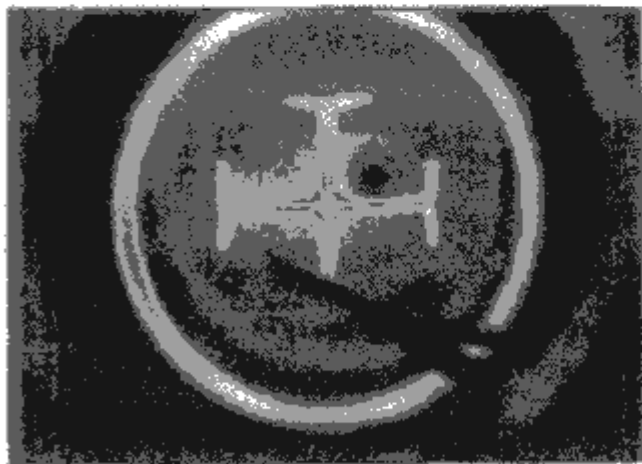


图 7.10-10 电压转折体内、表面同时起始的红外热像图

(3) 采用特殊的P型径向变掺杂工艺，协调优化电参数关系。器件体内掺杂浓度及扩散结深可以有效协调各电参数之间的关系。通过研究发现，短基区低浓度可以导致高温耐压、 $du/dt$ 、关断时间等参数特性劣化；P型扩散结深较大时， $1.5^\circ$ 以下负角导致极大阴极面损失。为有效协调这样的矛盾引入了径向P型变掺杂技术结构。在此结构下实现负角终端区低浓度、体内区适当高浓度各施其能，从而高度协调电压及其矛盾参数。

(4) 采用激光探针法测定P型扩散总结深的减小量 $\Delta W_p$ ，从而在微观条件下控制扩散工艺。即使在杂质浓度分布、负角角度确定的条件下， $\Delta W_p$ 还与硅表面状态及腐蚀保护工艺条件有关。采用激光探针法可测量出负角表面空间电荷区展宽 $W_s$ ，并可发现是否有突变的高浓度杂质限制空间电荷区展宽。根据 $W_s$ 测量值可计算出P型径向变掺杂双负角晶闸管在确保阻断电压的条件下P型扩散总结深的减小量 $\Delta W_p$ 。

$$\Delta W_p = W_s \sin \theta - X_p \quad (7.10-1)$$

式中： $W_s$ 为表面空间电荷区展宽； $\theta$ 为负角角度； $X_p$ 为体内空间电荷区展宽。

(5) 采用激光扫描光生电流衰减技术(LSICD法)，控制少数载流子寿命，实现器件的电参数一致性。特高压直流输电用晶闸管是目前面积最大的分立半导体器件，且工程应用中又必须大量串联，因此对所有电参数均匀性、浪涌电流承受能力、关断时间及反向恢复电荷的一致性有极高要求。如果器件整个面积上少数载流子寿命分散，将会导致该器件在开通、关断及浪涌瞬态电流分布不均，开关时间加长，动态能耗集中而损坏晶闸管。如果串联器件间少数载流子寿命分散，将会导致器件电参数分散、反向恢复电荷离散太大，应用时易被电压击穿。因此，在每一次高温扩散、氧化及电子辐照工艺过程中如何控制少子寿命及其均匀性是至关重要的。采用LSICD法对每一道可能改变少子寿命及其均匀性



的工艺结果进行二维寿命测量，以图像及数值形式输出测量结果。

根据测量结果分析，可发现在工艺过程中哪一个环节引入了“寿命杀手”，从而采取适当的纠正措施以保证工艺质量。更重要的是以此为依据来选取电子剂量稳定重复、分辨率高、电子束能量一致性好、扫描辐照均匀的高能电子加速器。由于电子辐照是少数载流子目标寿命及其均匀性控制的最后一步，对 6in UHVDC 晶闸管执行这一控制的高能电子加速器及其运行设置，历经了技术合作研究，取得了令人满意的结果，克服了器件在工程使用中的参数指标衰变现象。

2.3 小结

6in 晶闸管设计方案和关键工艺技术创新如下：

- (1) 创新确定双负角的最佳终端结构设计方案。
- (2) 创新确立了双负角终端长基区临界薄设计理论。
- (3) 采用特殊的 P 型径向变掺杂工艺，协调优化电参数关系。
- (4) 采用激光探针法测定 P 型扩散总结深的减小量  $\Delta W_p$ ，从而在微观条件下控制扩散工艺。
- (5) 采用激光扫描光生电流衰减技术 (LSICD 法)，控制少数载流子寿命，实现器件的电参数一致性。

3 换流阀

基于  $\pm 500\text{kV}/3000\text{A}$  换流阀的设计、制造、试验的成熟经验，对于  $\pm 800\text{kV}/4000\text{A}$  特高压换流阀的研制，由于电压、电流的增加，所要解决的关键技术有：

- (1) 特高压直流换流阀暂态仿真模型的建立。
- (2) 换流阀高电压引入、引出部位的连接及屏蔽性能的研究。
- (3) 特高压直流换流阀的绝缘配合。
- (4) 随着电压的升高，放电机理的变化，局部放电水平的控制与抑制技术。
- (5) 特高压直流换流阀关键器件的开发研制。
- (6) 特高压直流换流阀型式试验规范的研究。
- (7) 特高压直流换流阀损耗的计算及冷却水路的设计。

3.1 特高压换流阀设计方案

换流阀设计方案通过对换流阀组件的机械结构进行形状、尺寸、支撑位置、机械强度、材料特性等分析，在确保阀组件机械结构满足机械及电气性能的前提下，尽量使结构件各项性能参数达到最优，提高结构的安全性、稳定性和经济性。以向一上工程为例，换流阀的设计方案要点如下：

- (1) 采用 6in 电触发 4000A 晶闸管元件。
- (2) 标准模块化晶闸管组件、电抗器组件设计。
- (3) 空气绝缘纯水冷却、双重阀阀塔设计。
- (4) 悬吊、柔性防振结构设计。
- (5) 光电转换，采用高压光缆实现高低压电隔离，抗干扰能力强。
- (6) 电压分布通过均压阻尼回路、直流均压电阻、水路设计控制。
- (7) 换流阀对地杂散电容对电压分布的影响。
- (8) 过载设计考虑长期过载、2h 过载、3s 过载。

3.1.1 换流阀电气设计

- (1) 主要技术参数见表 7.10-3 和表 7.10-4。

表 7.10-3 换流阀电气设计的相关数据

名 称	数 据
6 脉动桥标称电压 $U_{\text{dcN}}$ /最大空载直流电压 $U_{\text{dcNmax}}$ (kV)	230/237.6
标称系统工频 $f$ (Hz)	50.0
交流系统甩负荷系数 $k_f$ (p. u.)	1.30
直流额定电流 $I_{\text{dN}}$ (A)	4000
直流连续过负荷电流 ( $P=1.125$ p. u.) $I_{\text{d2H}}$ (A)	4571
直流 3s 过负荷电流 ( $P=1.40$ p. u.) $I_{\text{d3S}}$ (A)	5723
标称触发角 $\alpha$ [°(电角度)]	15.0
触发角 $\alpha$ ——正常运行范围 [°(电角度)]	12~18
标称熄弧角 $\gamma$ [°(电角度)]	17
熄弧角 $\gamma$ ——正常运行范围 [°(电角度)]	16~18
变压器额定功率 (6 脉动单相双绕组) $S_{\text{N6P}}$ (MVA)	963.3
变压器阻抗百分比 (p. u.)	0.18
最大短路电流 (kA)	$\leq 46.3$
最小短路电流 (最小短路容量 $S_{\text{min}}$ 条件下) (kA)	$\leq 31.8$
阀避雷器操作冲击保护水平 (kV, 峰值)	409
阀避雷器雷电冲击保护水平 (kV, 峰值)	387
阀避雷器陡波冲击保护水平 (kV, 峰值)	414

表 7.10-4 换流阀设计数据表

名 称		数 据
晶闸管类型		8000V/4000A6in 电触发元件
单阀晶闸管串联数		60
冗余晶闸管数		2
每个单阀晶闸管组件数		2
每个阀段晶闸管数		15
每个阀段饱和电抗器数		2
阀塔结构		双重阀，阀塔高低压端均需要设计屏蔽
阀塔结构类型		两种：低压 12 脉动和高压 12 脉动。 注意：低压 12 脉动和高压 12 脉动组件设计的层间设计完全相同。悬吊部分对阀厅钢架结构（地）距离不同，阀塔高压端对地距离不同
阀 厅		低压 12 脉动阀厅高度约 15m，高压 12 脉动阀厅高约 24m
冷却系统		水—水冷却
换流阀过 载能力 （进水温 度按 50℃ 考虑）	额定运行	晶闸管结温小于 79℃
	1.05p. u.	晶闸管结温小于 84℃
	2h 过载	晶闸管结温小于 90℃
	3s 过载	晶闸管结温小于 94℃
	换流阀故障 电流能力（kA）	46.3

- (2) 电气结构。向一上工程高、低压 12 脉动阀塔组如图 7.10-11 所示。

换流阀采用空气绝缘、纯水冷却、悬吊式结构，使用 6in 电触发晶闸管。单极每端包括两个串联的 12 脉动桥，每个 12 脉动桥额定电压 400kV，由两个串联的 6 脉动桥组成。换流阀采用双重阀结构，因而每个 6 脉动桥包括 3 个双重阀，双重阀悬吊于阀厅顶部。

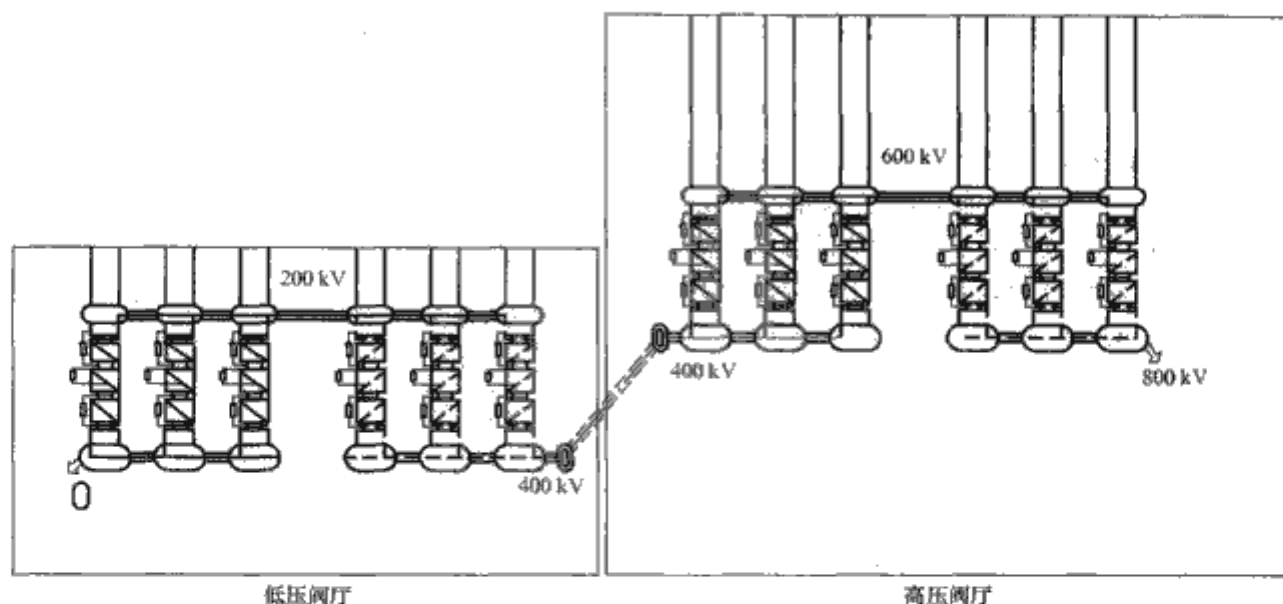


图 7.10-11 换流阀组

第一个 12 脉动桥的低压端连接到中性点电位，第二个 12 脉动桥的低压端连接到直流 400kV 母线，12 脉动桥高压端的双重阀到阀厅顶部需要更高的绝缘距离。中性点到直流 400kV 的 2 个 6 脉动桥换流阀设计相同，但直流 400kV 到直流 800kV 的 2 个 6 脉动桥避雷器安排不同，由于连接到高压端的阀避雷器需要更大的能量吸收能力，因此高压端的双重阀采用 2 个并联避雷器的组合形式。除避雷器外，换流阀其余部件及设计均相同。

向一上工程单阀由 60 个晶闸管级（2 个冗余）和 8 个阀电抗器串联而成。模块化的多个阀段构成了单阀，阀段与单阀有相同的电气特性，但仅承担部分阀电压。15 个晶闸管级与 2 台阀电抗器串联后，再并联 1 台均压电容器组成一个阀段。因此，2 个阀段组成 1 个组件，2 个组件组成 1 个单阀。

避雷器与阀并联，用于限制过电压和大触发角时的换相过冲，每个晶闸管级组成部分如下：

- 1) 6in 电触发晶闸管。
- 2) 晶闸管触发监测（TFM）板，为阀控制系统的一部分。
- 3) 用于晶闸管冷却的散热器。
- 4) 并联的阻尼电路，由串联连接的电容和电阻组成。
- 5) 并联的直流均压电阻，安装在 TFM 板上（见图 7.10-12）。

均压电容器和阀段并联，使陡波冲击电压线性分布。在干扰和正常换相期间，饱和电抗器用于减小非周期触发的开通应力和陡前波冲击电压时的应力。与每级晶闸管级相连的 RC 阻尼回路辅助实现上述功能。

RC 阻尼回路另一个作用是限制阀在关断时晶闸管的换相过电压应力，并使在工频和操作冲击浪涌电压下晶闸管级间电压线性分布。直流电压线性化分配通过每一晶闸管级的直流均压电阻完成。

RC 阻尼回路另一个作用是限制阀在关断时晶闸管的换相过电压应力，并使在工频和操作冲击浪涌电压下晶闸管级间电压线性分布。直流电压线性化分配通过每一晶闸管级的直流均压电阻完成。

通过正向过电压保护触发，在丢失触发脉冲和晶闸管过电压时，TFM 对晶闸管进行保护。在设计中该功能是可以连续运行的，因而在单个晶闸管丢失正常触发脉冲时，保护触发作为一个后备的触发。

在晶闸管的恢复期，TFM 板的  $du/dt$  保护电路监测晶闸管级电压的上升率。 $du/dt$  超过设定值，晶闸管就被触发导通。如果一个阀段内超过设计冗余的晶闸管数被保护触发导通，则 VBE 将发出信号使该阀被触发导通。

阀设计时需要特别避免悬浮电位和晶闸管级间过大的电压偏差。为了减小其影响，在水路的适当位置安装均压电

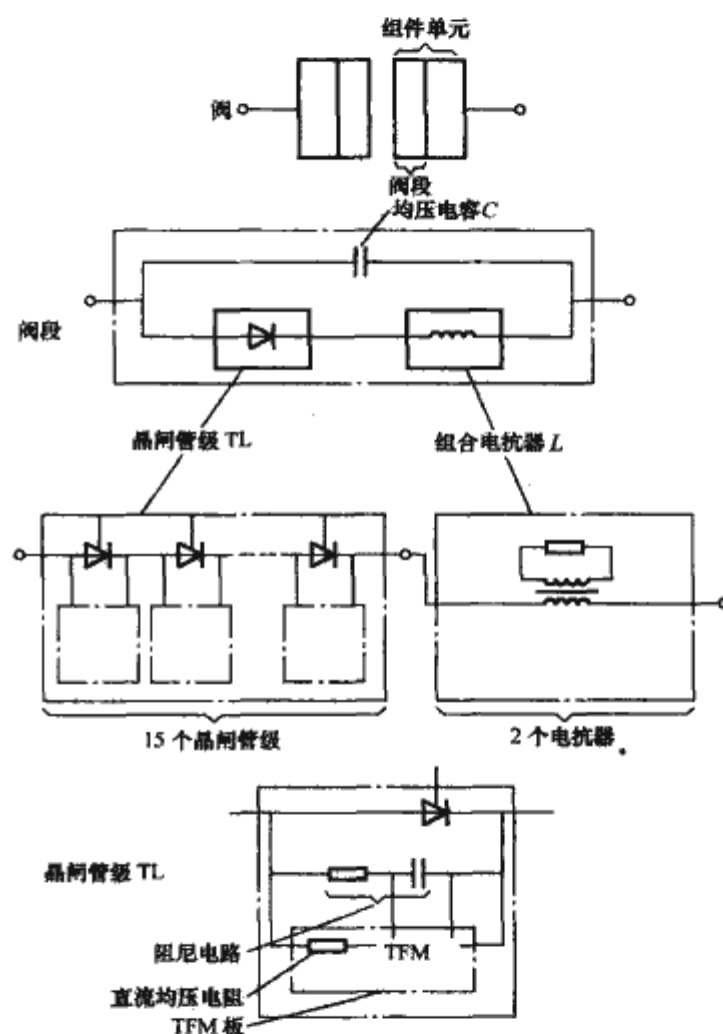


图 7.10-12 单阀组成

极。同样还通过在组件上选择适当的电极形状和间距，尽量减小组件的电压电晕和局部放电。一个晶闸管组件中主要电

器件参数及数量如下：

晶闸管	$U_{TDM} = U_{RRM} = 8000V$	30 个
阻尼电容	$1.6\mu F$	30 个
阻尼电阻	$36\Omega$	30 个
均压电容	$4.0nF$	2 个
阀电抗器	$0.57mH$	4 个

(3) 绝缘配合。向一上工程换流站换流阀的绝缘配合如图 7.10-13 所示。

利用 EMTDC 软件，分析特高压换流阀的电气特点及电场、磁场的分布，建立了换流阀暂态仿真模型，阀段的 PSCAD 仿真等效模型如图 7.10-14 所示，模拟冲击电压下换流阀的电压分布取得较满意的效果。



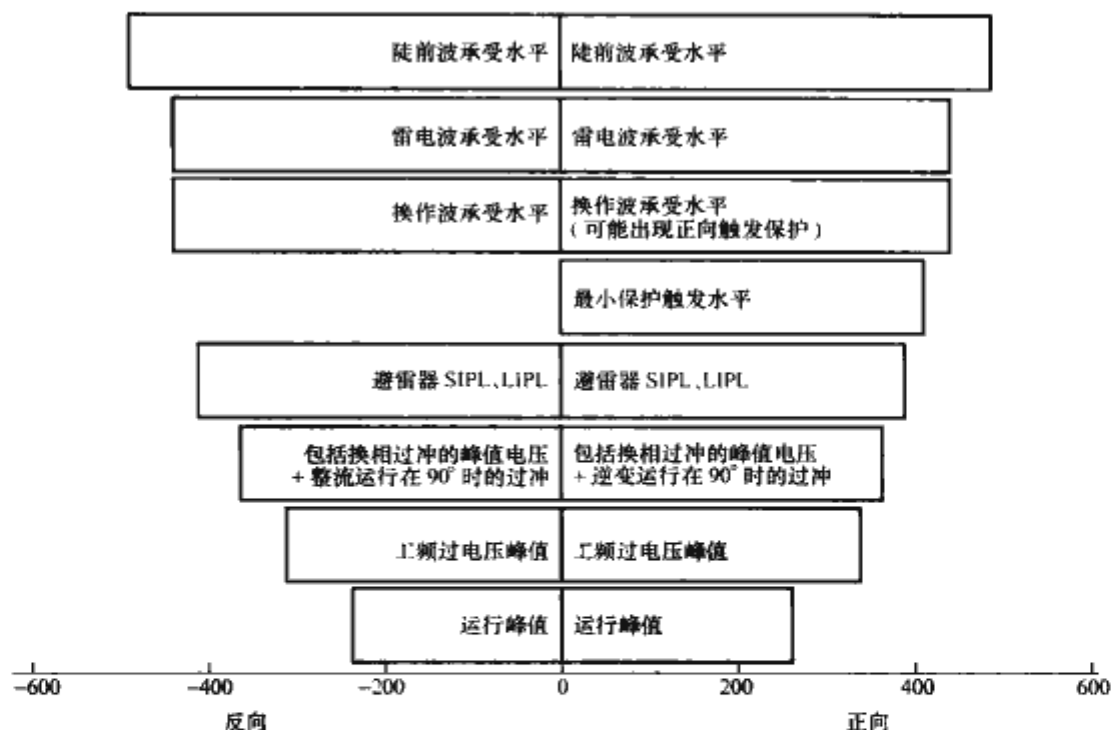


图 7.10-13 绝缘配合

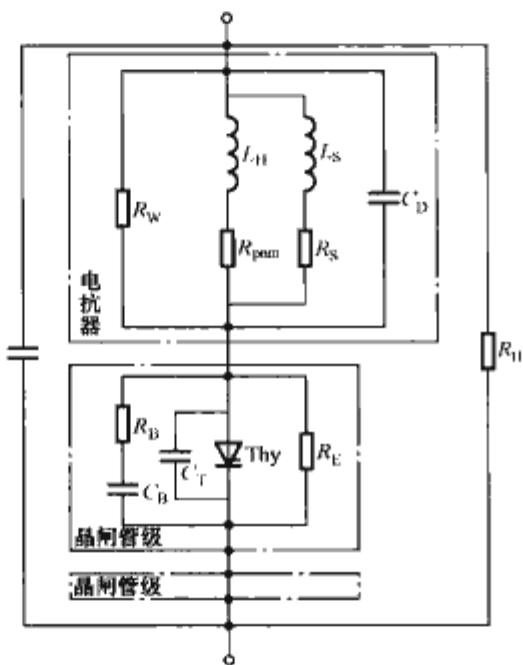


图 7.10-14 阀段等效电路图

阀电抗器主电感： $L_H$   
 阀电抗器漏流损耗电阻： $R_W$   
 阀电抗器阻尼电阻： $R_S$   
 阀电抗器阻尼漏感： $L_S$   
 阀电抗器 20℃ 时一次线圈电阻： $R_{prim}$   
 阀电抗器对浪涌有效的等效电容： $C_D$   
 阻尼电阻： $R_B$   
 阻尼电容： $C_B$   
 均压电阻： $R_E$   
 对浪涌有效的晶闸管等效电容： $C_{Thw}$   
 均压电容： $C_K$   
 水管直流电阻： $R_H$

图 7.10-15～图 7.10-17 所示为应用 EMTDC 软件对向—上工程换流阀模拟进行操作波冲击、雷电波冲击和陡前波冲击的电压分布图。

### 3.1.2 换流阀结构设计

换流阀结构计算机模拟步骤如下：

(1) 阀组件结构模型建立。利用三维设计软件，绘制三维零件模型，建立部件、整机的装配模型，不但使产品开发模型具有直观性，而且提高了设计开发效率。图 7.10-18 所

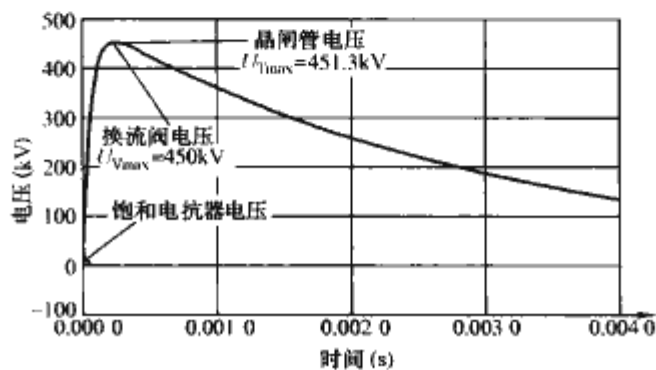


图 7.10-15 操作波冲击阀电压分布图

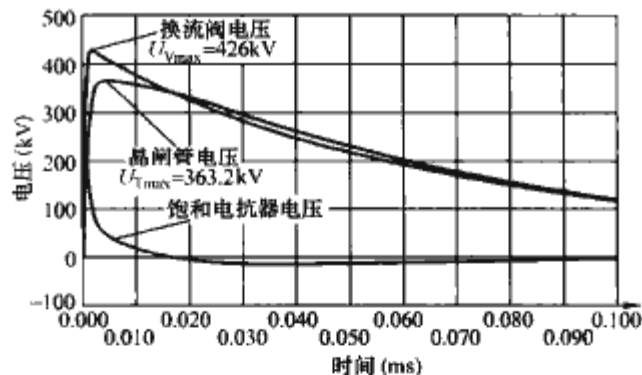


图 7.10-16 雷电波冲击阀电压分布图

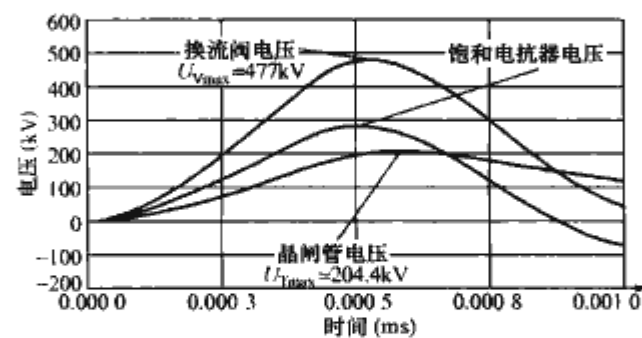


图 7.10-17 陡前波冲击阀电压分布图

示为计算机建立的阀组件三维模型。

(2) 阀塔设计模型建立。计算机通过调用上述装配好的阀组件及连接绝缘子、冷却水管、避雷器和母排等，添加合适的约束条件，装配成一个完整的双重阀模型。图 7.10-19 为双重阀三维图，图 7.10-20 和图 7.10-21 所示分别为 ±400kV 和 ±800kV 双重阀阀塔外形。

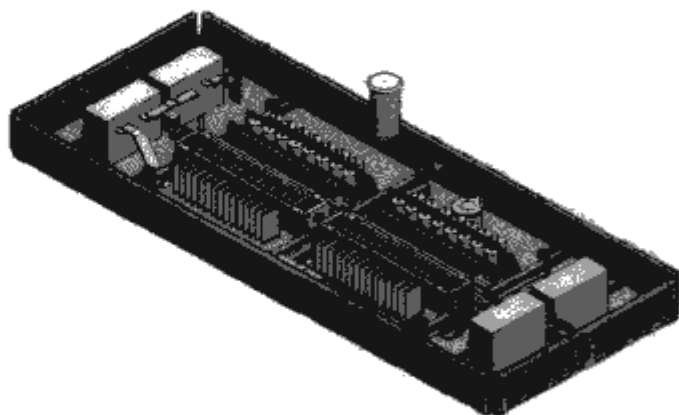


图 7.10-18 阀组件三维模型

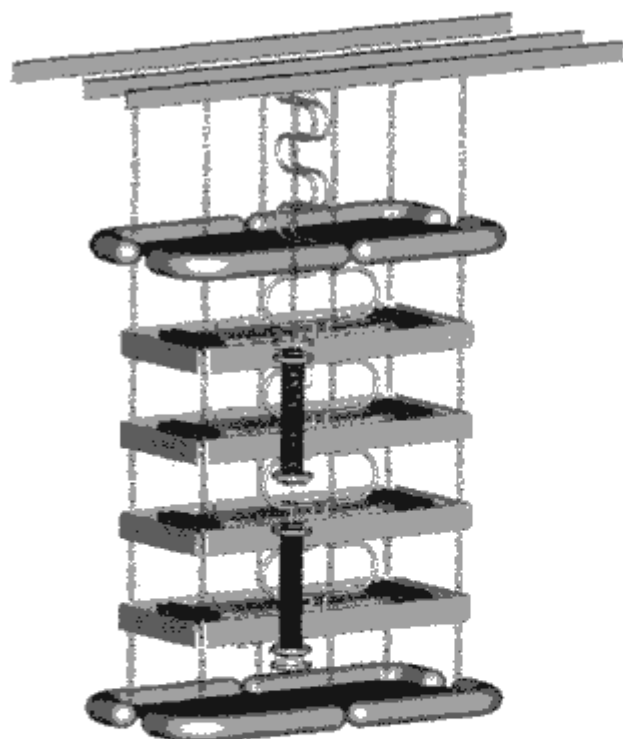


图 7.10-19 双重阀三维图

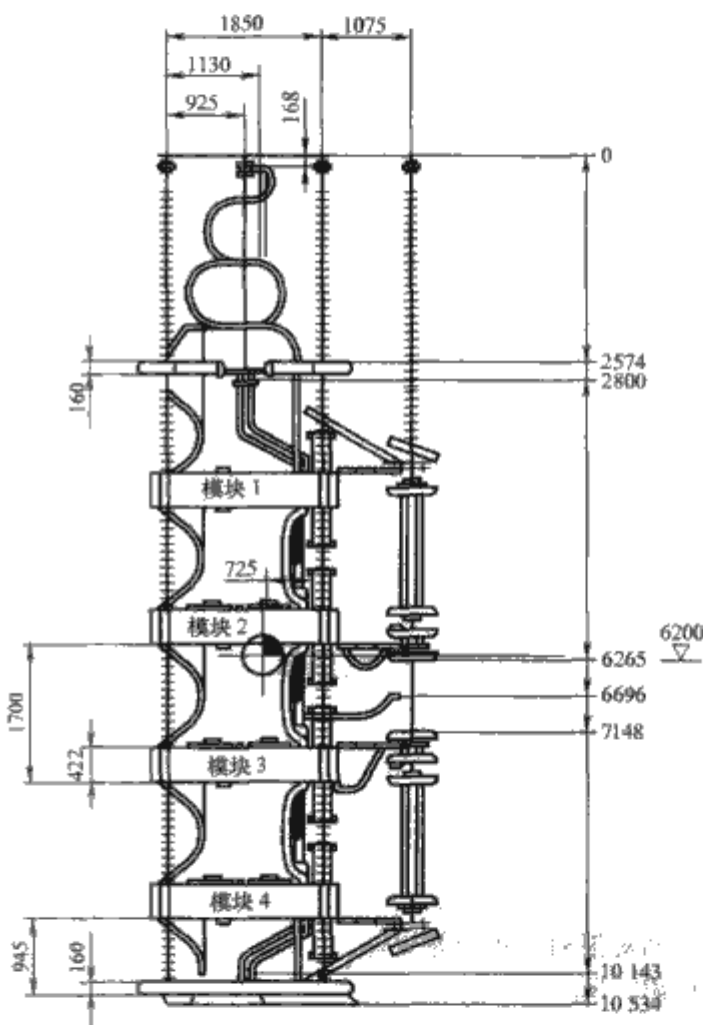
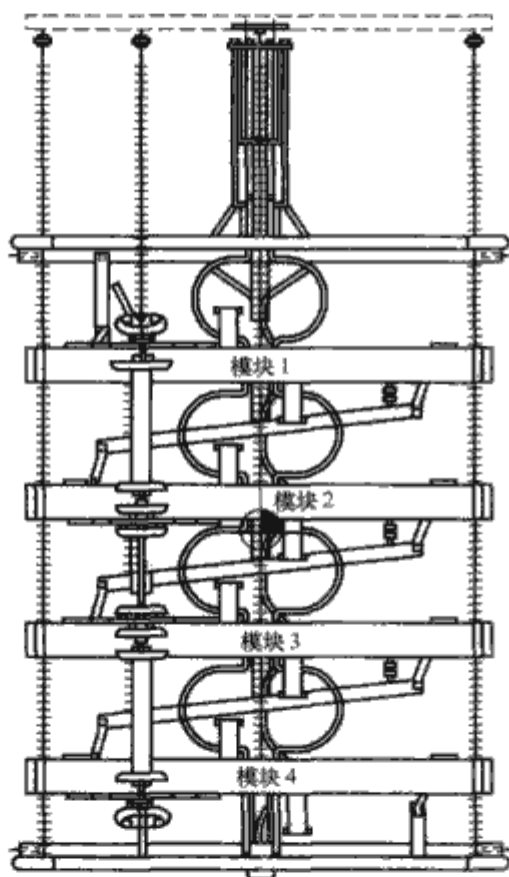


图 7.10-20 ±400kV 双重阀塔外形

### 3.2 换流阀的型式试验

由于特高压换流阀是由 2 个 12 脉动的换流阀组串联组成，与常规直流工程结构不同，两者所产生的杂散电容及电压分布就有可能不同。不能简单的照搬±500kV 及以下的高压直流输电换流阀的试验规范和要求来进行型式试验，需要进行深入研究。

特高压直流换流阀设计的 MVU 阀为双重阀，由 4 层阀组件组成一个悬吊结构的阀塔，如图 7.10-22 所示为试验换流阀组 MVU 连接方式图。

根据上述特点，对于阀基、阀的绝缘试验以可根据 IEC

60700-1《高压直流（HVDC）输电用晶闸阀第一部分：电气试验》标准执行。但考虑到±800kV 换流阀电气设计和结构设计，其绝缘试验简要分述如下。

#### 3.2.1 基绝缘试验

由于采用了高压和低压阀组，所以阀基试验分为两个不同的阀基，一个阀基为 DC 200kV 到中性点（称为 LV 阀基），另一个阀基为 DC 600kV 到中性点（称为 HV 阀基）进行试验。

阀基试验试品为 MVU 阀对地绝缘部分，包括冷却水管、光缆槽、悬吊绝缘子、防电晕的屏蔽罩、环及所有其他部件，MVU 阀主端子互相连接起来，试验电压施加在阀主端子和地之间。



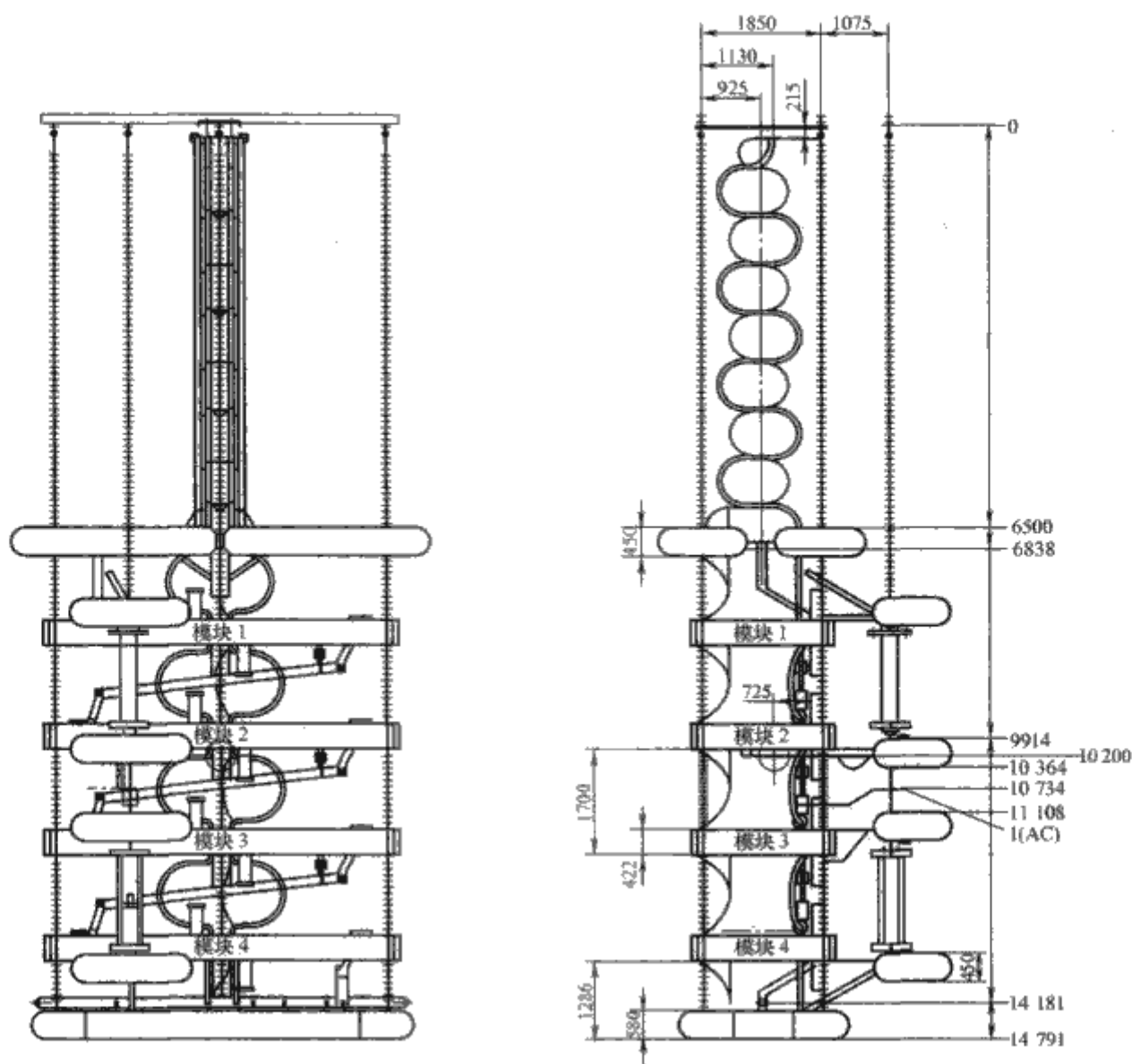


图 7.10-21 ±800kV 双重阀塔外形



图 7.10-22 试验换流阀组 MVU 连接方式图

### 3.2.2 MVU (双重阀) 绝缘试验

MVU 试验试品阀是指完整的双重阀，由 4 个组件组成一个悬吊结构的阀塔（除了阀避雷器的功能部分）。有两种不同类型的 MVU 连接方式：

(1) 连接在中性点与 DC 200kV 之间或 DC 200kV 与 DC 400kV 之间。这种形式的阀支撑架结构将阀厅顶部钢架的地电位与 DC 200kV 之间连接。

(2) 连接在 DC 400kV 与 DC 600kV 之间或 DC 600kV 与 DC 800kV 之间。这种形式的阀支撑架结构将阀厅顶部钢架的地电位与 DC 600kV 之间连接。

为了正确模拟其他阀塔阻抗对试验多重阀的影响：做高压 MVU 绝缘试验时，要将同相中的 4 个串联的单阀短接一

个高压单阀；做低压 MVU 绝缘试验时，要将同相中的 4 个串联的单阀短接一个低压单阀，并且在低压阀塔和高压阀塔中均有一个单阀使用绝缘垫块代替晶闸管元件，用模拟 PCB 板代替实际的 TFM 板模拟阻抗影响。在做多重阀交流、直流耐压试验时，所有的 TFM 板需要短接。否则 TFM 板上的电子器件将引起微小的电压变化，从而可能影响局部放电测量。

### 3.2.3 单阀绝缘试验

单阀绝缘试验的目的是为了检验阀在各种过电压下的耐受特性，试品应是完整的单阀，除了阀避雷器功能部分外，包括冷却水管、光缆及光缆槽，避雷器护套、悬吊绝缘子、防电晕屏蔽罩及所有其他元件。单阀应是 MVU 阀试验中的一个单阀。

### 3.3 小结

(1) 特高压直流换流阀电压提高，同时采用 6in 晶闸管和全新的电气设计。

(2) 特高压直流换流阀组成两个 12 脉动阀组，在结构设计、型式试验等方面均与常规直流工程不同。

## 4 平波电抗器

作为±800kV 换流站的主设备之一，特高压直流平波电抗器在国外没有设计制造经验，国内更无成熟技术。±800kV 特高压干式空心平波电抗器的研制，成功地解决谐波损耗的控制、噪声声谱与降噪装置的研究、线圈包封层开裂问题的预防措施、线圈包封材料的长期耐热性能和试验难



点及其解决方案等。

#### 4.1 平波电抗器主要技术要求描述

向一上工程干式空心平波电抗器额定电感 75mH, 额定直流电流 4000A, 最大连续运行直流电流 4497A, 允许 4731A 直流下 2h 过载, 可承受 40kA 短时电流峰值; 端子间标称耐受雷电全波冲击水平 1175kV、操作冲击水平 950kV; 高压侧端对地雷电冲击水平 1950kV, 操作冲击水平 1600kV; 低压侧端对地雷电冲击水平 550kV, 操作冲击水平 550kV。正常运行下, 该平波电抗器额定损耗不超过 230kW, 平均温升不超过 80K, 热点温升不超过 100K, 噪声水平 (声压级) 不超过 70dB (A)。

#### 4.2 谐波损耗的控制

谐波电流在线圈上产生的电能损耗会加大温升。国内外平波电抗器标准要求, 进行直流电流的温升试验时, 应计入谐波损耗的热效应而加大直流试验电流, 使直流试验电流的发热量与实际运行条件下直流与各次谐波电流产生的总损耗相等, 以获得等效的温升。谐波损耗这一指标从某种程度上反映着设备的可靠性, 也是反映制造水平的一个关键参数。

线圈内的谐波损耗主要由三部分组成。

(1) 电流的电阻性损耗。由导体的电阻或截面决定。

(2) 环流损耗。由于工艺和设计偏差, 各并联线圈的电流分布紊乱, 在分布电流有功分量上相差  $180^\circ$ , 线圈间出现环流, 使各支路电流之和大于总电流, 增大了谐波电阻性损耗, 这与工艺偏差和线圈层数有关。

(3) 涡流损耗。对于频率达到数百赫兹甚至上千赫兹的谐波电流, 谐波涡流损耗是谐波电阻性损耗的数十倍, 甚至可以达到数百倍。比如向一上工程, 直流电阻为  $0.0134\Omega$ , 而 600Hz 交流等效电阻高达  $1.64\Omega$ , 交流附加电阻是导体直流电阻的 121.3 倍。

因此, 要降低谐波损耗, 关键是采用合适的线圈方案, 研制质量优良的线圈导线, 尽最大可能控制涡流损耗和环流损耗。

为了尽可能减小谐波电流产生的涡流损耗和环流损耗, 开发研制了全绝缘 H 级换位导线, 简称换位线。换位线由多根小直径的单丝铝导线组成, 所有小截面单丝铝线包绕绝缘层, 然后用专用机械排列成扁而宽的轻型线缆, 并在各股之间进行高密度换位。高密度换位使一个线圈包内的所有并列导线就像绞线那样合并成一个支路, 大大减少电抗器线圈并联支路数, 对于 3125~4497A 的特高压平波电抗器, 并联支路仅仅 21 个, 与中小容量电抗器和限流电抗器属于同一个范围, 因而谐波电流分布偏差对工艺偏差的敏感性得到了有效控制。

换位线能够抑制谐波损耗的关键在于各股导线之间良好的绝缘, 没有感应电流的环路。为此, 先后 4 次在不同工序测量各线圈导线的绝缘电阻, 使每台电抗器增加了大约 4000 个测试数据, 可确保导线内部各股之间无任何短路点。这种严格的要求确实收到了非常理想的效果, 使谐波损耗得到了有效的控制。例如, 向一上工程平波电抗器谐波损耗设计值为 6kW, 实测值为 6.3kW, 仅为直流损耗的 2.88%。

#### 4.3 噪声声谱与降噪装置的研究

##### 4.3.1 噪声理论

当电抗器线圈通过电流时, 流经线圈的电流会在线圈的内部、外部产生磁场, 磁场反作用于线圈导体中的电流, 于

是产生各种方向的磁场力。当电流和磁场强度两个因素中的任何一个或全部随时间交变时, 线圈所受的磁场力就会发生变化, 从而引起线圈的振动和电磁噪声。直流电流与谐波电流相互作用所产生、与谐波电流具有相同频率的振动是主要的声能来源, 各次谐波电流与直流相互作用所产生的噪声频谱是该设备的主要声谱。进行噪声级的模拟试验时, 必须将直流电流的作用考虑在试验方案中, 而不能简单地施加技术规范所规定的微小谐波电流。

##### 4.3.2 噪声计算结果

根据数值计算, 如果不采取必要的措施, 在离开线圈表面 3m 远处, 声压级为 83.2dB (A), 超过了技术要求 13.2dB (A)。计算与试验测试表明, 干式平波电抗器的噪声声谱集中在 600~1200Hz, 其中在 600Hz 下噪声值最大, 基本决定了电抗器的总声级。

##### 4.3.3 降噪装置

众所周知, 电抗器线圈主要是按温升、绝缘以及动热稳定要求来设计的, 在结构形式和工艺方法一定的条件下, 很难通过线圈的设计调整来大幅度降低噪声。计算表明, 对于厚包封和热固化成形的线圈, 假使增大单层线圈厚度使弹性振动幅度降低一半, 噪声也只能降低 3dB。为此, 开发研制一种声学插入损失在 13.2dB 以上的消声降噪装置是十分必要的。

一般电抗器降噪装置通常是各种各样的隔声罩。隔声罩将线圈包围在内, 影响了通风条件, 温升难于控制, 因此, 国内外只在损耗小、发热量低的小型滤波电抗器上有加装隔声罩的经验。特高压平波电抗器在最大连续电流下的发热量达到 289.2kW, 如果像滤波电抗器那样被完整地罩起来, 温升将会受到很严重的影响。为此, 设计采取了吸声为主、隔声为辅的设计原理, 开发了全新结构的阻性降噪装置, 解决了降噪与散热之间的矛盾。图 7.10-23 所示为平波电抗器独有的防雨降噪装置。该降噪装置由上部消声器、中部吸声罩、内部吸声筒、底部吸声筒和栅式消声器五个大部分组成, 其中上部消声器主要又由消声器顶盖、消声器隔板和消声器主体三个小部分组成。

图 7.10-24 所示为向一上工程特高压平波电抗器降噪装置的衰减特性。由图可见, 在 400Hz 以上频率, 声罩插入损失普遍在 14dB (A) 以上, 在 500~1000Hz, 也就是电抗器噪声最强的频段, 衰减达到了 16dB (A) (相当于吸收 97.5% 声能)。电抗器装配降噪装置前噪声声压级测试结果为 81.7dB (A), 装配降噪装置后, 声压级为 65.7dB (A), 满足技术规范规定的不超过 70dB (A) 的要求。

需要提出的是, 上下两端噪声罩体内的吸声材料选用阻燃等级不低于 C 级的有机棉, 难以持续燃烧。而承受电压的中部吸声筒内填充的吸声面为无机棉, 完全不能点燃。此外, 为防止吸声筒吸声棉吸潮而放电, 与空气接触的一面应铺设一层憎水性耐高温电工薄膜, 隔离雾气。

降噪装置对电抗器温升的影响也基本在控制当中, 平均温升影响 5K, 热点温升上升 7~10K, 在装配全套声罩的条件下, 按最初技术条件试验热点温升为 93.6K, 对于技术协议规定的上限值仍有 11.4K 的裕量。按照最终版本技术条件, 热点温升为 88.8K, 实际富裕 16.2K。

#### 4.4 线圈包封层开裂问题的预防措施

特高压干式空心平波电抗器具有巨大的尺寸, 热胀冷缩会引起很大的内部应力, 出现环氧树脂开裂的风险远远大于其他中小型电抗器。这一直是人们十分担心的问题。为解决



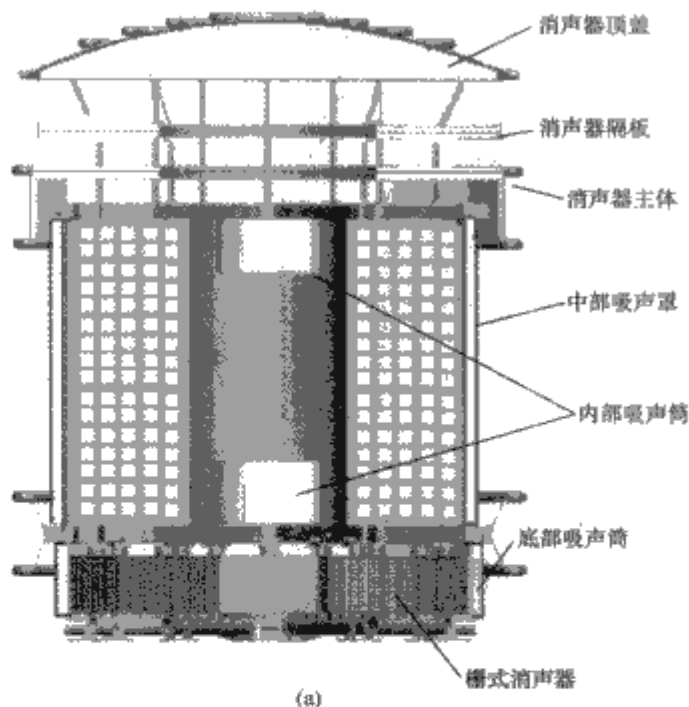


图 7.10-23 平波电抗器独有的防雨降噪装置  
(a) 结构; (b) 外形

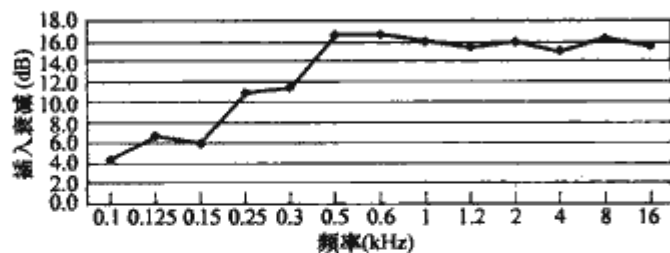


图 7.10-24 向一上工程特高压平波电抗器降噪装置的衰减特性

这个问题,设计采取了以下综合措施,收到了十分满意的效果。

- (1) 增加环氧包封材料中增强纤维的纵向分量。
- (2) 适当调整环氧数值的配方,增强其韧性。
- (3) 干燥炉采取新型加热方式,增大炉内热气流流动动力,保证干燥炉内温度均匀一致。
- (4) 调整热固化温度曲线,使产品在最合适的温度下固化成形,最大限度地减小热固化所产生的内部应力。

实践证明,上述 4 项措施是有成效的。在温升试验时,无论是升温过程还是切断电流后的冷却过程,都没有听到开

裂的声响。向一上工程首台产品于 2008 年 5 月完成制作,经历了春夏秋冬四季气温的变化,这期间搬运、起吊多次,曾在不同场地进行多种试验,没有发现任何裂纹。

#### 4.5 线圈包封材料的长期耐热性能

包封材料的耐热性能与配方和固化工艺有关。由 20 世纪 80 年代从国外引进技术时可知,目前采用的配方具有 F 级的耐热。但是大型平波电抗器尺寸较大,在固化工艺上进行了较大幅度的调整,耐热性能是否仍然满足 F 级的要求不得而知。电抗器包封材料的长期耐热性能是影响电抗器热寿命的重要性能,必须有热老化试验才能为特高压平波电抗器的热寿命提供科学依据。为此,北京电力设备总厂委托机械工业电工材料产品质量监督检测中心进行了专门的加速热老化试验。

检测中心用连续一年时间,测试了 565 个 NOL 环试样在各种不同温度下的平均失效时间,确定了包封材料的耐热图和热老化阿累尼乌斯曲线。试验证明,北京电力设备总厂特有的环氧玻璃纤维包封材料的寿命半差温度 HIC 为 13.9℃,温度指数 TI 为 197℃,远远超过 F 绝缘的 155℃,已经达到了 H 级的要求 (185℃)。因此说,环氧玻璃纤维包封材料的长期耐热性能是有很大大裕度的,热寿命是有保障的。对于向一上工程特高压平波电抗器,假定连续满负荷,热点温升常年工作在 88.8K,假定周围环境温度常年 40℃,那么按照 Montsinger 定律可以计算,运行 135.7 年后,包封材料的机械强度才降低到 30%,届时对动稳定要求仍有 3.0 的安全系数。

#### 4.6 试验难点及其解决方案

平波电抗器在电气试验方面有一些难点,需要采取特殊措施加以解决。

##### 4.6.1 电容器放电试验

电容器放电试验是一种匝间绝缘试验,用脉冲电容器向电抗器放电,产生 300~900Hz 的振荡电压。这项试验的困难在于,电容器与试品之间的引线电感、引线电容以及分压器电容会在振荡电压波前产生一个快速暂态过程,如图 7.10-25 (a) 所示。高频振荡的叠加可使过冲峰值达到 1.8 倍以上,超过电抗器雷电冲击耐受水平。如果单纯增大波头阻尼电阻,可以抑制过冲到安全值以下,但此时振荡持续时间只有 2、3ms,振荡时间过短,距离要求的 10ms 以上相差甚远。

为解决这个问题,北京电力设备总厂专门研制了用来抑制快速暂态电流的暂态阻波器。阻波器,本质上是由电感器、电容器和电阻器组成的串联滤波器。阻波器两端子之间的阻抗也即滤波器的输入阻抗在不同的频率下有不同的特性。在 900Hz 以下较低的频率,阻波器基本上呈现一只电感器的作用,其阻抗为主线圈的电抗和它的交流等效电阻。在 70kHz 以上高频段,阻波器的阻抗以电阻分量为主,可对杂散参数引起的高频振荡提供充分的阻尼,吸收电磁能量。图 7.10-25 (b) 给出了串联阻波器之后的试验波形,从图 7.10-25 (b) 可以看到,高频振荡基本消失,过冲系数仅为 1.18。

##### 4.6.2 热点温升可靠测量的解决方案

平波电抗器风道长度比较大,热点位置比较深。此外,干式电抗器绕组包表面凹凸不平,难于保证测温的可靠接触。为解决这个问题,进行了大量的实验研究,多次改进,最终找到了比较可靠的解决方案。

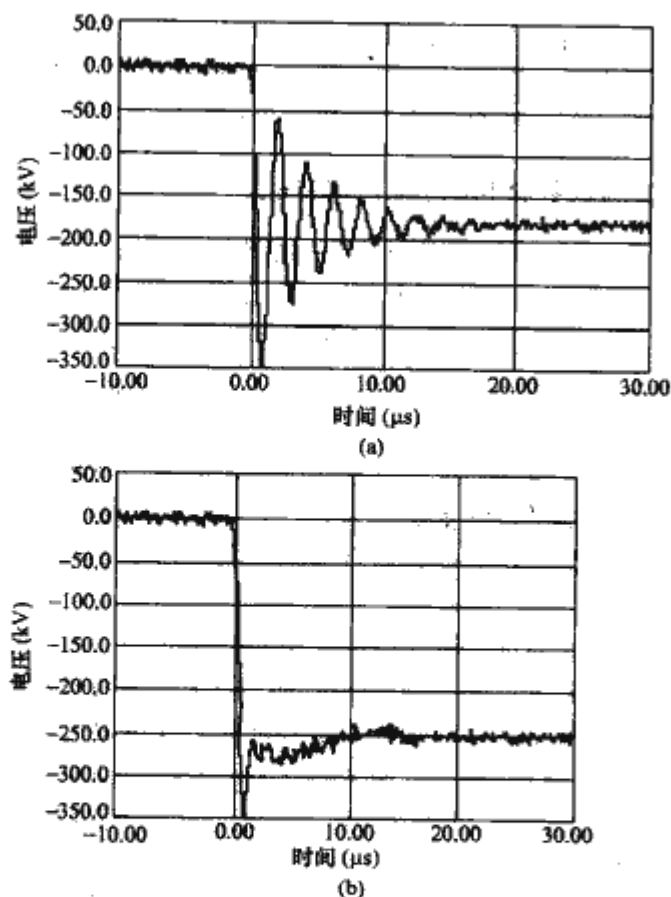


图 7.10-25 串联阻波器前后电容器放电电压的波前上升沿波形  
(a) 未加阻波器时波前上升沿;  
(b) 加阻波器后的波前上升沿

#### 4.6.2.1 各层线圈布置 4 个测温点

各层线圈的热点位置具有很复杂的分布规律, 不仅与该层本身的绝缘端环尺寸有关 (所谓绝缘端环, 是指第 1 匝到端部的绝缘距离, 该段落内只有环氧玻璃纤维纱, 内部不含发热的线圈), 还与相邻线圈层绝缘端环尺寸有关。测温点过深或过浅, 都可能错过最热点, 导致测读值低于实际值。为此, 每层线圈应在不同位置布置尽可能多的测温点。根据制造厂家的试验手段, 须在每层线圈布置 4 个测温点, 一台电抗器共布置 50 个, 同时采用两台多通道温度测试仪进行。

#### 4.6.2.2 测温元件的固定

特高压平波电抗器热点位置比较深, 线圈表面也不够平滑, 以往中小型电抗器测温元件固定方法不能保证测温元件在大型电抗器中保持良好的接触。针对这个问题, 将用来压紧热电偶的直楔子改为下端有 5mm 凸台的木钩, 将热电偶感温端约 1 mm 小球贴在木钩下端的凸台端面, 然后用一根卡紧楔在下端将木钩卡紧, 使凸台端面的测温元件始终压在被测线圈的表面, 如图 7.10-26 所示。两根楔子接触面的楔度设计上取不同的数值, 保证两个楔子之间在上端有一定间隙而不挤压, 确保摩擦和挤压力存在于下端也即木钩凸台背侧。如果没有这个斜度差的配合方式, 上端两楔子之间受到挤压, 线圈表面的一道道凸起往往使木钩下端上翘而离开试品表面而形成间隙, 最终导致温升读值偏低。

采取以上两种技术改进后, 同一台产品不同次的温升试验结果有比较理想的重复性, 各台产品的试验结果也比较一致, 说明测试结果比较稳定, 基本上测试到了最热点。

#### 4.6.3 端对端杂散电容测试方法的解决

空心电抗器纵向杂散电容与线圈电感形成自谐振 (或称固有) 频率, 在该谐振频率附近阻抗上升到极高数值。因此电抗器在相当宽的频率范围内可以等效为一电感与电容并联的电路。测定该杂散电容的最简单的办法是测定自谐振频率, 然后根据电感量折算出等效并联电容。问题在于, 用一

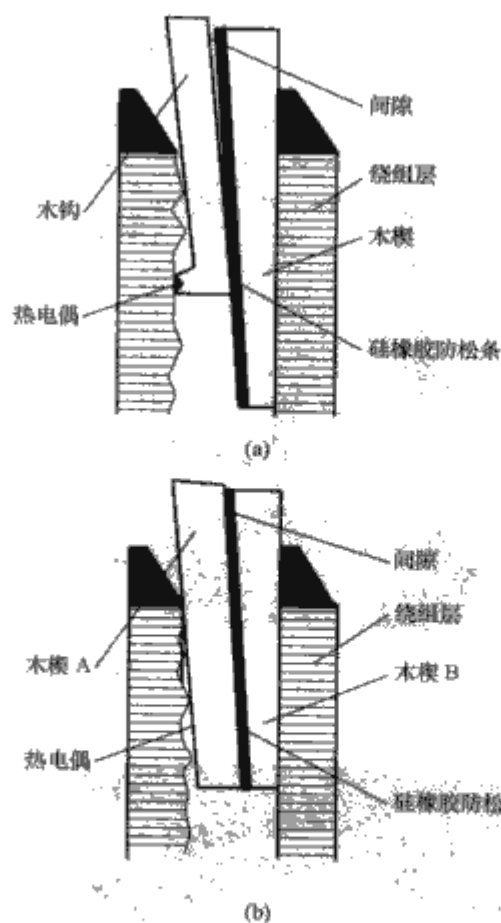


图 7.10-26 热电偶的固定方式  
(a) 不可靠的方案; (b) 改进的方案

般方法简单测试的电感量是已经包含了杂散电容影响的视在电感而不是线圈的真实电感。也就是说, 要想从自谐振频率换算出并联等效电容, 需要首先测试出电抗器在自谐振频率附近的真实电感。为此, 可以根据高频阻波器国际标准的推荐, 用数值不同的电容  $C_{B1}$ 、 $C_{B2}$  分别与电抗器并联, 测试出两个条件下的谐振频率  $f_1$ 、 $f_2$ , 然后解下列方程组

$$\begin{cases} f_1 = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_1(C_s + C_{B1})}} \\ f_2 = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_1(C_s + C_{B2})}} \end{cases}$$

解方程组得出电抗器在这个频段的真实电感  $L_1$

$$L_1 = \frac{1}{4\pi^2(C_{B1} - C_{B2})} \left( \frac{1}{f_1^2} - \frac{1}{f_2^2} \right)$$

获得真实电感  $L_1$  后, 再通过自谐振频率  $f_n$  用下式计算出两端之间的等效并联杂散电容  $C_s$

$$C_s = \frac{1}{4\pi^2 f_n^2 L_1}$$

#### 4.6.4 噪声试验电流的加载

按照上文的理论分析, 平波电抗器噪声不简单地取决于谐波电流, 同时还与直流电流有很大的关系。但是, 按照国际标准的推荐方法, 在施加直流电流的同时逐一叠加交流谐波电流存在很大的现实困难。

(1) 国际标准推荐的交直流电桥法要求两台规格相同的平波电抗器和两组无功补偿电容器组, 而且要求两台试品在声学上完全隔离, 这需要相当大的投资和非常大的试验大厅, 至少在国内难于实现。

(2) 交流谐波试验电流在电抗器上产生的电压高达数千伏甚至数万伏, 对直流电流整流管以及电压很低的整流变压器的对地绝缘形成很大威胁, 十分危险。

(3) 两个桥臂上的电容器与电抗器不可能完全平衡, 电容或电抗的 0.5% 互差就可能在整流桥两个输出端子之间产生过高的电压而影响换相, 使整流桥不能输出所需要的直流



电流。

为此,采取了逐一施加各频率交流电流的方法。用单一的谐波试验电流代替直流  $I_{dc}$  与谐波  $I_n$  同时作用产生等效的磁场力时,按照振动磁场力幅值、频率同时等效的原理,试验电流的频率应降低为规定的谐波频率的一半,试验电流幅值  $I$  应当比额定频谱中的谐波电流增大 0.68 倍。

#### 4.7 小结

(1) 开发研制了全绝缘 H 级换位导线,使谐波损耗得到了有效的控制。

(2) 详细研究了干式空心平波电抗器的噪声产生机理及具体计算方法,并为平波电抗器设计了一整套防雨降噪装置。

(3) 详细研究了平波电抗器线圈包封层开裂问题,并提出了具体的解决方案和措施,收效明显。

(4) 通过近一年时间的老化试验,具体研究了平波电抗器线圈环氧玻璃纤维包封材料的耐热绝缘等级,结论为远远超过 F 级,已经达到 H 级要求。

(5) 针对平波电抗器在电气试验方面的一些难点,采取特殊措施加以解决。

1) 在电容器放电试验时增加阻波器以抑制过冲电压值。

2) 通过在线圈上大量布置热电偶及独有的热电偶固定方法,较为准确地获得干式平波电抗器线圈的热点分布情况。

3) 采用二次谐振法测量平波电抗器端对端杂散电容。

4) 用单一的谐波等效试验电流代替直流  $I_{dc}$  与谐波  $I_n$  同时作用,进行噪声试验。

### 5 特高压直流工程二次设备

与以往的直流工程相比,特高压直流输电工程二次系统成套设计方案具有许多新的特点,直流保护系统冗余方案采用三取二逻辑,同时工作的三套保护至少有两套保护动作后保护才能出口,提高了可靠性。系统总线采用 eTDM 总线,较以往采用 TDM 总线和 CAN 总线相比,总线的数量、传输速率、可靠性都有了很大的提高。在技术上也有很多改进,包括采用新的控制保护主机、主机采用实时操作系统、改进最后断路器保护方案以及增加融冰功能等。

#### 5.1 整体技术方案

两端换流站采用相同的软硬件平台,直流系统的控制保护采用国内外最新技术;交流场的监控采用国内的成熟技术,按间隔配置双重化的控制主机;运行人员控制系统服务器和远动工作站采用 UNIX 操作系统。

直流控制保护系统与交直流站控系统之间共用双重化的站 LAN 网。双极层控制保护主机、极层控制保护主机、阀组层控制保护主机分别通过各自的系统 LAN 网经防火墙接入站 LAN 网。交流站控系统直接接入站 LAN 网。

直流控制系统采用完全双重化冗余方案,交流站控系统采用完全双重化冗余方案。直流保护采用完全三取二逻辑方案。交流滤波器保护、交流母线保护采用完全双重化逻辑方案。二次系统整体结构如图 7.10-27 所示。

直流控制保护主计算机之间通过实时 100Mbit/s LAN 网通信。实时控制保护系统与运行人员控制系统之间采用冗余独立的防火墙前置机进行隔离。防火墙前置机内运行着 Windows/INTime 双重系统。Windows 层负责与运行人员控制层进行交互,INTime 负责与实时控制保护层进行交互。

Windows 与 INTime 通过进程间的通信机制进行通信,完成数据交换。

直流控制和直流保护系统 I/O 设备与其主机之间通信采用 cTDM 总线,eTDM 总线为高速的、采用单根光纤承载数据的总线。eTDM 总线的特点是可以承载大量的数据、响应迅速快且不会出现信号的不稳定。这些特点对 HVDC 控制系统的高带宽测量信号要求而言是至关重要的。每个 eTDM 总线每秒能够传输超过 300 000 个采样点(每  $3\mu s$  采样一次)。eTDM 总线通常配置为双向通信,两个方向使用一根光纤总线。

直流控制硬件系统整体上分为双极层、极层和换流器层共三层结构,各层均由双重化的主机和相应的 I/O 系统构成;相应的直流保护也由双极保护区、极保护区和换流器保护区构成,每个区的保护由三重化的主机和相应的 I/O 系统构成。直流滤波器保护在极保护中实现,换流变压器保护在换流器保护中实现。

每个保护出口采用基于 eTDM 的数字通道,保护的三取二逻辑由独立的、可接收 eTDM 数字通道输入的硬件实现。对于那些动作后需要同时跳交流进线断路器和闭锁直流的保护(如阀短路保护、换流变压器保护等),跳断路器的数字式三取二逻辑和闭锁直流的数字式三取二逻辑分别在不同的独立硬件中实现。

直流双极控制的主要功能是为特高压直流换流站内的极控提供极功率指令;根据运行人员控制系统发出的功率指令,综合附加控制功能、两极电流平衡控制、极间紧急功率转移等因素向各极控主机分配功率指令。直流双极控制主机还兼管全站相关的顺序控制和全站的无功控制及交流母线电压控制。

直流极控的主要功能是根据运行人员控制系统发出的电流/功率指令或双极控制主机发出的极功率指令产生本极的两套换流阀组主机得以稳态运行的运行点火角指令。

阀组层主要功能为接收直流极控层的点火角指令并转换成触发脉冲。换流阀组控制主机还通过电流、电压的闭环控制实现换流阀组的正常投/退、故障紧急投/退顺序控制功能。各换流阀组的过负荷限制功能计算在换流阀组控制主机完成,并上报给直流控制主机相应的电流限制值。

直流控制和直流保护通过 IEC-60870-5-103/104 与运行人员控制系统通信,规约转换在防火墙前置机中实现。

#### 5.2 硬件改进后具有国内外最新技术的直流控制保护主机

直流控制保护系统采用了非常强大、灵活、具有国内外最新技术的系统主机直流控制保护系统。该系统对所有与直流有关的控制保护功能都采用了双重化的控制和三重化的保护。

系统主机采用了最新的 Intel Core DUO 处理器,具有很强的计算能力,而且发热量很小。再通过新颖的机械结构,主机用散热片取代冷却风扇实现了自然通风的被动式冷却,克服了采用风扇主动式散热时吸入灰尘对计算机板卡可靠性的不良影响。

控制保护系统的 I/O 原则上与以往直流工程的 I/O 系统的结构相同,但以往工程中的 CAN 和 TDM 通信被替代为通用的、采用单根光纤的高速 eTDM,因此显著减少了光纤和站内通信板卡的数量。

该最新系统与以往直流工程控制保护系统相比,板卡的种类进行了大量的删减,进一步提高了系统可靠性。

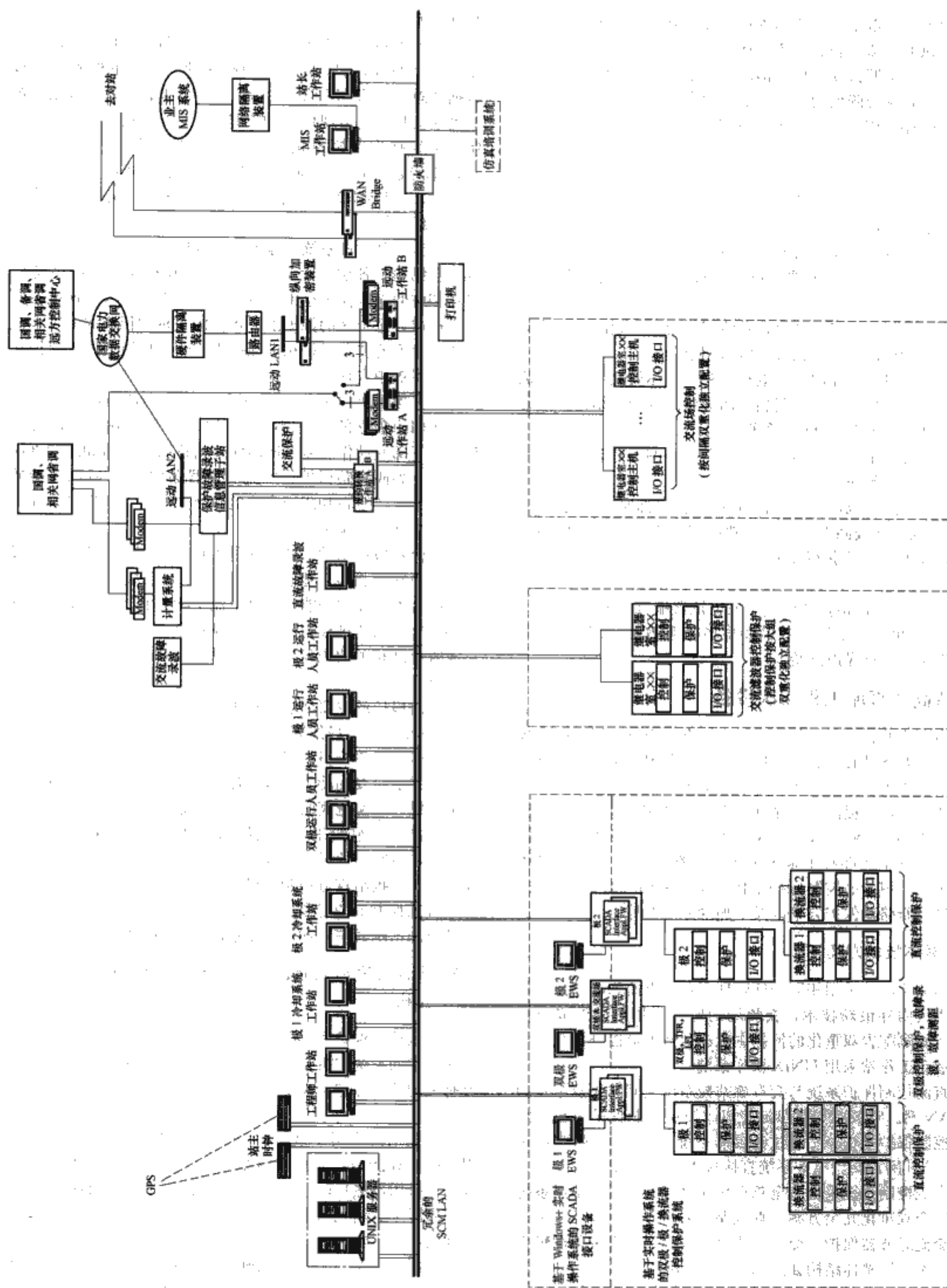


图 7.10-27 特高压直流二次系统的整体结构



5.3 IN-TIME 实时操作系统

RTOS 技术的发展已有 25 年以上的历史，非常的成熟、可靠。IN-TIME 以 PTOS 技术为基础，将强大的工业级控制与丰富的 Windows 功能相结合，从而使得应用程序能够充分利用所有 Windows 特性和成千上万现有的应用程序，而无需牺牲实时响应。在三峡直流工程的控制保护系统后续改进中，采用 Windows+IN-TIME 的方法有效地解决了控制主机异常的发生。

根据最新的技术研发成果，商业化的、脱离 Windows 的 IN-TIME 实时操作系统已有工业应用，被称为“Windows-free”的 IN-TIME 操作系统。

成套设计方案通过使用“Windows-free”的 IN-TIME 实时操作系统，可获得非常精确且稳定的微秒级响应时间，并丝毫不会降低安全性、可靠性和系统性能。

5.4 最后断路器保护

在以往工程中，最后断路器保护根据逆变站交流出线对端交流站开关状态并经过逻辑判断后实施最后断路器保护，在工程实施时逻辑复杂并且需要专用的通道。在本方案中，通过在换流变压器交流引线避雷器下加装交流 TA，如图 7.10-28 所示。根据避雷器泄漏电流及其保护水平计算避雷器的能量来作为最后断路器保护的设计依据，如果吸收的能量超过避雷器设计限制时，保护动作。截至目前，基于该方案的最后断路器保护已经有三个工程的应用经验。

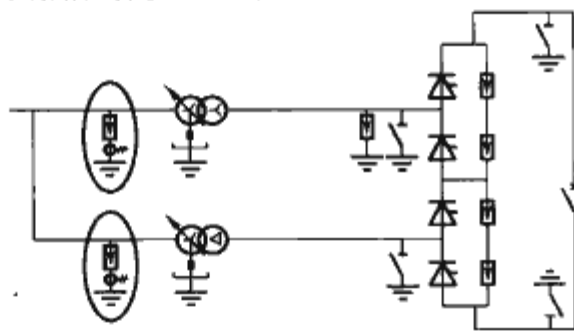


图 7.10-28 换流变压器交流引线  
避雷器下加装交流 TA

5.5 直流滤波器与直流极线采用同类型直流光 TA

极母线上配置的直流光 TA 主要用于直流保护，分别安装在换流阀厅内、直流线路出口处以及直流滤波器支路上。在极母线差动保护的配置及判据中，要综合考虑以上 3 个光 TA 的电流测量值，如果光 TA 的特性不一致时，就有可能导致相关保护误动，影响直流系统的运行。在以往的直流工程中，就曾出现过由于直流滤波器光 TA 与极出口和线路出口处光 TA 特性不一致导致直流停运的情况，经过软件纠正虽然可在一定程度上避免同样的情况再次发生，但是软件补偿的程度也是有限的。本方案采用了相同的光 TA，从根本上杜绝由于光 TA 特性不一致而导致的问题。

5.6 控制保护系统对融冰要求的适应性

2008 年黄淮、江淮、江南北部一带的冰雪灾害给中国电网带来了较大损坏，多条线路出现倒塔现象。因此在后续的直流输电工程建设中，将考虑相应的线路融冰或防覆冰功能。

目前采用该方案设计的控制保护系统对融冰或防覆冰方案要求具有相应的适应性。对于可以采用的小负荷时双极功率异向传输或过负荷运行的防覆冰方案，控制保护系统都不

需要增加新的硬件设备，只需要在软件中增加相应的功能就能实现。对于可以采用的增加一次设备实现换流器并联运行的线路融冰方案，控制保护系统只需要增加少量的硬件并通过修改相应的软件就可以实现，总之，控制保护系统对于可能采用的直流线路融冰或防覆冰方案都具有很好的适应性。

5.7 小结

特高压直流输电控制保护较以往的常规直流工程在成套设计及实施方案上有许多新的特点，这些新的设计方案将在很大程度上提高特高压直流输电控制保护系统的可靠性和可用率。方案中直流系统保护采取三取二逻辑可以降低双重化保护在保护系统不切换时的误动几率。控制保护系统主机更新换代及系统总线形式的改变以及相关板卡的升级及替换从设计初衷上而言，显著降低了以往直流工程中控制保护系统板卡故障率并避免了系统主机异常。最后断路器保护的新的设计思路减小了以往有些工程中最后断路器功能的设计及开发的工作量。直流极母线相关光 TA 采用同类型也提高了系统的可靠性。

6 直流场绝缘子选型

国内外直流输电系统的运行经验表明，由于外绝缘的设计缺陷和环境污秽的加剧，多次发生运行故障，导致巨大的经济损失。根据以前的研究结论，特高压工程直流场决定采用户外直流场方案，因此如何选择合适的户外直流场绝缘子对特高压工程具有里程碑意义。按电压等级分，特高压直流工程中会用到三种类型的绝缘子：±800kV 支柱绝缘子、±400kV 支柱绝缘子、中性母线支柱绝缘子。根据国内外绝缘子厂家的实际生产能力，目前可行的户外绝缘子形式方案有纯瓷绝缘子、RTV 涂层瓷绝缘子、复合绝缘子（包括中空复合绝缘子、实芯棒复合绝缘子和瓷芯复合绝缘子）。

6.1 特高压直流换流站设备爬距要求

根据向一上工程污秽及外绝缘研究：目前情况下，复龙站址交流场标准盘形绝缘子的等值盐密年均值为 0.067mg/cm<sup>2</sup>，通过交直流积污比的换算，直流场支柱绝缘子年度等值盐密约为 0.036mg/cm<sup>2</sup>。预计未来电厂脱硫及新电厂投运后，交流场标准盘形绝缘子计算的平均盐密值将变为 0.03mg/cm<sup>2</sup>，故目前的外绝缘设计可以满足将来的运行需要。

奉贤站址区域交流盘形绝缘子表面等值盐密为 0.04mg/cm<sup>2</sup>；计及未来交通与新兴工业的污染及海洋可能的影响，交流盘形绝缘子表面等值盐密可达到 0.06mg/cm<sup>2</sup>，直流场支柱绝缘子表面等值盐密值可达到 0.064mg/cm<sup>2</sup>。

设计时，两站的污秽水平均按表 7.10-5 考虑。特高压换流站瓷质设备的最小爬电比距见表 7.10-6。

表 7.10-5	特高压换流站污秽水平		mg/cm <sup>2</sup>
绝缘子类型	复 龙	奉 贤	
交流悬式	0.06	0.06	
交流支柱式	0.03	0.03	
直流支柱式	0.064	0.064	

根据规范要求，800kV 非瓷外绝缘（包括涂覆 RV 和复合外绝缘）设备的爬电比距应不小于 45mm/kV（约为纯瓷



支柱绝缘子爬电比距的 83.3%), 高度不低于 10m。

表 7.10-6 瓷质设备的最小爬电比距

设 备	规定的爬电比距 (mm/kV)	
	复 龙	奉 贤
支柱绝缘子	54	54
垂直套管 ( $d=400\text{mm}$ )	57	57
垂直套管 ( $d=500\text{mm}$ )	59	59
垂直套管 ( $d=600\text{mm}$ )	61	61
穿墙套管	60	60

- 注 1. 套管的平均直径  $d$  参见 IEC 60815《污秽条件下高压绝缘子的选择》中 5.3 的规定。  
 2. 垂直套管的平均直径  $d \leq 400\text{mm}$  时, 采用表中 400mm 的爬电比距。  
 3. 对平均直径  $d > 400\text{mm}$  的垂直套管, 采用表中爬电比距的线性插值。  
 4. 阀厅, 包括阀的外绝缘和套管的爬电比距为  $14\text{mm/kV}$ ;  
 5. 户内直流开关场设备所有绝缘的爬电比距为  $25\text{mm/kV}$ 。

## 6.2 伞形

根据研究结果, 特高压直流工程的绝缘子伞形可采用大小伞或深棱形, 分别要求如下:

### 6.2.1 大小伞

绝缘子伞间距  $S$  与伞伸出距  $P$  的比值不小于 0.9, 如图 7.10-29 所示。

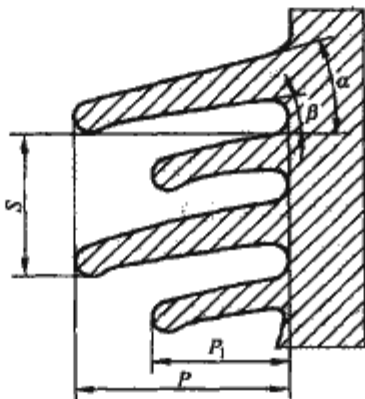


图 7.10-29 大小伞形示意

伞形其他关键参数建议选择如下:

- (1) 大伞间距  $S \geq 65\text{mm}$ 。
- (2) 大小伞伸出距差  $P - P_1$  应大于交流瓷绝缘子采用的距离, 应尽量采用更大的伞伸出距差, 比如  $20\text{mm}$ 。
- (3) 上倾角  $\alpha > 10^\circ$ , 下倾角  $\beta > 3^\circ$ 。不宜采用过小的下倾角, 以防止雨水回流; 也不宜采用过大的下倾角, 以防止伞下积污。不建议采用深棱形。

### 6.2.2 深棱形

深棱形绝缘子最小伞距应不小于  $95\text{mm}$ , 伞距与伞伸出距长度的比值应不小于 1, 如图 7.10-30 所示。

## 6.3 各类直流绝缘子比较

直流场外绝缘主要包括直流场支柱绝缘子、垂直套管和穿墙套管的外绝缘。根据目前的研究结果, 有三种可选的外绝缘解决方案: ①纯瓷外绝缘方案; ②户外纯瓷绝缘子涂覆 RTV 涂料或者硅脂; ③户外复合外绝缘方案 (包括中空玻璃钢筒复合外套、实芯玻璃钢棒复合外套和瓷芯复合外套方案)。

### 6.3.1 纯瓷外绝缘方案

在瑞典 STRI 的试验中,  $11\text{m}$  的瓷支柱绝缘子在盐密  $ESDD = 0.02\text{mg/cm}^2$ 、灰密  $NSDD = 0.05\text{mg/cm}^2$  的污秽配置下的  $U_{50\%}$  只有  $826\text{kV}$ , 单位高度的闪络梯度为  $75.1\text{kV/m}$ 。图 7.10-31

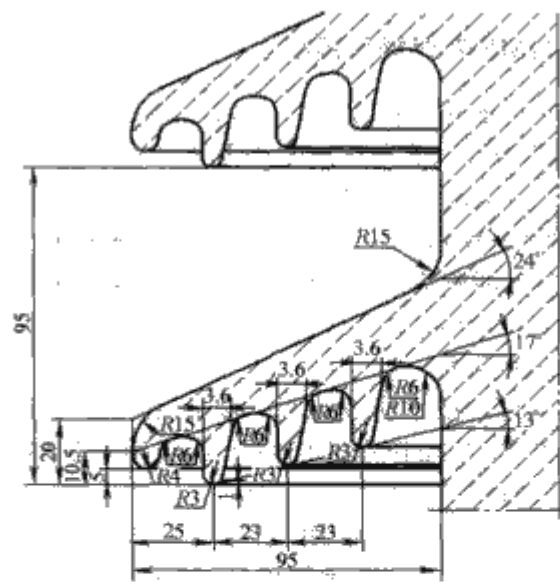


图 7.10-30 深棱伞形示意

所示为 STRI 的污闪试验结果曲线, 从图中可以看出支柱绝缘子的  $U_{50\%}$  与结构高度呈现一定的非线性关系。  $ESDD = 0.02\text{mg/cm}^2$  是属于 I 级污区的污秽状态, 而特高压换流站的污秽程度远高于  $0.02\text{mg/cm}^2$ , 因此根据 STRI 的试验结果, 特高压换流站污秽状态下支柱绝缘子的长度将大于  $11\text{m}$ 。

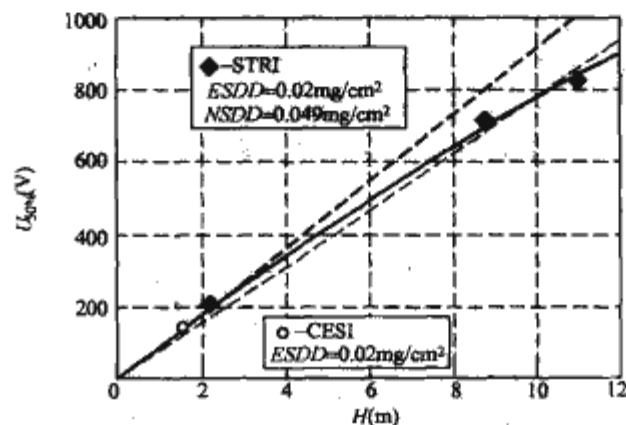


图 7.10-31 STRI 的支柱绝缘子污秽试验结果

另外, STRI 试验绝缘子的  $11\text{m}$  总高度减去金具高度 ( $600\text{mm}$ ) 后的实际绝缘距离约为  $10400\text{mm}$ , 取较大的伞形系数为 3.8, 则爬电距离为  $39520\text{mm}$ , 爬电比距为  $48.4\text{mm/kV}$ 。这个爬电比距远低于预测的  $54\text{mm/kV}$ , 所以  $11\text{m}$  的绝缘子高度肯定是不能满足特高压的运行要求。

直流支柱绝缘子不仅要承受高压带电部分的压力, 还要承受很大的机械弯矩或扭矩, 尤其对于隔离开关的支柱绝缘子, 必须要有很高的机械抗弯及抗扭要求。根据目前国内厂家的生产水平, 总高度  $12\text{m}$  以上、具有  $10\text{kN}$  以上的承载负荷水平, 纯瓷支柱绝缘子的机械强度很难满足要求。

综上所述, 按照目前的生产能力, 生产出既满足外绝缘要求, 又满足机械强度要求的  $800\text{kV}$  纯瓷支柱绝缘子是非常困难的。

### 6.3.2 复合外绝缘方案

复合外绝缘方案包括两种: ①玻璃钢内筒外装复合伞裙 (内部填充泡沫或者气体); ②实芯瓷柱或玻璃钢棒外装复合伞裙。空心绝缘子的弯曲刚度和扭转刚度很低。在弯曲负荷和扭转负荷下的弯曲变形量或扭转变形量很大, 不能保证隔离开关类设备的正常动作和准确闭合, 而且玻璃钢芯和有机外绝缘护套之间的黏结强度和绝缘强度也是薄弱部位, 需要通过长期带电试验验证其运行可靠性。

为保证内绝缘强度, 玻璃钢筒内一般填充有泡沫或者气体, 如果密封不好的话, 将导致内绝缘击穿。



实芯瓷柱复合外套绝缘子集成了瓷绝缘子的机械性能好和有机外绝缘防污性能好的优点，工艺较简单。但这种绝缘子的缺点是瓷芯和有机外护套之间的连接部位是薄弱点，如果界面出现剥离，沿着圆柱形的表面很容易击穿。

国内的南通神马公司还开发了玻璃钢芯填充氮气的绝缘子样品，但是目前这几种合成绝缘子都没有工程应用的先例。

6.3.3 纯瓷外涂 RTV 或硅脂方案

在污染环境下（近海、重工业、交通拥挤的城区）的瓷或者玻璃绝缘子在潮湿或阴雨条件下易导致放电和闪络。在潮湿的绝缘子表面容易形成一个连续的水膜，污染物中的导电盐溶于水使得水膜导电，泄漏电流增加，产生表面放电和闪络。陶瓷绝缘子表面易湿（亲水性）的原因是因为高的表面能，水珠趋向于扩散形成一个低电阻表面。

如果绝缘子表面能使水相互排斥，不能形成连续水膜，则表面无导电通道形成，那么闪络的概率就会大大降低。当玻璃或者陶瓷的表面涂覆了室温固化硅橡胶（RTV）之后，就具有了这种憎水性。在憎水性的表面，各个孤立的水珠形成一个高电阻表面，从而减少引发闪络的泄漏电流，降低闪络概率。

同时，RTV 材料含有可以转移至污染层表面的硅树脂油脂，甚至在表面被污染物覆盖时也能保持其憎水性。憎水性迁移的主要机理是低分子量（LMW）硅树脂大批向表面迁移，这种低分子具有将污染物粒子压缩成胶囊状的能力。

为了改善其抗爬电侵蚀能力，RTV 中也添加一些无机水合填料 [如水合三氧化二铝（ATH）等]。为更长时间保持其功能，RTV 料与陶瓷表面有良好的黏附性，能够抵抗紫外线辐射、雨和污染物等的环境影响。现在的涂料一般都含有黏结促进剂，具有很好的黏附性，可抵抗 10MPa 的高压水清洗。

美国道康宁公司的统计结果表明，其生产的 RTV 涂料（SYLGARD HVIC）自从 1984 年投入商业运行以来，全球应用范围包括美国、欧洲和亚洲等，电压范围从 11~500kV DC，许多涂料的使用时间也已经超过了 15 年，但仍然性能良好，能在污秽环境中保证外绝缘的正常运行。

6.3.4 国内直流 RTV 运行经验

国内外直流工程换流站及我国葛洲坝—上海直流换流站，设计时都是采用纯瓷外绝缘方案，随着换流站环境的恶化，外绝缘事故不断，其中换流站的瓷穿墙套管的非均匀雨闪最为严重，垂直套管雨闪和雾闪次之，支柱闪络较少。但对于工业污染较严重的换流站，支柱绝缘子都发生了污闪。根据运行经验，对于已投运的换流站，外绝缘设计出现缺陷，涂刷 RTV 或者硅脂涂料是重要的补救措施。这种方法比较简单，将瓷绝缘外表面清洁后，将 RTV 用喷枪喷涂固化后，绝缘表面就出现憎水性和憎水迁移性，达到防污闪的目的。从实际运行的情况来看，喷涂 RTV 的方法是解决直流场污闪问题的有效途径，即使重污秽（0.082mg/cm<sup>2</sup>），小爬电比距（40mm/kV）时，也非常有效。

STRI、ABB 和中国电科院的研究报告表明，RTV 涂层的绝缘子并没有必要每年都进行清洁维护，除非经过试验表明其憎水性低于规定的要求。清洁时，用高压水清洗即可，如果用布擦拭，有可能破坏掉憎水性涂层，起到反作用。有关文献的试验结果和 STRI 的试验结果都表明，RTV 涂层甚至在重污秽地区，完全不清洗也可以保证安全运行。经过试验发现憎水性降低到一定程度需要复涂时，也没有必要完全铲除旧的 RTV 涂层，只需将松散的涂层和附着不好的涂层清除即可。因为每年换流站都需要停电检修，所以在这段时间内，完全可以完成复涂（如果需要）工作。

RTV 已经在世界多个直流工程中成功应用，我国直流工程

如老葛南、龙政直流、三沪直流等在运行过程中也喷涂了 RTV，运行可靠。另外经验表明，多次复涂可以保证 RTV 使用时间与复合绝缘子相当，甚至超过复合绝缘子的寿命。

6.3.5 户外直流场绝缘子选型

RTV 或者硅脂涂层瓷绝缘子在国内外多个直流工程中已经具备了成功的运行经验，抗污闪能力强，机械强度高，维护简单，正常情况下用高压水冲洗即可。国内外的研究都表明，当憎水性  $HC \geq 6$  时，采用复涂即可恢复到设计状态，无需准备后备手段不断加强涂层的绝缘性能。综合起来考虑，800kV 特高压直流输电工程的 800kV 高压直流绝缘子采用瓷涂 RTV 方案。换流站采用的直流场绝缘子技术参数见表 7.10-7 和表 7.10-8。

表 7.10-7 复龙换流站直流场绝缘子技术参数

绝缘子类型 项 目	800kV 极母线 绝缘子	800kV 平波 电抗器 绝缘子	400kV 极母线 绝缘子	中性 母线 绝缘子	95kV 平波 电抗器 绝缘子	直流滤 波器 绝缘子
材质	瓷涂 RTV	瓷涂 RTV	瓷	瓷	瓷	瓷
对地电压（kV）	809	809	405	95	95	220
LJWL（kV）	1950	1950	903	550	550	—
SIWL（kV）	1625	1625	825	503	503	885
爬距（mm）	38 832	38 832	21 870	5130	5130	11 880
最小悬臂强度（kN， 直立式）	10	8	10	10	48	8
悬臂强度（kN，悬 吊式）	2	8	2	2	48	2
抗拉强度（kN）	100	200	100	—	200	—
抗压强度（kN）	500	1000	500	—	1000	—
扭转强度（kN）	10	15	10	—	15	—
伞形，图号	图 7.10-29 或相近	图 7.10-29 或相近	图 7.10-30 或相近	图 7.10-30 或相近	图 7.10-30 或相近	图 7.10-30 或相近

表 7.10-8 奉贤换流站直流场绝缘子技术参数

绝缘子类型 项 目	800kV 极母线 绝缘子	800kV 平波 电抗器 绝缘子	400kV 极母线 绝缘子	中性 母线 绝缘子	95kV 平波 电抗器 绝缘子	直流滤 波器 绝缘子
材质	瓷涂 RTV	瓷涂 RTV	瓷	瓷	瓷	瓷
对地电压（kV）	809	809	405	20	20	205
LJWL（kV）	1950	1950	903	555	555	885
SIWL（kV）	1600	1600	825	503	503	768
最小爬距（mm）	38 832	38 832	21 870	1080	1080	11 070
最小悬臂强度 （kN，直立式）	10	8	10	10	48	8
悬臂强度（kN， 的悬吊式）	2	8	2	2	48	2
抗拉强度（kN）	100	200	100	—	200	—
抗压强度（kN）	500	1000	500	—	1000	—
扭转强度（kN）	10	15	10	—	15	—
伞形，图号	图 7.10-29 或相近	图 7.10-29 或相近	图 7.10-30 或相近	图 7.10-30 或相近	图 7.10-30 或相近	图 7.10-30 或相近

6.4 小结

（1）通过各种方案的比较和综合考虑，在向一上工程中未采用复合绝缘子方案。800kV 极线高压支柱绝缘子采取瓷涂 RTV 方案，绝缘子伞形为大小伞，RTV 的喷涂在工厂里面进行。

（2）400kV 支柱绝缘子和中性母线低压支柱绝缘子采用纯瓷质绝缘子，绝缘子伞形为深棱伞。



## 第11章 特高压直流工程环境影响

特高压直流工程由输电线路、换流站和接地极组成，其电磁环境主要涉及电场、离子流密度、磁场、可听噪声、无线电干扰、地电位、跨步电压和接触电压等，在工程设计和建设中，需将这些量控制在合理范围，以满足环境保护要求。

### 1 特高压直流输电线路的电磁环境

#### 1.1 特高压直流输电线路电磁环境限值

特高压直流输电线路运行时，导线电晕产生的离子（或电荷）会向空间扩散，导线上的电荷和空间离子（或电荷）将在空间产生合成电场。在特高压直流输电线路设计中，需要控制合成电场和离子流密度，以免人体对其有明显感觉。直流输电线路运行时，线路上的电流会在空间产生磁场，最大磁场与大地磁场相当。线路发生电晕放电时，将产生可听噪声，还可能对无线电接受系统产生一定影响。可听噪声和无线电干扰主要源于正极性导线，与线路几何结构尺寸、天气状况和海拔高度有关。

特高压直流输电线路电磁环境限值是确定导线型式和线路结构的重要依据，确定合理的电磁环境限值对保护环境和控制工程造价至关重要。中华人民共和国国家电网公司企业标准 Q/GDW 145—2006《±800kV 直流架空输电线路电磁环境控制值》规定了±800kV 直流输电线路电磁环境限值，具体如下：

(1) 线下地面合成电场不超过 30kV/m，线下地面离子流密度不超过 100nA/m<sup>2</sup>。

(2) 当线路邻近民房时，民房所在地面的未畸变合成电场强度按湿导线条件计算，不超过 15kV/m。

(3) 线下地面上方 1m 产生的磁感应强度应不超过 10mT。

(4) 距线路正极导线对地投影外 20m 处由电晕产生的可听噪声 50% 值不超过 45dB (A)；海拔大于 1000m 且线路经过非居民区时，不超过 50dB (A)；当线路邻近民房时，民房所在地由直流输电线路电晕产生的可听噪声控制值按 GB 3096—2008《声环境质量标准》执行。

(5) 距线路正极导线对地投影外 20m 处，由电晕产生的 0.5MHz 无线电干扰场强 80%//80% 值（即在 80% 时间，具有 80% 置信度不超过的值），一般地区不超过 58dB (μV/m)；海拔超过 1000m 时，按海拔每增加 300m 无线电干扰增加 1dB (μV/m) 进行修正。

#### 1.2 线路结构参数对特高压直流输电线路电磁环境的影响

直流输电线路的合成电场、离子流密度、可听噪声和无线电干扰与导线表面场强密切相关。特高压直流输电线路的电压比高压直流输电线路的高，导线上的电荷量更大。导线表面场强与导线表面电荷面密度成正比，为了控制特高压直流线路的表面场强，需要采用分裂数更多、子导线截面更大的导线。除导线结构外，极导线间距和极导线对地高度等因素对导线表面场强、合成电场、离子流密度、可听噪声和无线电干扰都有不同程度的影响。

##### 1.2.1 导线分裂数的影响

我国±500kV 直流输电线路的导线分裂数一般取 4，特高压直流输电线路的导线分裂数将大于 4。图 7.11-1～图 7.11-4 所示分别为分裂数取 5～8 时，±800kV 直流输电线路的极导线最大表面场强、线路下地面最大标称电场、干导线下的地面最大合成电场和地面最大离子电流密度；图 7.11-5 和图 7.11-6 所示分别为距正极性导线对地投影外 20m 处的可听噪声和 0.5MHz 无线电干扰（50% 值）随导线分裂数变化的曲线。图 7.11-1～图 7.11-6 对应的子导线型号为 LGJ-720mm<sup>2</sup>，分裂间距为 45cm，极导线间距为 22m，极导线电压为±800kV，极导线对地高度取 18～26m。

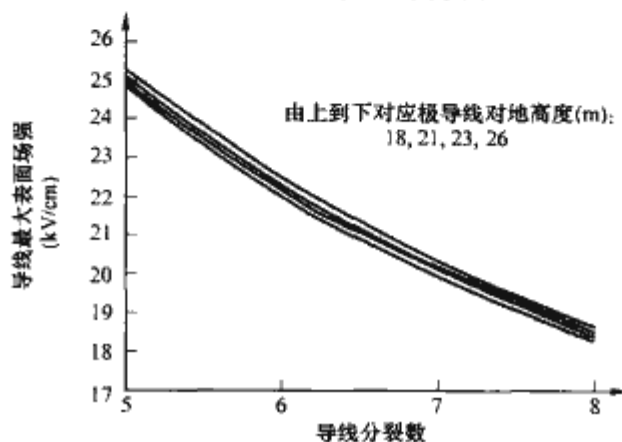


图 7.11-1 不同导线分裂数下的极导线最大表面场强

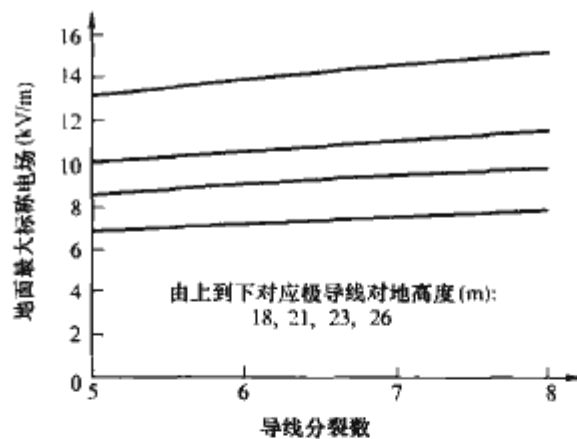


图 7.11-2 不同导线分裂数下的地面最大标称电场

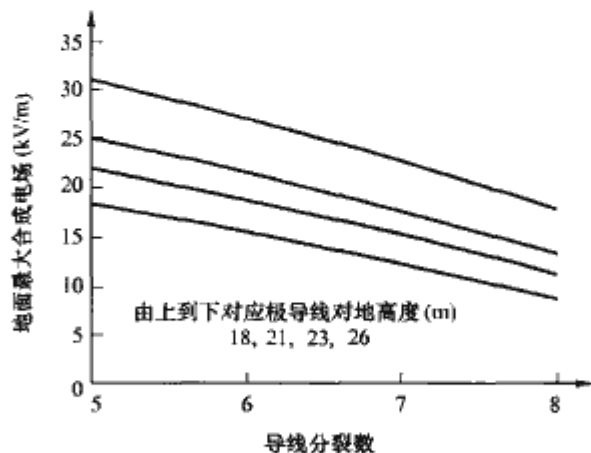


图 7.11-3 不同导线分裂数下的地面最大合成电场（干导线）



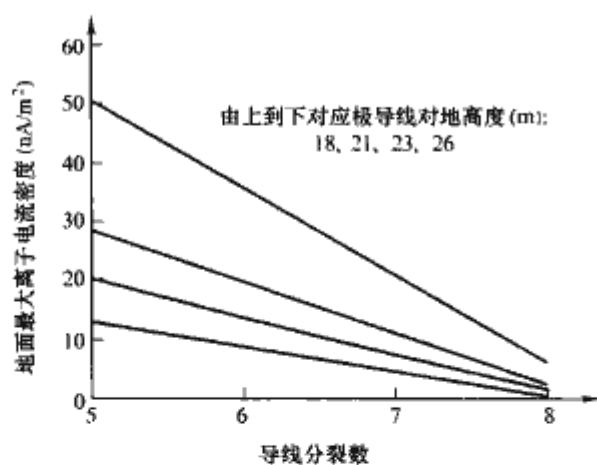


图 7.11-4 不同导线分裂数下的地面最大离子电流密度 (干导线)

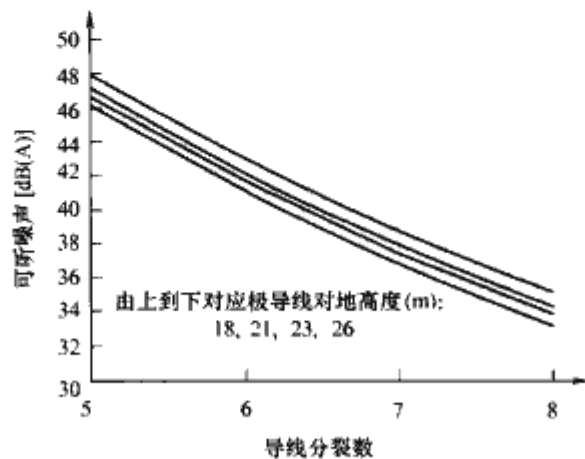


图 7.11-5 不同导线分裂数下的可听噪声

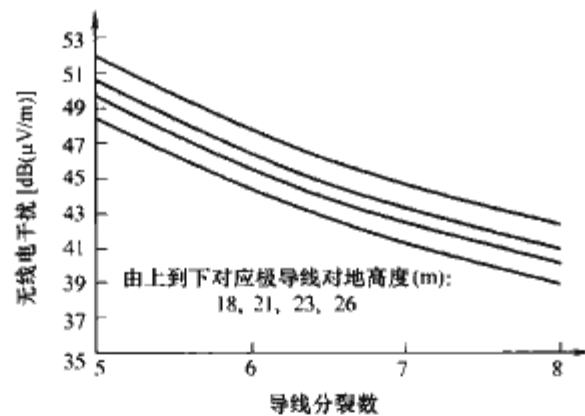


图 7.11-6 不同导线分裂数下的 0.5MHz 无线电干扰 (50%值)

图 7.11-1~图 7.11-6 的结果表明:在其他条件不变的情况下,随着导线分裂数的增加,导线最大表面场强、地面最大离子电流密度、地面最大合成电场、可听噪声和无线电干扰都下降;地面最大标称电场随分裂数增加而有所增大。

增加导线分裂数,对减小导线表面场强、离子电流密度、合成电场、可听噪声和无线电干扰的效果都非常明显。这主要是因为子导线截面一定的条件下,导线分裂数增加后,导线总的表面积增加,导线上的电荷面密度减小,而导线表面场强与电荷面密度成正比,表面场强随之减小。随着导线表面场强减小,电晕放电强度减弱,使得电晕效应如离子电流、合成电场、可听噪声和无线电干扰都减小。对于特高压直流输电线路,合理选择导线分裂数对控制电磁环境和工程造价非常重要。

### 1.2.2 子导线截面的影响

图 7.11-7~图 7.11-10 所示分别为采用不同截面的子导线时,±800kV 直流输电线路的极导线最大表面场强、地面标称电场、合成电场、离子电流密度;图 7.11-11~图 7.11-12 所示分别为距正极性导线对地投影外 20m 处的可听噪声和

0.5MHz 无线电干扰随子导线截面变化的曲线。图 7.11-7~图 7.11-12 对应的导线分裂数为 6,分裂间距为 45cm,极导线间距为 22m,极导线电压为±800kV,极导线对地高度取 18~26m。

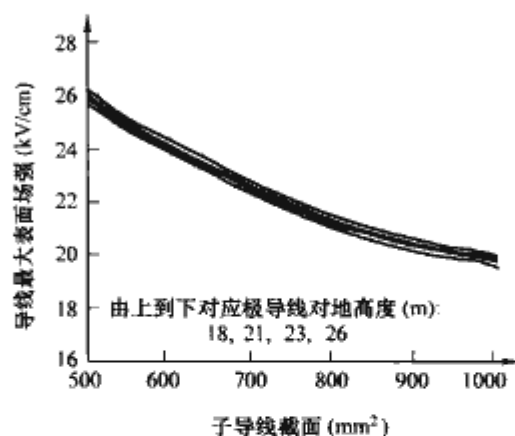


图 7.11-7 不同子导线截面下的导线最大表面场强

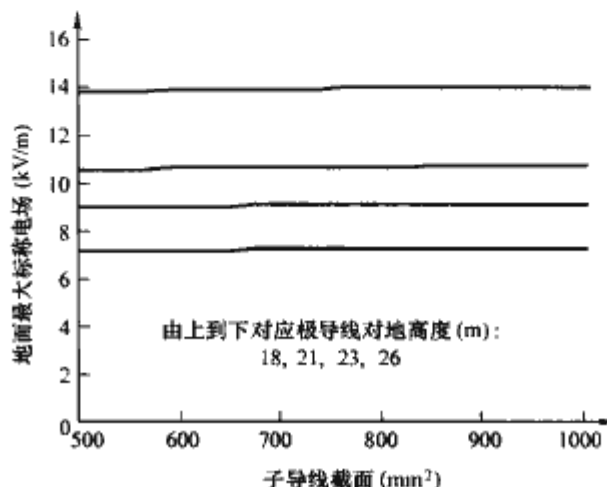


图 7.11-8 不同子导线截面下的地面最大标称电场

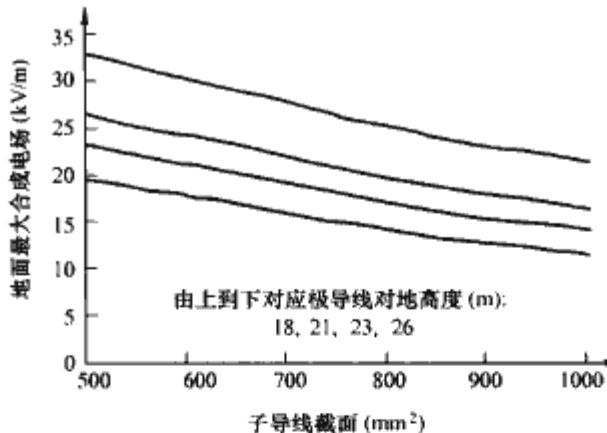


图 7.11-9 不同子导线截面下的地面最大合成电场 (干导线)

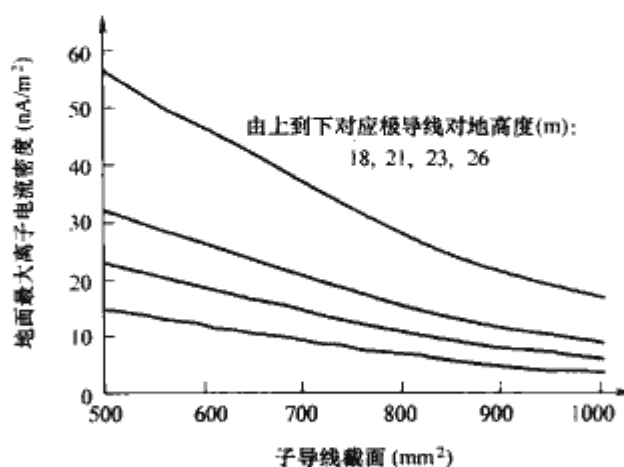


图 7.11-10 不同子导线截面下的地面最大离子电流密度 (干导线)

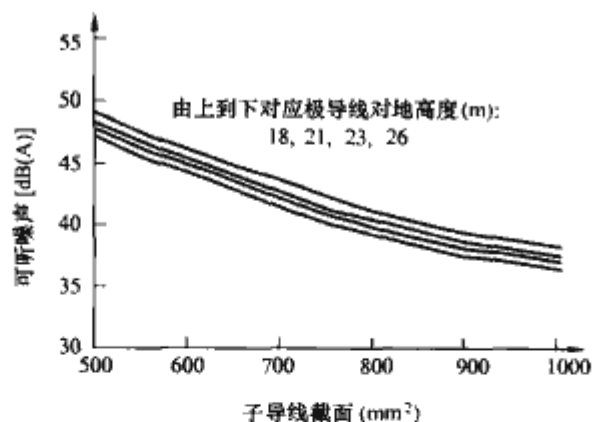


图 7.11-11 不同子导线截面下的可听噪声

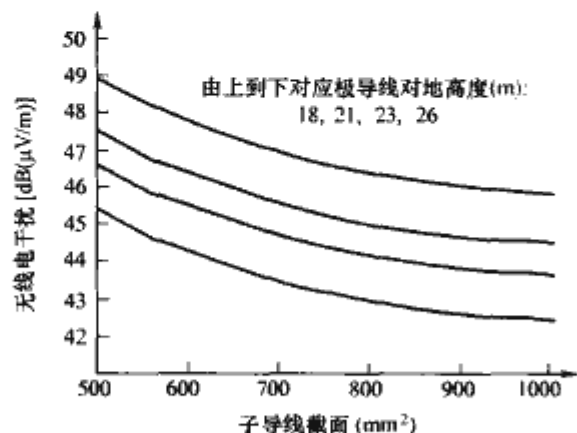
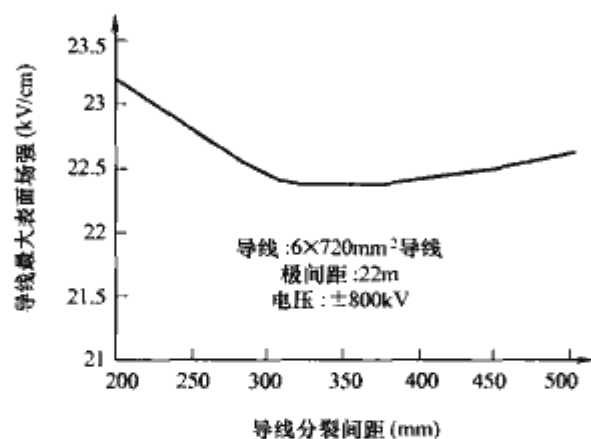
图 7.11-12 不同子导线截面下的  
0.5MHz 无线电干扰 (50%值)

图 7.11-7~图 7.11-12 表明：导线最大表面场强、地面最大离子电流密度、地面最大合成电场、可听噪声和无线电干扰都随子导线截面的增加而减小；随子导线截面的增加，地面最大标称电场基本上没有变化。

增加子导线截面，能够在一定程度上减小导线表面场强、离子电流密度、合成电场、可听噪声和无线电干扰。在特高压直流输电线路设计中，合理选择子导线截面，可以作为一种改善电磁环境的措施。

### 1.2.3 分裂间距的影响

图 7.11-13~图 7.11-18 所示分别为  $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路的导线最大表面场强、地面标称电场、离子电流密度、合成电场、可听噪声和无线电干扰随导线分裂间距变化的曲线。

图 7.11-13 不同分裂间距下的  
极导线最大表面场强

由图 7.11-13~图 7.11-18 可见，随着导线分裂间距变化，导线最大表面场强、地面最大离子电流密度、地面最大合成电场、可听噪声和无线电干扰都呈现 U 形变化，存在最小值；而地面标称电场随导线分裂间距增大而增大。

对于  $6 \times 720\text{mm}^2$  导线，导线最大表面场强、可听噪声

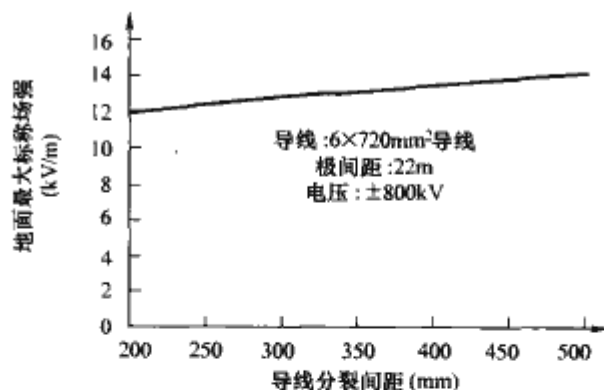
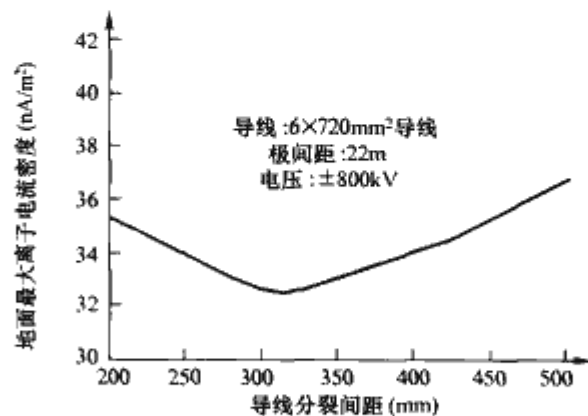
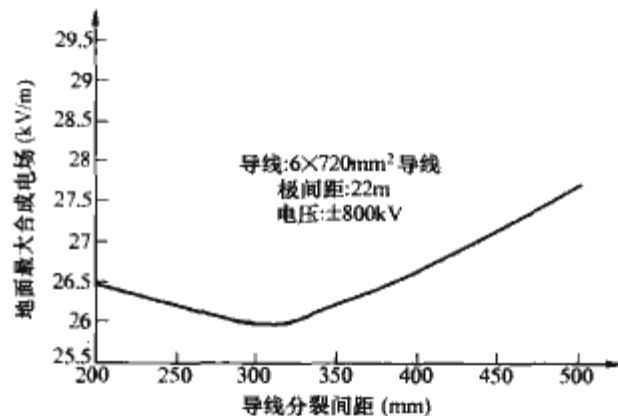
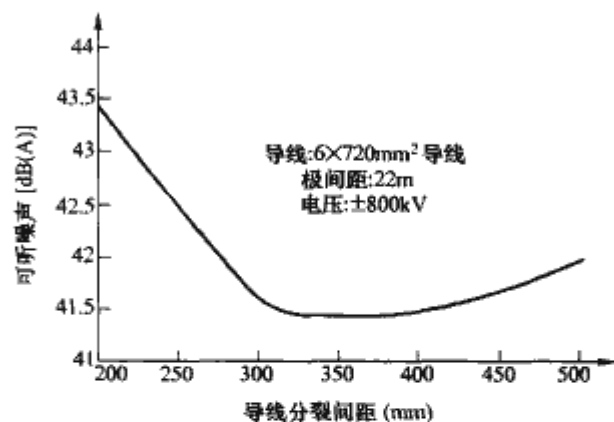
图 7.11-14 不同分裂间距下的  
地面最大标称电场图 7.11-15 不同分裂间距下的  
地面最大离子电流密度 (干导线)图 7.11-16 不同分裂间距下的  
地面最大合成电场 (干导线)

图 7.11-17 不同分裂间距下的可听噪声

和无线电干扰最小值对应的导线分裂间距大约为 34cm；地面最大离子电流密度和地面合成电场最小值对应的导线分裂间距分别大约为 30cm 和 28cm，这与极导线对地高度和标称电场等因素影响有关。

从控制电磁环境角度考虑，在特高压直流输电线路设计中，应针对不同的子导线，选择合适的分裂间距使导线表面场强达到最小。但是，导线分裂间距除影响导线表面场强外，还会影响导线的力学特性，如次档距振荡。另外，还要



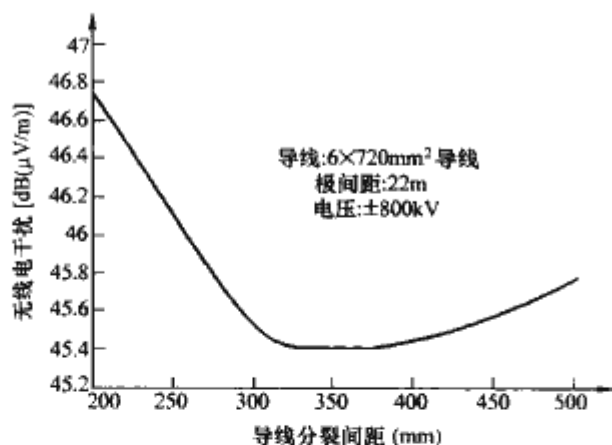


图 7.11-18 不同分裂间距下的无线电干扰 (50%值)

考虑线路建设和维护中有关构件的通用性等。

研究认为，分裂间距与子导线直径之比约为 16 时可避免次档距振荡，对于 ±800kV 电压等级，考虑 6×720mm² 导线，对应的分裂间距约为 58cm。而使导线最大表面场强最小的分裂间距约为 34cm。可见，使导线最大表面场强达到最小和限制次档距振荡对分裂间距的要求有一定差别。因此，在确定导线分裂间距时，应综合考虑电气和机械性能，如对于 6×720mm² 导线，兼顾电气和力学特性，子导线分裂间距可取 45cm。

#### 1.2.4 极导线高度的影响

除导线结构参数（分裂数、子导线截面和分裂间距）外，线路结构其他参数，如极导线对地高度和极导线间距，也会影响电磁环境各量的大小。

(1) 地面最大标称电场与极导线对地高度的关系。图 7.11-19~图 7.11-22 所示分别为导线分裂数 5~8 和不同截面子导线时，±800kV 直流输电线路的地面最大标称电场与极导线对地高度之间的关系。从图 7.11-20 的结果可以归纳出：6 分裂导线下的最大地面标称电场随极导线对地高度近似按下式所描述的规律变化

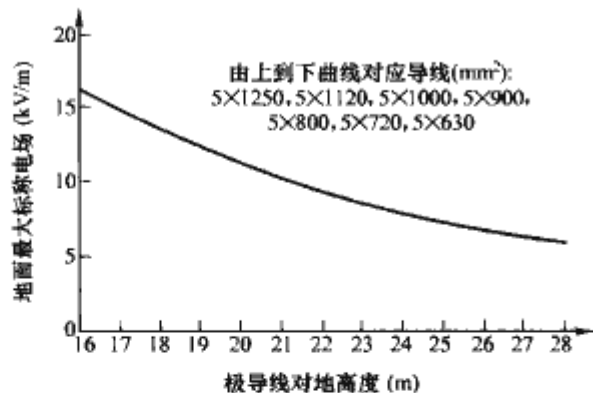


图 7.11-19 不同极导线高度下的地面最大标称电场 (5 分裂导线)

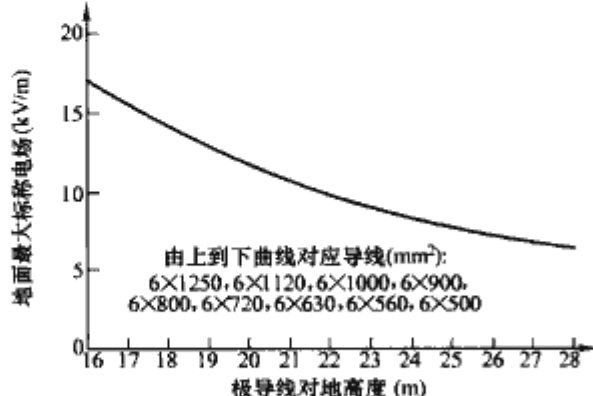


图 7.11-20 不同极导线高度下的地面最大标称电场 (6 分裂导线)

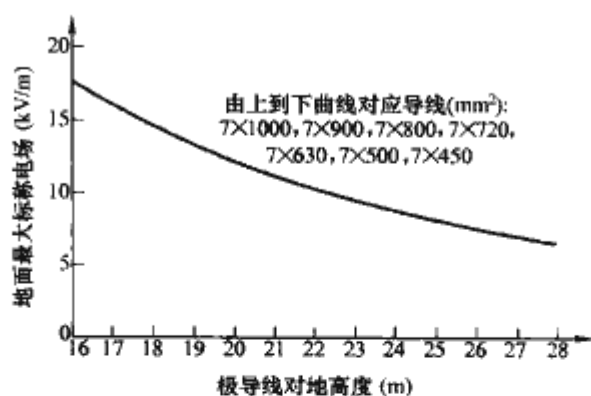


图 7.11-21 不同极导线高度下的地面最大标称电场 (7 分裂导线)

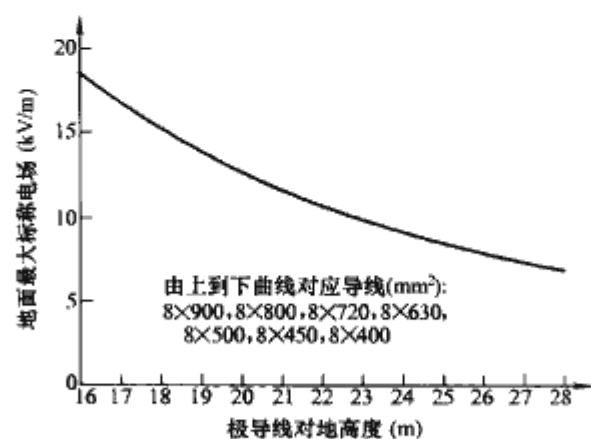


图 7.11-22 不同极导线高度下的地面最大标称电场 (8 分裂导线)

$$E_{Nmax} = \frac{1778}{h^{1.678}} \quad (7.11-1)$$

式中： $E_{Nmax}$ 为线下的最大地面标称电场，kV/m； $h$ 为极导线对地高度，m。

对于导线分裂数为 5、7 和 8 对应的结果，具有类似的规律。结果表明，地面最大标称电场随极导线对地高度增加而减小，并且变化非常明显。可见，改变极导线对地高度将是控制标称电场的非常有效的措施。

(2) 地面最大离子电流密度与极导线对地高度的关系。图 7.11-23~7.11-26 所示分别为导线分裂数 5~8 和不同截面子导线，±800kV 直流输电线路下的地面最大离子电流密度与极导线对地高度之间的关系。从图中看出：线下最大地面离子电流密度随极导线对地高度的增加迅速减小，子导线截面越小，减小的效果越明显。其原因主要是：①随着极导线高度增加，导线表面场强相应减小，总的离子量减小；②随着极导线高度增加，离子扩散范围增大，地面离子电流密度减小；③子导线截面增加，导线表面场强相应减小，总的离子量减小，极导线高度变化所带来的离子电流密度变化量也减小。

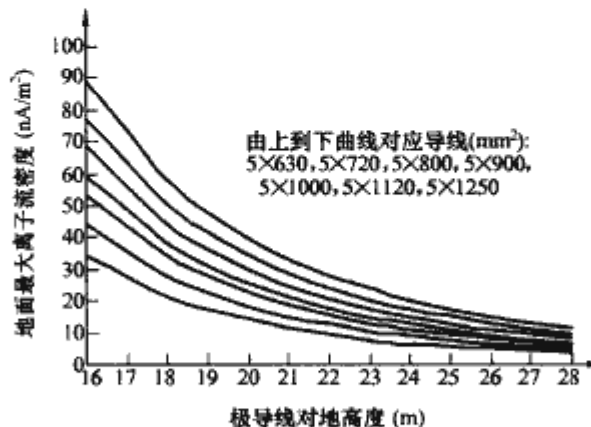


图 7.11-23 地面最大离子流密度与极导线高度的关系 (5 分裂, 干导线)

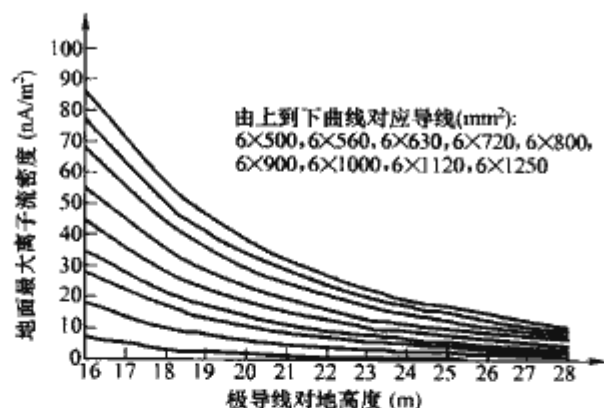


图 7.11-24 地面最大离子流密度与极导线高度的关系 (6 分裂, 干导线)

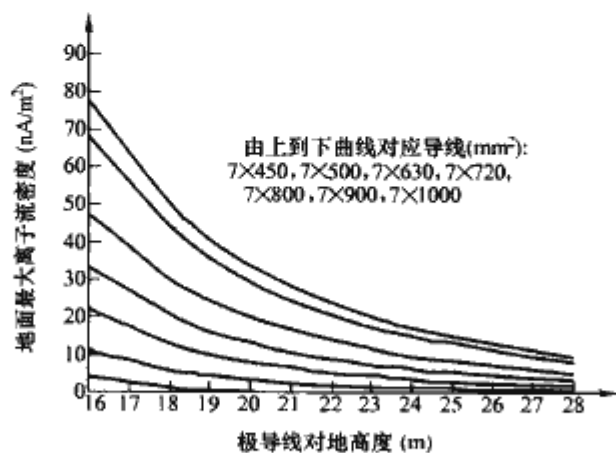


图 7.11-25 地面最大离子流密度与极导线高度的关系 (7 分裂, 干导线)

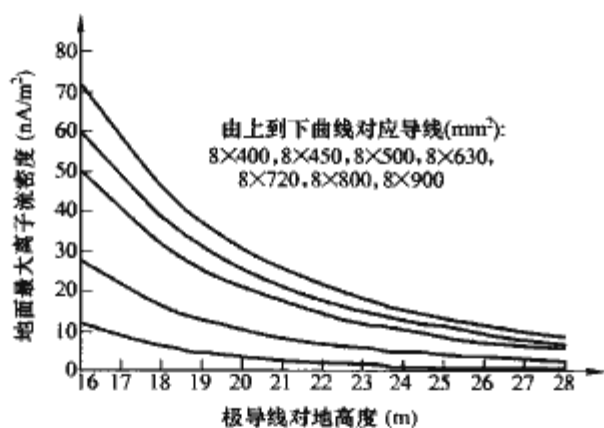


图 7.11-26 地面最大离子流密度与极导线高度的关系 (8 分裂, 干导线)

(3) 地面最大合成电场与极导线对地高度的关系。地面最大合成电场是直流输电线路电磁环境中的一个重要参数, 它往往对极导线的对地高度选取起着决定性作用。

图 7.11-27~图 7.11-30 所示分别为导线分裂数为 5~8 和不同截面子导线,  $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路下的地面最大合成电场与极导线对地高度之间的关系。从图中看出: 线下最

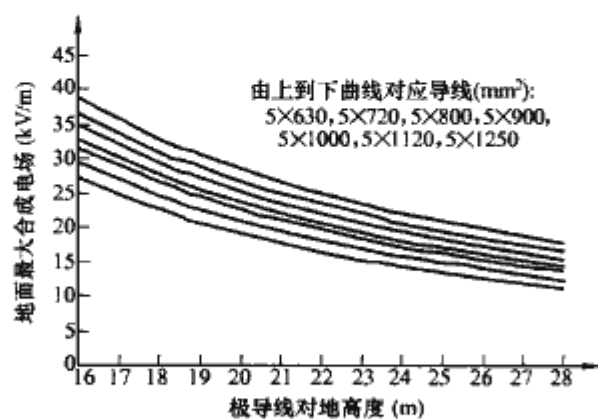


图 7.11-27 地面最大合成电场与极导线高度的关系 (5 分裂, 干导线)

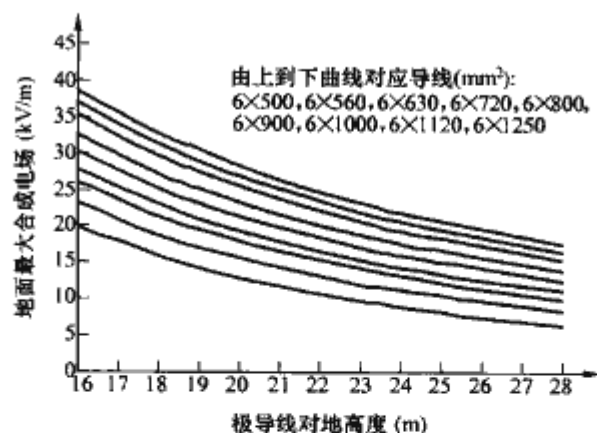


图 7.11-28 地面最大合成电场与极导线高度的关系 (6 分裂, 干导线)

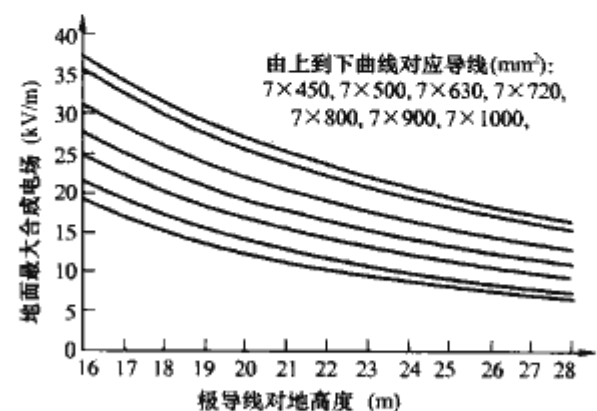


图 7.11-29 地面最大合成电场与极导线高度的关系 (7 分裂, 干导线)

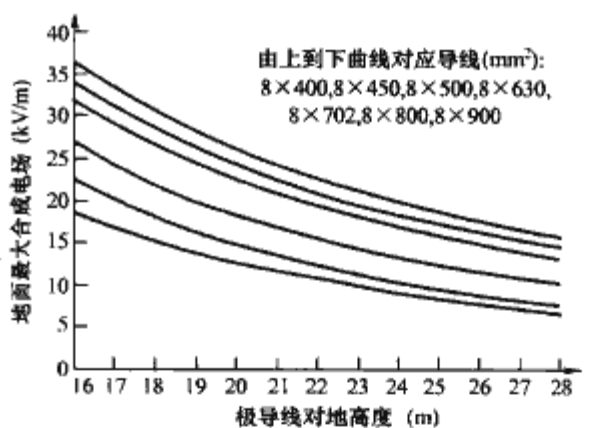


图 7.11-30 地面最大合成电场与极导线高度的关系 (8 分裂, 干导线)

大地面合成电场随极导线高度的增加而减小, 并且减小的效果非常明显。由此可见, 改变极导线对地高度, 可以作为减小地面合成电场的重要措施。

(4) 可听噪声与极导线对地高度的关系。对于我国现有高压直流输电线路, 根据输送容量需要所确定的极导线使得可听噪声水平比较低, 可听噪声问题不突出; 对于特高压直流输电线路, 由于电压等级提高, 可听噪声问题应慎重对待。

图 7.11-31~图 7.11-34 所示分别为导线分裂数为 5~8, 子导线截面为  $500\sim 1250\text{mm}^2$ , 在低海拔下,  $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路的可听噪声随极导线平均对地高度变化的曲线, 可听噪声计算点为正极性导线对地投影外  $20\text{m}$ 。从图中看出: 增加极导线对地高度可以使可听噪声减小, 不过没有离子电流密度和合成电场减小的明显; 增加导线分裂数可以有效地减小可听噪声; 增加子导线截面对减小可听噪声也有一定效果。由此可见, 为了控制特高压直流输电线路的可听噪声, 主要应从极导线结构着手考虑, 在一定条件下, 改变极导线对地高度可作为辅助措施。

(5) 无线电干扰与极导线对地高度的关系



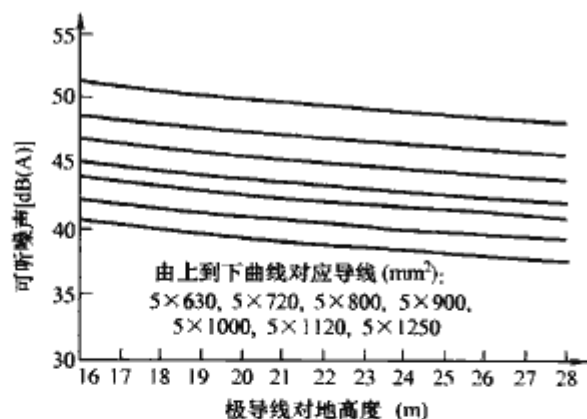


图 7.11-31 可听噪声与极导线对地高度间的关系 (5 分裂导线)

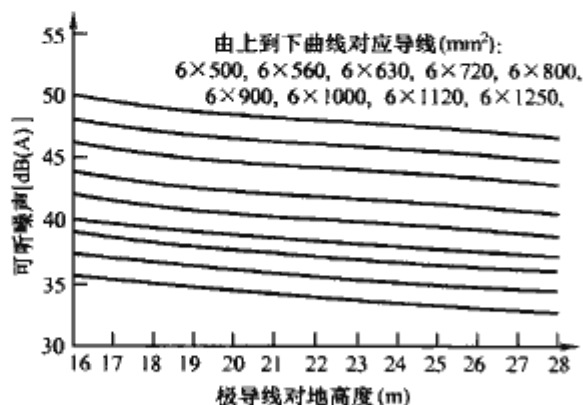


图 7.11-32 可听噪声与极导线对地高度间的关系 (6 分裂导线)

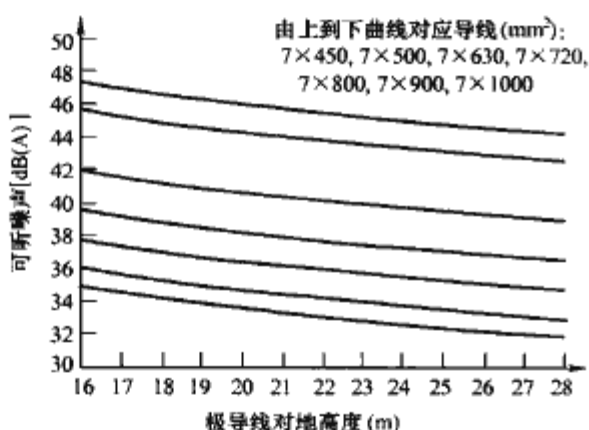


图 7.11-33 可听噪声与极导线对地高度间的关系 (7 分裂导线)

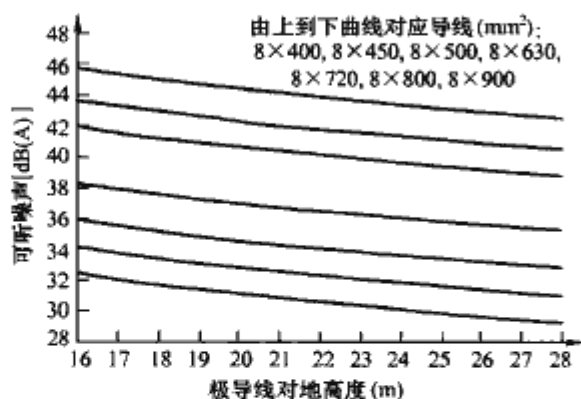


图 7.11-34 可听噪声与极导线对地高度间的关系 (8 分裂导线)

图 7.11-35~图 7.11-38 所示分别为导线分裂数为 5~8, 子导线截面为 500~1250mm<sup>2</sup>, 在低海拔下, ±800kV 直流输电线路的无线电干扰随极导线平均对地高度变化的曲线, 无线电计算点为正极性导线对地投影外 20m。从图中可以看出: 无线电干扰随极导线对地高度的增加而减小; 增加导线分裂数对减小无线电干扰非常有效; 增加子导线截面对减小无线电干扰也有一定效果。可见, 除改变极导线分裂数

和子导线截面外, 改变极导线对地高度也是控制无线电干扰的比较好的措施。

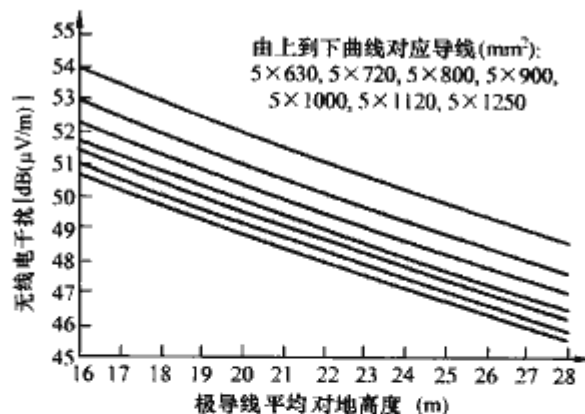


图 7.11-35 无线电干扰 (50%值) 与极导线高度间的关系 (5 分裂导线)

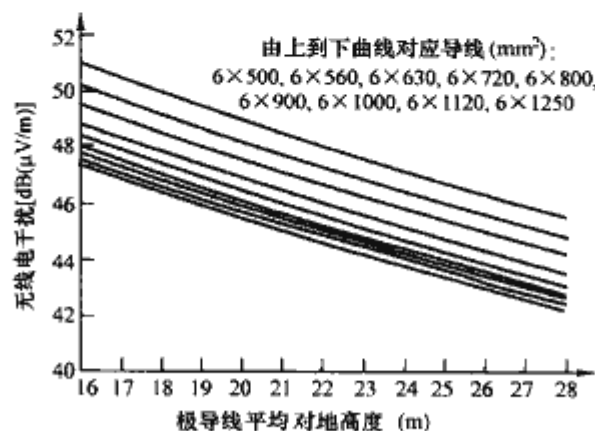


图 7.11-36 无线电干扰 (50%值) 与极导线高度间的关系 (6 分裂导线)

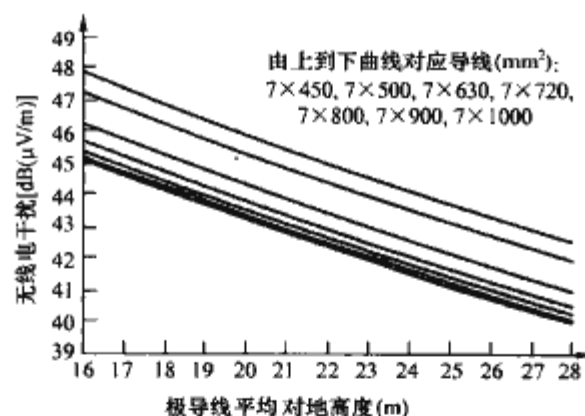


图 7.11-37 无线电干扰 (50%值) 与极导线高度间的关系 (7 分裂导线)

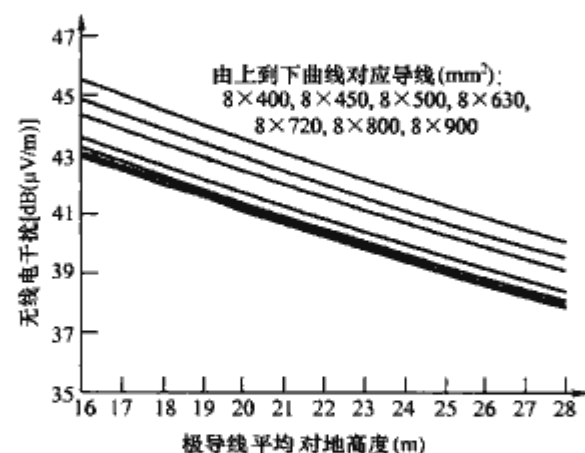


图 7.11-38 无线电干扰 (50%值) 与极导线高度间的关系 (8 分裂导线)

(6) 磁感应强度与极导线对地高度的关系。导线分裂数和子导线截面对地面磁场大小的影响基本可以忽略, 在计算地面磁感应强度时, 认为电流集中在极导线轴线上。表 7.11-1

列出了电流为 4000A 时，极导线位于不同高度时的地面最大磁感应强度。结果表明，地面最大磁感应强度随极导线对地高度增加而迅速减小；在所考虑的极导线对地高度范围内，地面磁感应强度不超过 55.4 $\mu$ T，与大地磁场的磁感应强度相当。

表 7.11-1 地面最大磁感应强度与极导线对地高度的关系

极导线对地高度 (m)	15	17	19	21	23	25
地面最大磁感应强度 ( $\mu$ T)	55.4	44.6	39.5	33.7	29.0	25.1

1.2.5 极导线间距的影响

图 7.11-39 所示为 6 $\times$ 720mm<sup>2</sup> 导线，极导线高度为 18m， $\pm$ 800kV 直流输电线路导线表面场强与极间距间的关系。从图中可以看出，导线表面场强随极间距增加而减小。由此可见，增加极导线间距可以减小正、负极导线放电程度，使正、负离子相应减少。但是，地面最大离子流密度和最大合成电场强度一般位于极导线外侧附近，增加极导线间距会使地面出现最大合成电场位置的正、负电场抵消程度减小，在一定条件下，有可能使地面最大合成电场增加。不过，辅之以适当提高极导线高度，容易控制地面最大离子流密度和最大合成电场。

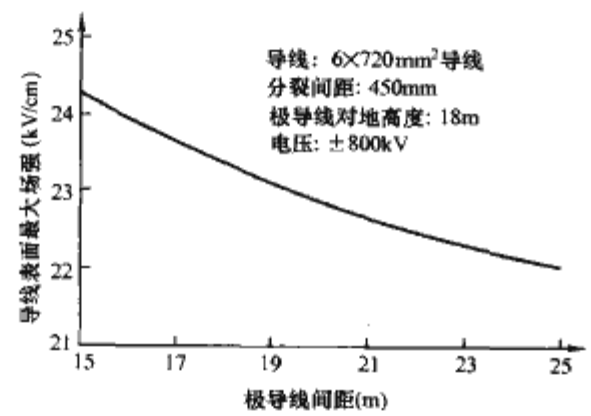


图 7.11-39 导线表面场强与极间距之间的关系

图 7.11-40 和图 7.11-41 所示分别为在低海拔、不同极间距下的可听噪声和无线电干扰与极导线对地高度之间的关系曲线。由图可见，增加极间距和抬高极导线可以减小导线表面场强，从而减小可听噪声和无线电干扰。虽然可听噪声和无线电干扰随极间距和极导线对地高度增加而减小，但在极间距和极导线对地高度增加量相同的情况下，增加极间距的效果较好。

直流输电线路的可听噪声和无线电干扰随海拔高度增加而增加，在低海拔满足可听噪声和无线电干扰控制值要求的

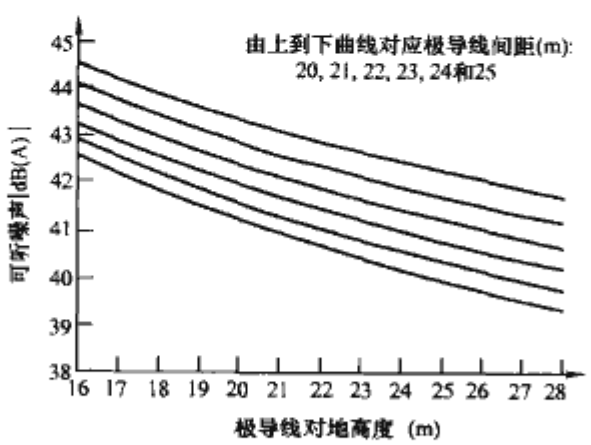


图 7.11-40 可听噪声与极导线对地高度和极导线间距的关系

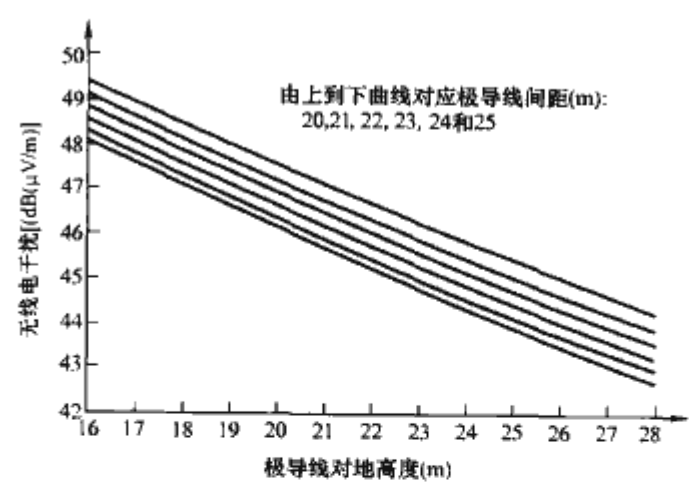


图 7.11-41 无线电干扰 (50%值) 与极导线对地高度和极导线间距的关系

线路，在高海拔地区是否仍满足要求需要校核。在导线分裂数一定的情况下，若在高海拔地区需要减小可听噪声和无线电干扰，从导线结构着手通常需要增加子导线截面；但也可以不改变导线结构，通过增加极间距使可听噪声和无线电干扰减少量弥补增加子导线截面时的减少量。在导线确定后，可作为改善电磁环境的措施配合使用，在不变换导线的情况下采用这些措施还是可取的。特别是高海拔地区，走廊不会像低海拔地区那么紧张，一般可以采用 I 形绝缘子串以节省工程投资，从绝缘考虑，极导线间距也会增加。

1.3 特高压直流输电线路电磁环境控制措施

为使特高压直流输电线路满足电磁环境限值要求，主要需从三方面采取措施：①选择合适的分裂导线；②确定极导线最小对地高度；③确定民房与线路之间的最小距离。

1.3.1 分裂导线选择

电气特性、机械特性和电磁环境限值等直接制约导线选型，下面仅考虑电磁环境限值对导线的要求。图 7.11-42 和图 7.11-43 所示分别为海拔高度为 0 时距正极导线对地投影外 20m 处的可听噪声和无线电干扰场强与子导线截面和极导线分裂数间的关系，对应的极导线电压为 $\pm$ 800kV，极导线间距为 22m，导线分裂间距为 45cm，无线电干扰场强的参考频率为 0.5MHz。

图 7.11-42 的结果表明，若要求可听噪声不超过 45dB (A)，分裂数取 5 时，子导线截面应不小于 800mm<sup>2</sup>，且没有考虑高海拔的影响。分裂数取 6 时，子导线截面应不小于 630mm<sup>2</sup>，可选截面 (mm<sup>2</sup>) 为 630、720 和 800 这些常规导线；分裂数取 7 或 8 时，子导线截面为 500mm<sup>2</sup> 或 400mm<sup>2</sup>

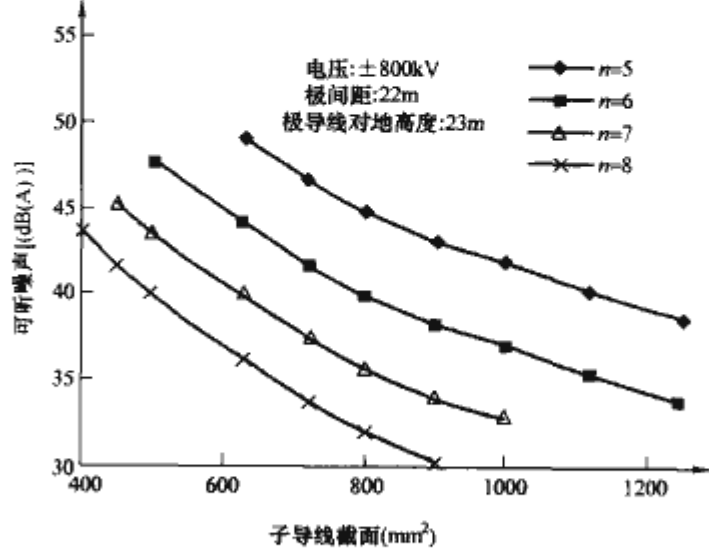


图 7.11-42 可听噪声与子导线截面和分裂数的关系



及以上都可以。从图 7.11-43 看到,在低海拔,只要所选分裂导线使可听噪声满足限值要求,无线电干扰场强也能满足限值要求。可见,可听噪声限值对导线选择要求高。

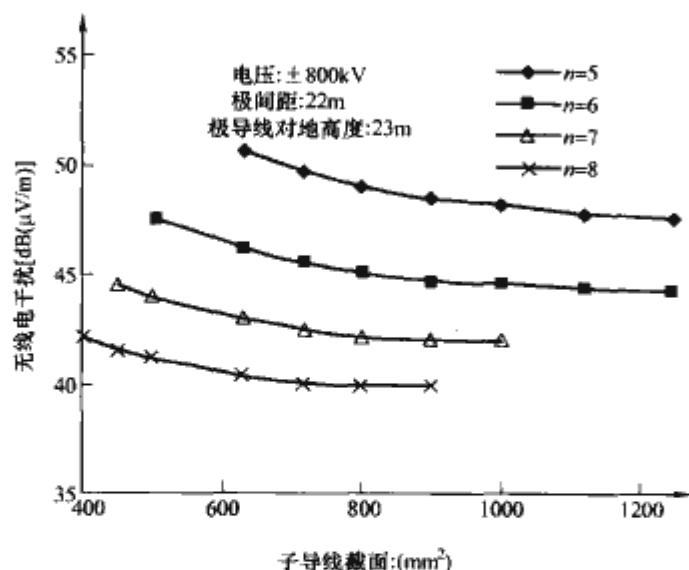


图 7.11-43 无线电干扰场强 (50%值) 与子导线截面和分裂数的关系

考虑电磁环境、高海拔和输送容量等因素,向家坝—上海和锦屏—苏南±800kV 特高压直流输电线路分别选用  $6 \times 720\text{mm}^2$  和  $6 \times 900\text{mm}^2$  导线。

图 7.11-44 和图 7.11-45 所示分别为采用  $6 \times 720\text{mm}^2$  导线时,在低海拔下,±800kV 直流输电线路下地面上方 2m 处的可听噪声和无线电干扰横向分布。图中上、下曲线对应的极导线平均高度分别为 23 m 和 26 m。从图中可以看出:在低海拔下,距正极性导线对地投影外 20 m 处的可听噪声约为 41 dB(A),无线电干扰 50% 值约为 45 dB(μV/m)。无线电干扰 80% // 80% 值在 50% 值基础上增加约 3 dB(μV/m) 得到。结果表明,在低海拔下,可听噪声和无线电干扰都满足控制值要求,且有较大裕度。向家坝—上海±800kV 特高压直流输电线路经过地区的最高海拔约 1500 m,高海拔地区的可听噪声和无线电干扰可以在图 7.11-44 和图 7.11-45 结果的基础上进行修正。修正后的结果与相应控制值比较可见,高海拔地区的可听噪声和无线电干扰也满足控制值要求。锦屏—苏南±800kV 特高压直流输电线路采用  $6 \times 900\text{mm}^2$  导线,线路途径海拔最高约 3600 m,计算表明,可听噪声和无线电干扰也满足控制值要求。

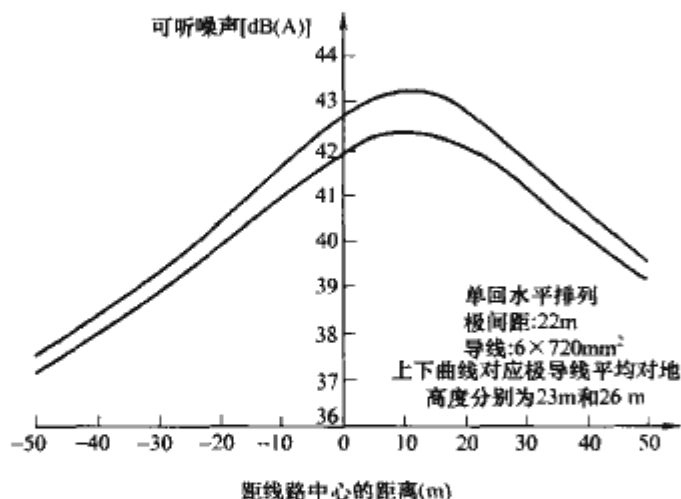


图 7.11-44 采用  $6 \times 720\text{mm}^2$  导线时的可听噪声

### 1.3.2 极导线最小对地高度

按照将特高压工程的电磁环境控制在与超高压工程的水平相当的要求,确定±800kV 直流输电线路极导线最小高度时采用以下原则:

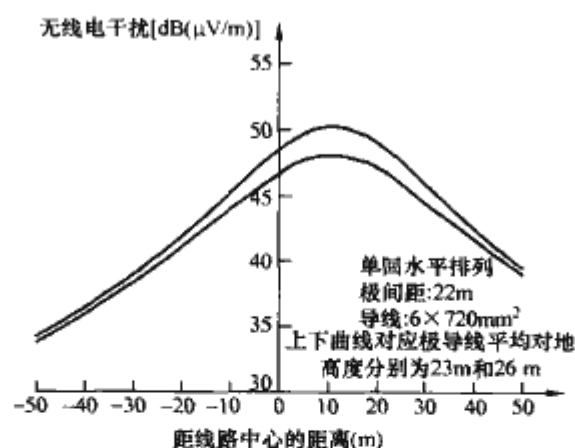


图 7.11-45 采用  $6 \times 720\text{mm}^2$  导线时的无线电干扰 (50%值)

(1) 对非居民区,将线下合成电场控制在使人不明显直接感受到电场作用的程度(干导线不超过  $30\text{kV/m}$ )。

(2) 对居民区,任何时候线下活动的人对电场作用无明显感觉,湿导线地面最大合成电场宜不超过  $30\text{kV/m}$ ,晴天常规湿度下不超过  $25\text{kV/m}$ 。

(3) ±800kV 直流输电线路的地面合成电场不超过葛洲坝—上海±500kV 直流输电线路的水平。

综合考虑干、湿导线对地面最大合成电场的要求,建议我国南方建设的±800kV 直流输电线路极导线最小对地高度为:非居民区取 18 m,居民区取 21 m。

图 7.11-46 ~ 图 7.11-49 所示分别为向家坝—上海±800kV 直流输电线路不同极导线高度时地面电场和地面离子流密度横向分布曲线,图 7.11-46 和图 7.11-48 所示曲线对应的极导线高度为 18 m,图 7.11-47 和图 7.11-49 所示的曲线对应的极导线高度为 21 m。表 7.11-2 列出了相应的地面最大标称电场、地面最大合成电场和地面最大离子电流密度。这些都满足控制值要求。

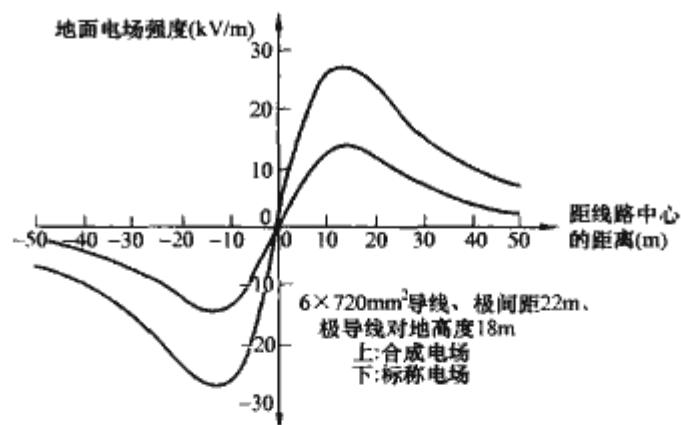


图 7.11-46 极导线高度 18 m 时的地面电场

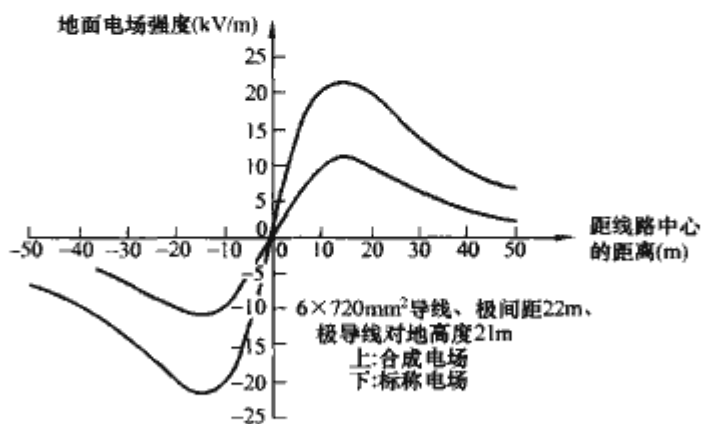


图 7.11-47 极导线高度 21 m 时的地面电场

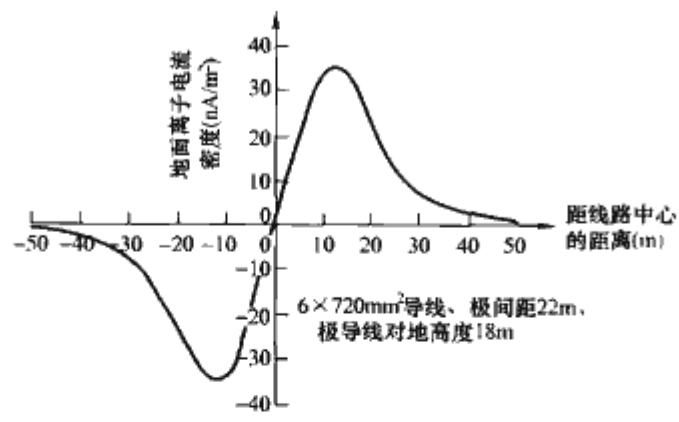


图 7.11-48 极导线高度 18m 时的地面离子流密度

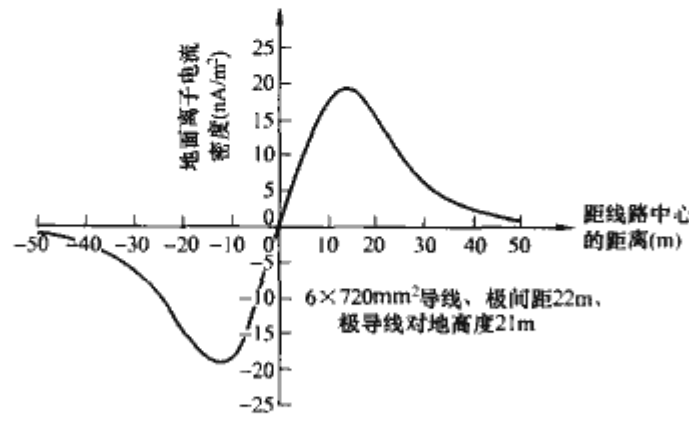


图 7.11-49 极导线高度 21m 时的地面离子电流密度

锦屏—苏南±800kV 直流输电工程额定输送容量为 7200MW，选用 6×900mm<sup>2</sup> 导线。取极导线间距为 22m，在低海拔，当极导线高度为 18m，干导线时的地面最大合成电场和离子流密度分别为 22.8kV/m 和 21.1nA/m<sup>2</sup>；当极导线高度为 21m 时，分别为 17.7kV/m 和 11.2nA/m<sup>2</sup>。采用 6×900mm<sup>2</sup> 导线时，环境更好。

特高压直流试验基地试验表明：取以上极导线最小对地高度，在空气质量较好的情况下，地面最大合成电场实测值与计算值差别不大；当污秽严重时，地面最大合成电场实测值明显增大。因此，在污秽严重地区，特别是在北方建设直流线路，应根据具体情况适当提高极导线对地高度。

表 7.11-2 地面最大电场和离子电流密度

极导线高度 (m)	地面最大标称电场 (kV/m)	地面最大合成电场 (kV/m)	地面最大离子流密度 (nA/m <sup>2</sup> )
18	14.0	27.0	34.0
21	10.8	21.4	19.0

1.3.3 线路走廊宽度

当特高压直流输电线路临近民房时，民房所在位置地面的合成电场强度按湿导线条件计算应不大于 15kV/m。若在±800kV 直流输电线路中采用 6×720mm<sup>2</sup> 导线，当极导线对地距离为 18m 时，在湿导线情况下，距线路中心 38m 处，地面合成场强衰减到 15kV/m。由此可见，当极导线间距为 22m，极导线对地距离为 18m 时，在总宽度 76m 范围内，需对长期住人的民房进行拆迁。

通过增加极导线对地高度，可以有效地减小地面最大合成电场，也可以在一定程度上缩小民房拆迁范围。图 7.11-50 所示为极导线高度为 21~34m 时，在湿导线情况下，地面合成电场强度的横向分布曲线。从图中可以看出：当极导线对地高度 (m) 为 21, 23, 25, 27 和 31 时，在总宽度 (m) 分别为 74.6, 73, 71, 68.4 和 60 的范围，需对长期住人的民房进行拆迁；当极导线对地高度为 34m 时，地面

最大合成电场强度也小于 15kV/m，对民房拆迁不再起制约作用，在此情况下，民房拆迁由其他因素决定。

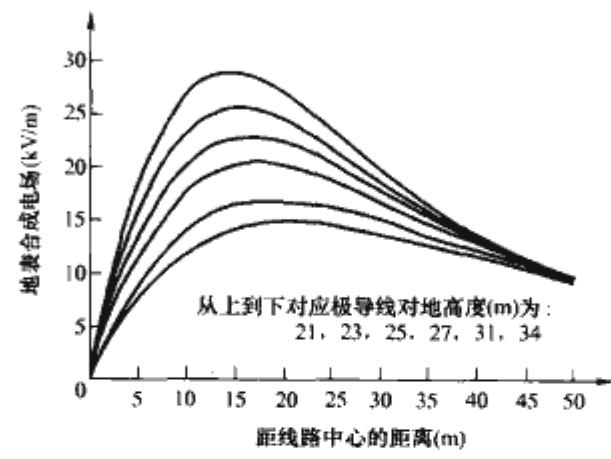


图 7.11-50 极导线高度为 21~34m 时的地面合成电场

2 特高压直流换流站的电磁环境

换流站由各种不同的电气设备组成，主要设备有：换流阀、换流变压器、平波电抗器、交流开关设备、交流滤波器及无功补偿装置、直流开关设备、直流滤波器、控制与保护装置和直流母线等。换流站的电磁环境主要涉及电场、磁场、无线电干扰和可听噪声等。对于特高压直流换流站，由于电压等级的提高，环境影响更应慎重对待。

2.1 特高压直流换流站的电场和磁场

2.1.1 换流站的电场和磁场限值

换流站的电场由各种带电体（直流母线、各种开关设备、金具、绝缘子等）上的电荷和电晕产生的空间电荷共同产生，其中由换流站的带电直流母线产生的电场占主要部分。

换流站的直流母线一般为空心的金属硬管，其直径较大。直流母线的对地高度一般要比直流输电线路的小。通过合理的设计，采用大直径的管母线在晴天时可以基本不起晕，此时管母线下的电场主要为标称电场。在潮湿和污秽情况下，管母线的起晕场强变小，在管母线上有可能会产生电晕，此时管母线下的地面电场为合成电场，由两部分叠加而成，一部分由管母线上的电荷产生，另一部分由电晕产生的空间带离子产生。在不同的运行方式下，管母线上有时会有几千安培的直流电流流过，这将会在管母线下产生磁场。

特高压直流换流站的电场和磁场控制标准，可参照现已运行的、已被接受的±500kV 换流站的环境状况、国内外相关标准和特高压直流输电线路的电磁环境控制值等来确定。

我国±500kV 换流站电磁环境测试结果表明：管母线下地面的合成电场约为 20~30kV/m；特高压直流输电线路地面合成电场限值取 30kV/m。特高压直流换流站的地面合成电场和离子电流密度控制值可以参照特高压直流输电线路的执行，分别取 30kV/m 和 100nA/m<sup>2</sup>。除管母线发生电晕时会产生空间电荷外，换流站内的其他带电体发生电晕后也会产生一定数量的空间电荷，换流站总的合成电场比由管母线产生的合成电场要大，因此由管母线产生的合成电场限值应当小于 30kV/m。

由管母线电流产生的磁场限值可以参照国际非电离辐射防护委员会 (ICNIRP) 给出的公众暴露限值 40mT 执行。对于特高压直流输电工程，这一限值不会起到制约作用。

2.1.2 换流站的电场和磁场预测和控制措施

在换流站中，正极性管母线和负极性管母线相距很远，进行管母线的电磁环境预测分析时，可以将管母线看成在单



极方式下运行。由于换流站的管母线一般直径较大，在晴天时基本不会产生电晕，位于地面上方、无限长且不产生电晕时的单极导体下的地面电场估算公式为

$$E = \frac{1}{H} \cdot \frac{2U}{\ln \frac{4H}{d}} \quad (7.11-2)$$

式中：\$E\$ 为地面电场强度，kV/m；\$U\$ 为管母线电压，kV；\$H\$ 为管母线对地距离，m；\$d\$ 为管母线直径，m。对于分裂管母线，\$d\$ 取等效直径 \$d\_{eq}\$。\$d\_{eq}\$ 由下式计算

$$d_{eq} = D \left( \frac{nd'}{D} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (7.11-3)$$

式中：\$D\$ 为分裂圆直径；\$d'\$ 为分裂导体直径；\$n\$ 为导线分裂数。

式 (7.11-2) 为标称电场的估算公式，当管母线起晕时，管母线下的电场为合成电场，通常采用与计算直流输电线路合成电场相同的方法进行计算。

管母线起晕场强与母线表面状况和天气有关。在低海拔下，可能用于换流站的管母线的起晕场强为：干管母线为 18.4kV/cm；湿管母线为 11.3kV/cm；另考虑一种污秽状态管母线为 9.2kV/cm。

根据工程经验和分析，合成电场限值将是选择管母线型号和确定母线对地高度时的主要制约因素。我国现在已经投运的 ±500kV 换流站管母线直径基本为 250cm，管母线对地高度为 12.5m 左右。图 7.11-51 和图 7.11-52 所示分别为外径为 φ250 和 φ300 的管母线在干燥情况下，对地高度 (m) 为 14.8、16.6 和 18.5 时的地面电场横向分布曲线，图中对应管母线电压为 -800kV。由图 7.11-51 和图 7.11-52 可以看出，增加管母线直径和抬高管母线对地高度可减小地面电场。

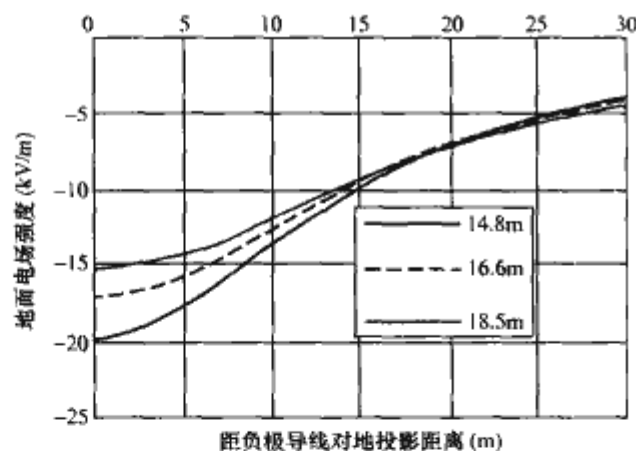


图 7.11-51 φ250 干管母线地面电场横向分布

图 7.11-53 所示为采用 φ250 管母线时，潮湿和污秽管

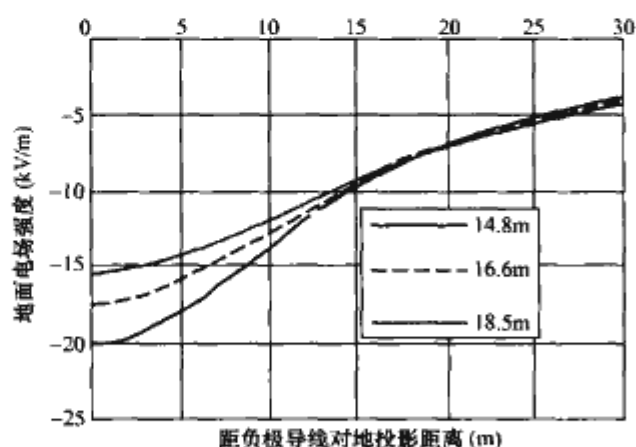


图 7.11-52 φ300 干管母线地面电场横向分布

母线下地面最大电场随管母线对地高度变化的曲线。图 7.11-54 所示为采用 φ250 管母线时，在潮湿和所考虑的一种污秽状态下，地面最大离子电流密度与管母线对地高度之间的变化曲线。图 7.11-55 所示为采用 φ300 管母线时，地面最大标称电场、所考虑的一种污秽状况下的地面最大合成电场与管母线高度之间的变化曲线。采用 φ300 管母线时的地面最大离子电流密度随管母线高度变化的曲线如图 7.11-56 所示。根据地面合成电场和离子流密度控制要求，可以选择相应管母线外径和母线对地高度。

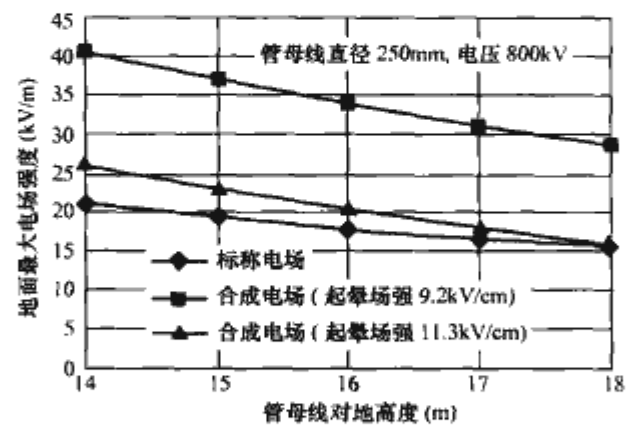


图 7.11-53 潮湿和污秽管母线下地面最大电场随管母线高度变化的曲线 (φ250 管母线)

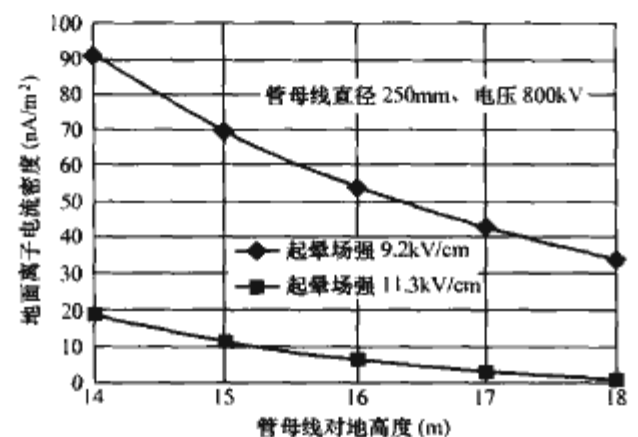


图 7.11-54 潮湿和污秽管母线下地面最大离子电流密度随管母线对地高度变化的曲线 (φ250 管母线)

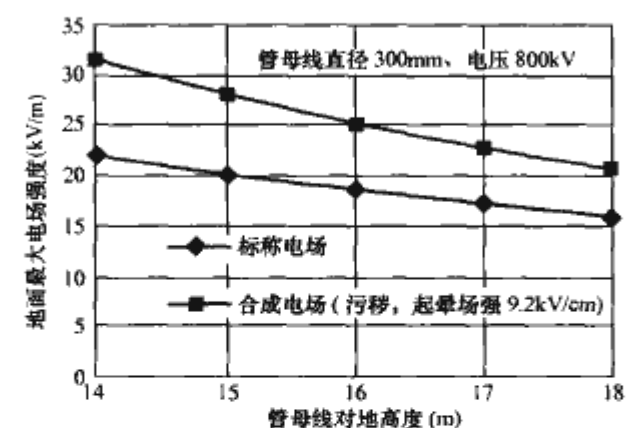


图 7.11-55 地面最大电场随管母线对地高度变化的曲线 (φ300 管母线)

图 7.11-57 所示为管母线对地高度为 13~18m 时，管母线下地面磁感应强度横向分布，管母线电流为 4kA。图 7.11-58 所示为地面最大磁感应强度随管母线对地高度变化的曲线。由图可见，管母线下地面磁感应强度不超过 70μT，与我国北部大地磁场的磁感应强度的水平相当，远小于 ICNIRP 推荐的公众暴露限值 40mT。可见，磁场限值对管母线高度选择没有制约作用，在换流站母线设计中，可以不

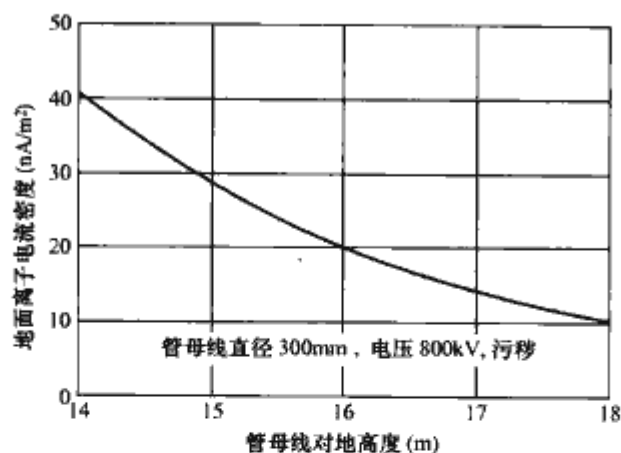


图 7.11-56 地面最大离子电流密度随管母线对地高度变化的曲线 ( $\phi 300$  管母线)

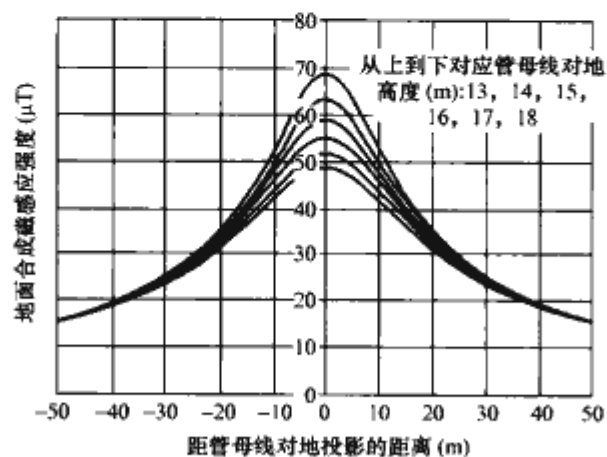


图 7.11-57 管母线下地面磁感应强度 (横向)

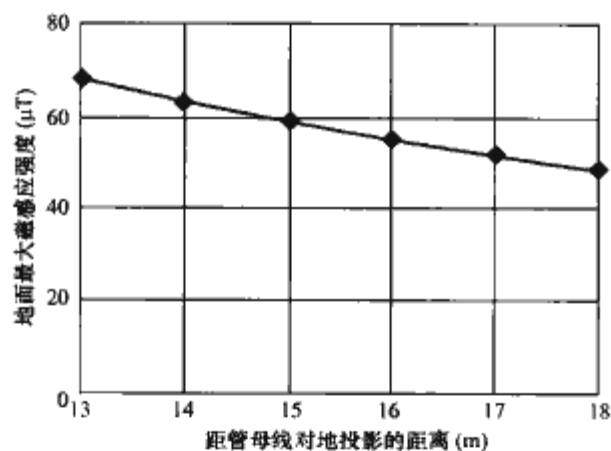


图 7.11-58 管母线下地面最大磁感应强度随管母线高度变化的曲线

校核磁感应强度。

## 2.2 特高压直流换流站的无线电干扰

### 2.2.1 换流站无线电干扰一般特点

特高压直流换流站的无线电干扰主要来自运行中的换流阀和类似交流变电站的电晕。

换流阀工作时产生的无线电干扰是决定换流站无线电干扰水平的关键因素。换流阀是直流换流站特有的设备,在阀的导通和阻断期间,由于新的稳态到达前电感和电容元件中所储能量的重新分布,造成系统中出现瞬态电压和电流。在阻断期间,大多数能量储存在变压器绕组的电感中,此时出现与变压器系统参数相关的较低的干扰频率。但是在导通期间,由于重新分布的能量储存在不同的杂散电容和集总电容中,在一些局部环路中会产生谐振,在某些频率会产生峰值,从而出现频率直到数兆赫的电磁振荡。在研究阀的干扰特性时,可以仅考虑阀导通瞬态过程引起的较高频率的无线电干扰。

换流阀的干扰频谱不仅依赖于阀的跌落电压的形式和幅度,还依赖于所连接的设备和连接布局。换流阀的干扰频谱类似于电晕干扰频谱,随着频率升高,干扰下降,但是在某些频率会出现由于谐振产生的峰值。

图 7.11-59 所示为换流站内某测量点的无线电干扰频谱特性曲线。由图 7.11-59 所示频谱曲线可见,在测量点处由交流开关场的设备产生的无线电干扰相对较小。

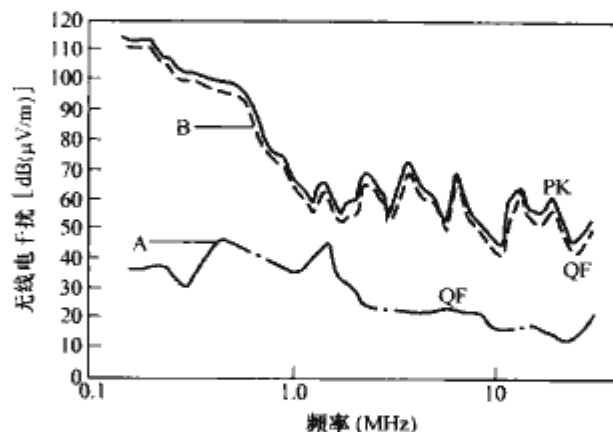


图 7.11-59 换流站内某测量点的无线电干扰频谱特性曲线  
A—双极停运; B—双极运行

当换流站内交流开关场和直流开关场的母线、绝缘子、配件和其他设备的带电体表面电场强度超过临界值后,将使周围空气分子电离,形成电晕放电。通过合理的设计、制造和安装,可以将各类带电体的电晕放电控制在要求范围内。与换流阀产生的无线电干扰相比,换流站内电晕引起的电磁辐射能量较低,且传播范围有限,在分析换流站的无线电干扰时可以不考虑。

### 2.2.2 换流站无线电干扰限值

目前 $\pm 500$ kV 直流输电工程换流站设备招标文件中对无线电干扰进行如下规定:

(1) 当直流系统以最小功率到 2h 过负荷之间的任意功率运行时,由换流站产生的电磁辐射所引起的无线电干扰水平 (RIL) 在以下规定的位置和轮廓线处不超过  $100 \mu\text{V/m}$ , 即  $40 \text{ dB} (\mu\text{V/m})$ 。在阀厅外面不另设屏蔽的条件下,在  $0.5 \sim 20 \text{ MHz}$  以内的所有频率上 RIL 应满足这一指标。

(2) 规定的测量位置为:距离换流站 (包括直流开关场和交流开关场) 内的任何带电元件 450m 周边;从 450m 周边距交直流输电线路最近一相 (极) 导线 150m 开始至换流站 5km 处距同一导线 40m 的直线段,如图 7.11-60 所示。

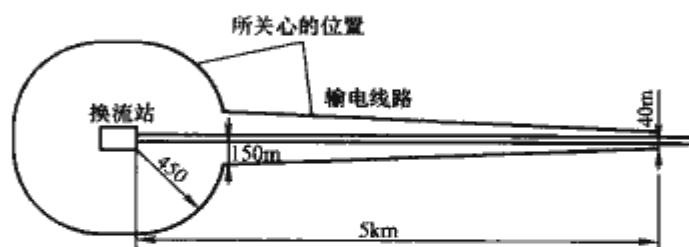


图 7.11-60 直流工程合同书要求换流站无线电干扰计算、测量位置示意

国内 $\pm 500$ kV 换流站全部按照上述要求设计,无线电干扰测试结果均满足设备招标文件的要求,将上述规定作为 $\pm 500$ kV 换流站的无线电干扰限值是合理的。通过对于换流站无线电干扰 (RI) 滤波器的选择和无线电干扰的计算分析,可以将 $\pm 800$ kV 换流站的无线电干扰控制在 $\pm 500$ kV 换流站的无线电干扰限值范围内。



### 2.2.3 减小换流站无线电干扰的措施

换流阀工作时产生的无线电干扰直接向阀厅空间辐射。阀厅的电磁屏蔽可以将无线电干扰衰减 40~60dB, 穿透阀厅向外界辐射的分量可以忽略不计。

换流阀的干扰电流还可以通过平波电抗器和换流变压器分别进入直流开关场和交流开关场。高频干扰电流在阀厅引出导体上, 在直流开关场和交流开关场, 产生向空间辐射的无线电干扰, 阀厅对于这部分无线电干扰不能起到屏蔽作用。此外, 还有部分高频能量沿交流输电线路、直流输电线路和直流接地极线路向远方传播。线路上的干扰电流产生向空间辐射的高频电磁波。

装设 RI 滤波器是减小换流站无线电干扰的有效措施。正确设计和安装 RI 滤波器可使 ±800kV 换流站无线电干扰满足标准的限值要求。此外, 还可以采取以下措施降低换流站的直接高频电磁辐射: ①设计更加紧凑的开关场; ②换流变压器紧靠阀厅; ③缩短滤波器与阀厅的距离; ④适当降低直流侧母线对地距离。

## 2.3 特高压直流换流站的可听噪声

### 2.3.1 换流站可听噪声特点

换流站内的主要噪声源为换流变压器、平波电抗器、交流滤波器、冷却风扇等。换流站带电母线、金具等发生电晕放电时也会产生噪声, 不过电晕噪声比主要声源的噪声要小得多, 在考虑换流站噪声对站外的影响时可以忽略。

各种噪声源综合作用的结果, 使换流站内可听噪声具有如下特性:

- (1) 声级高。换流变压器的近场声级为 88~90dB(A), 大负载运行时还会增高; 平波电抗器的近场声级在 80dB(A) 以上; 交流滤波器组近场声级在 80dB(A) 以上。
- (2) 频带较宽。低频段有峰值, 在 1/3 倍频带上, 从 100~2500Hz 的中心频率上都有较高的声压级, 容易出现峰值的频率 (Hz) 有 100, 400, 650 和 1000。
- (3) 持续性。换流站内设备长期不间断运行, 噪声声级无昼夜区别。

### 2.3.2 换流站可听噪声限值

控制换流站噪声的目的主要是考虑不影响换流站附近居民的工作和休息。在确定换流站噪声限值时首先应满足国家噪声环境标准。根据中华人民共和国环境保护部对 ±800kV 特高压直流输电工程环境影响报告书的批复, 换流站边界噪声应达到 GB 12348—2008《工业企业厂界噪声排放标准》II 类要求, 同时确保站址周围居民区符合 GB 3096 相应功能要求。

### 2.3.3 换流站可听噪声预测

在 GB/T 17247.12—1998《声学 户外声传播的衰减 第 2 部分: 一般计算方法》中, 等效采用了国际标准化组织制定的 ISO 9613-2: 1996 标准。在此基础上, 采用 HJ/T 2.4—1995《环境影响评价技术导则 声环境》中的工业噪声预测模式预测换流站噪声环境影响水平。

#### 2.3.3.1 噪声源的确定

在预测换流站可听噪声时, 首先要确定站内各噪声源的声级和布置方位。声源声功率级可按下列方法确定: 对已有声源通过现场测定; 对拟增新声源, 可根据设备制造厂提供的技术资料确定, 若无声功率级资料, 可按经验公式估算或通过类比调查获得。

#### 2.3.3.2 噪声传播衰减计算

声波在传播过程中将发生衰减, 衰减的原因包括传播距

离的增加, 介质的吸收及障碍物的屏蔽作用等。在实际工程中, 遇到的声源往往是复杂的, 需根据其分布形式简化处理。换流站内的某些噪声源可看作点声源。在自由与半自由声场中, 点声源的声压级  $L_p$  与声功率级  $L_w$  的关系为

$$L_p = L_w - 20 \lg r - 11 \text{ dB (在自由声场中)} \quad (7.11-4)$$

和

$$L_p = L_w - 20 \lg r - 8 \text{ dB (在半自由声场中)} \quad (7.11-5)$$

式中:  $r$  为测点与声源之间的距离。

若测点 1 和 2 与声源的距离分别为  $r_1$  和  $r_2$ , 则由  $r_1 \sim r_2$  的声压级衰减量  $\Delta L_p$  为

$$\Delta L_p = L_{p1} - L_{p2} = 20 \lg \frac{r_2}{r_1} \text{ dB} \quad (7.11-6)$$

#### 2.3.3.3 声屏障的反射与隔声

当噪声源发出的声波遇到声屏障时, 将沿着三条路径传播: ①一部分越过声屏障顶端绕射到达受声点; ②一部分穿透声屏障到达受声点; ③一部分在声屏障壁面上产生反射。一般的声屏障都有足够的隔声效果, 主要应考虑声绕射。

屏障隔声量的大小与屏障物的材质、尺寸、入射声波的频率有关。尺寸越大, 声波频率越高, 隔声量越大; 反之尺寸越小, 越易发生声波的绕射, 会使隔声量大大降低, 甚至没有隔声作用。屏障隔声量的计算目前尚无很准确的方法, 通常采用菲涅尔数 (Fresnel) 法估算声屏障的减噪量。

在自由声场中, 对于无指向性的点声源, 如果波长与隔声屏障横向尺寸相比很小, 可以认为隔声屏障横侧无绕射发生时, 根据几何声学理论, 隔声屏的减噪量  $\Delta L$  可按式计算

$$\Delta L = 20 \lg \frac{\sqrt{2\pi N}}{\text{th} \sqrt{2\pi N}} + 5 \text{ dB} \quad (7.11-7)$$

式中:  $N$  为菲涅尔数,  $N = \pm 2\delta/\lambda$ ;  $\lambda$  为入射声波波长, m;  $\delta$  为声源到接受点之间最短绕射路径与直达路径之差, m。

最短绕射路径指从声源经屏障边缘到达接收点的最短路程。当为薄板障壁时, 如图 7.11-61 所示,  $\delta = (a+b) - (c+d)$ 。若接收点距障壁很远, 则  $b \approx d, \delta = a - c$ 。

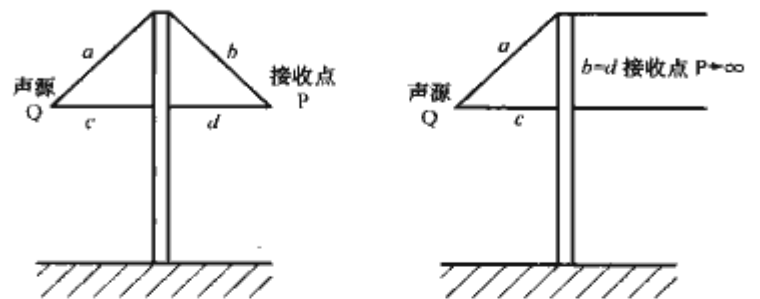


图 7.11-61 隔声屏障与声源 Q、接收点 P 相对位置

#### 2.3.3.4 建筑物隔声

若接受点与声源之间隔有厂房、仓库、住宅或多排建筑时, 其插入损失多由经验值来估算, 不同建筑物的噪声衰减量见表 7.11-3。

表 7.11-3 不同建筑物的噪声衰减量

房屋形式	声源类型	噪声衰减量[dB(A)]
一排一般房屋	室外点声源	3~5
两排一般房屋	室外点声源	6~10
一排高度大于 6m 的一般仓库	室外点声源	15~20
一排高度大于 10m 的大型仓库	室外点声源	20~30



声波在传播过程中遇到不同特性阻抗的界面时，有可能发生反射、透射及绕射。换流站内的阀厅与主控楼连成一体，建筑面积大，楼层也较高，换流站内主要噪声源换流变压器及冷却风扇又紧靠阀厅布置，两侧有防火墙，这些建筑物会对换流变压器等产生的噪声反射及隔声。

2.3.3.5 总等效声级

根据声源噪声级数据和声波从各声源到预测点的传播条件，计算出各声源作用时预测点产生的 A 声级。总的等效声级计算公式为

$$L_{eq}(A) = 10\lg\left(\frac{\sum_{i=1}^n t_i 10^{0.1L_i}}{T}\right) \text{ dB(A)} \quad (7.11-8)$$

式中：t<sub>i</sub> 为第 i 段测量时间，s；T 为总的测量时间，s。

2.3.4 换流站噪声控制措施

根据声学理论与实践经验，减少可听噪声主要从声源、传播途径、受声点三方面采取措施。

2.3.4.1 减少声源噪声

在换流站噪声控制中，首先要考虑噪声源的控制。如果能将声源噪声功率降低，则可以从根本上解决噪声影响问题。

(1) 换流变压器。

1) 采用磁致伸缩小的高导磁材料，如选优质硅钢片可比选用其他材质的硅钢片降低噪声 4~5dB(A)。

2) 降低铁心磁通密度，可以降低噪声。磁通密度每降低 0.1T，可使噪声降低 2~3dB(A)。但降低磁通密度会使铁心截面积、变压器等值容量和造价都相应增加，从成本上来说是不经济的。因此，磁通密度的降低量一般不能超过标准磁通密度的 10%。

3) 改善和缩小铁心接缝，铁心采用多级接缝。采用多级接缝铁心比采用两级接缝铁心空载噪声小，可使噪声降低 4~5dB(A)。这是因为采用多级(四级及以上)接缝后，在接缝处磁通分布较均匀，又使气隙中的磁密大大降低，导致接缝处由磁吸力引起的噪声减小的缘故。另外，减小接缝，可以降低振幅，同时减小变压器的励磁容量及励磁电流，使声功率大幅度降低，可降低空载噪声 4~5dB(A)。

4) 防止和减少硅钢片在加工、生产过程中受到的机械撞击，否则会使硅钢片的磁致伸缩加大，从而增加铁心的噪声。

5) 在铁心端面上涂环氧胶或聚酯胶，可增加铁心表面张力约束，也可以起到减少磁致伸缩量、降低噪声的作用。

(2) 平波电抗器。调整结构尺寸、间隔棒和机械支撑，远离临界频率；采用大导体以增加惯性来减小振幅；采用双层横截面，使绕组质量加倍，最大可降低电抗器噪声大约 6dB(A)。

(3) 冷却系统。选用低噪声的冷却装置。用多台流量适中的新型低噪声风扇替代大流量高噪声风扇，具有以下优点：

- 1) 风扇布置均匀，能提供均匀冷却。
- 2) 一组风扇出现故障，其余风扇仍能正常运行，提高了冷却系统的可靠性。
- 3) 在总的冷却风量不变的前提下，其电动机功率仅为大流量风扇的 70%~75%，噪声可降低 2~3dB(A)。

(4) 交直流滤波器。增加串联电容器元件的数目来减小电容器罐里的电介质应力和振动力；通过改进机械阻尼压紧堆栈式电容器元件，提高电容器单元外壳的刚度，还要考虑电容器的共振频率。

表 7.11-4 所列为特高压换流站内典型设备声功率级，这些数据基于“常规设计”，其值会因设备厂家的技术水平、设备运行条件、设备电气参数等不同而有差别。我国 ±800kV 特高压直流换流站直流电压采用两级串联得到，换流变压器数量比 ±500kV 高压直流换流站的多，但单台换流变压器的噪声水平与 ±500kV 换流站的差不多。

表 7.11-4 特高压换流站内典型设备声功率级 (噪声源强)

声 源		设备的 A 计权声功率级 [dB(A)]
换流变压器	正常负载	96
	空载	75
直流平波电抗器		80
交流滤波电抗器		80
直流滤波电容器		87
冷却风扇 (换流阀强制空气冷却器)	风扇速度大约 300r/min, 冷却容量 30kW/300kW	60
	风扇速度大约 900r/min, 冷却容量 500kW/1300kW	90

表 7.11-5 列出的设备声功率级是通过对比 ±500kV 换流站的可听噪声实测数据经过换算后得到的。直流输电工程运行时，换流变压器中性点会流过一定量的直流电流以及谐波，受这些因素的影响，换流变压器和平波电抗器的声功率级比表 7.11-4 中的常规设计值大，滤波电抗器的声功率级与表 7.11-4 中的基本相同。

表 7.11-5 实测经过换算得到的设备声功率级 (噪声源强)

声 源	设备的 A 计权声功率级 [dB(A)]
换流变压器 (正常负载)	106
直流平波电抗器	99
交流滤波电抗器	80
直流滤波电容器	87
冷却风扇 (换流阀强制空气冷却器)	99

图 7.11-62 和图 7.11-63 所示分别为采用表 7.11-4 和表 7.11-5 所列的设备声功率级时，±800kV 换流站的可听噪声分布预测结果。由于表 7.11-5 中的设备声功率级相对较大，图 7.11-63 中的换流站噪声水平比图 7.11-62 中的要大。

图 7.11-64 所示是将滤波器组中电容器噪声降低至 70dB(A)、其他设备采用表 7.11-4 中的值时 ±800kV 换流

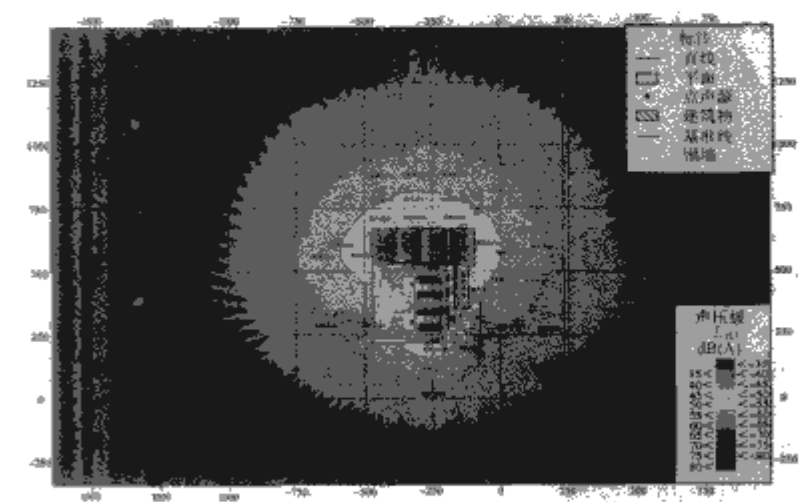


图 7.11-62 采用表 7.11-4 所列的设备声功率级时 ±800kV 换流站的噪声分布预测结果



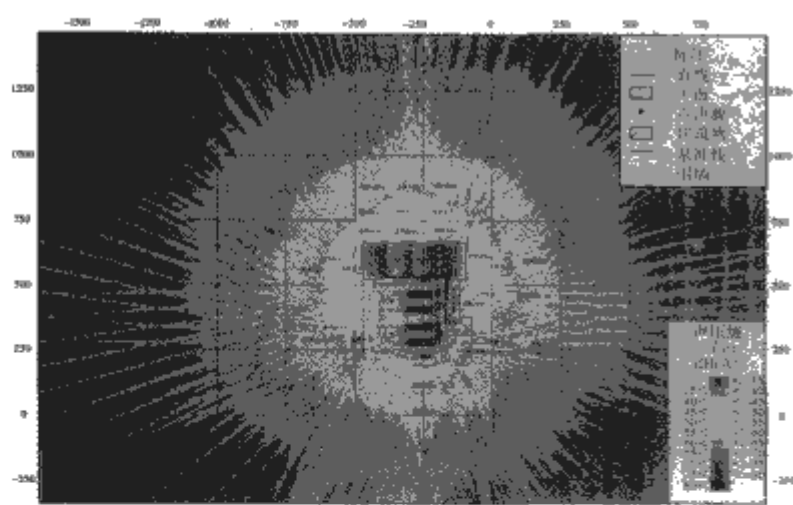


图 7.11-63 采用表 7.11-5 所列的设备声功率级时  
±800kV 换流站的噪声分布

站的可听噪声分布。由图 7.11-64 可见, 由于采用了低噪声的滤波器组, 在滤波器外侧的噪声比图 7.11-62 中相同位置的有所减小。

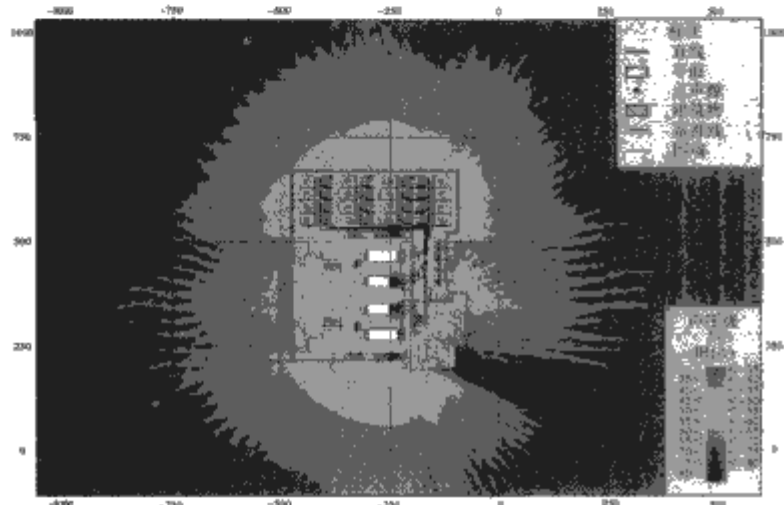


图 7.11-64 采用低噪声滤波器的±800kV  
换流站的噪声分布

#### 2.3.4.2 控制传播途径

(1) 减振。换流变压器的铁心产生的噪声有一部分通过箱底和基础传出。在器身和油箱之间或在油箱和基础之间加缓冲器, 能使声音通过缓冲器衰减。可在铁心垫脚处和磁屏蔽与箱壁之间放置防振胶垫, 使铁心和磁屏蔽的振动传到油箱时, 由刚性连接变为弹性连接, 从而达到减少振动、防止共振、降低噪声的目的。平波电抗器也可以在底部加装减振装置来降低噪声, 采取这种措施可以降低噪声 1~2dB(A)。

(2) 吸声。在换流站内, 可以选用吸声建筑材料, 如微孔吸声砖、矿渣膨胀珍珠岩吸声砖等, 它们对于 250~2000Hz 的噪声有很好的吸声效果。另外换流变压器和平波电抗器紧靠阀厅布置, 可以在两侧防火墙以及阀厅的墙外侧安装复合吸声体, 当换流变压器噪声在墙上反射时, 部分声能会被吸收, 从而达到降低噪声的目的。

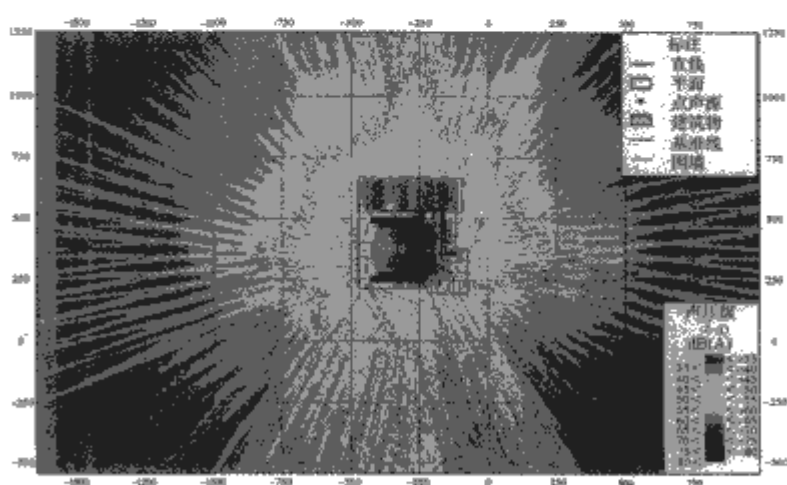
(3) 隔音。在换流站可以利用隔音屏和隔音室来减小噪声对外界的影响。

在特高压换流站设计阶段应该考虑站内设备的噪声问题, 换流变压器和平波电抗器的三面都有墙壁, 对于降噪量要求不高的地区, 可以在防火墙前加一隔音屏来解决。如在设计时就考虑到设备的散热问题以及隔音屏与周围的电气设备的带电距离等问题, 加装隔音屏可以取得 10~15dB(A)

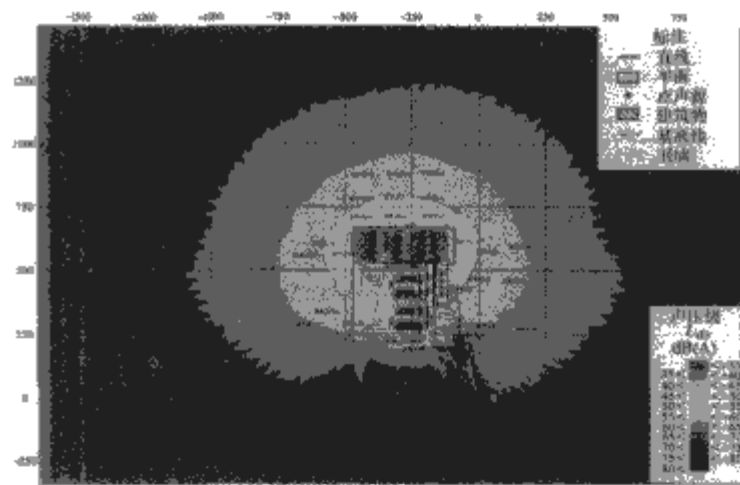
的降噪量。

如采用隔音屏不能满足要求时, 还可以采用可拆卸和带通风散热消声器的隔音室或隔音罩。与隔音屏不同, 隔音室是把设备放置在一个封闭的空间内, 其隔音效果比隔音屏要好, 降噪量可以达到 15~25dB(A), 设计时要注意有效频率和共振频率的关系。

假设隔音罩可降低噪声 25dB(A), 图 7.11-65 所示为 ±800kV 换流站采取隔音措施前后的噪声分布。由图 7.11-65 可见, 采用了隔音罩后, 换流站的噪声分布有了明显改善。



(a)



(b)

图 7.11-65 采用隔音罩前后的  
±800kV 换流站噪声分布

(a) 未采用隔音罩; (b) 采用隔音罩

(4) 采用声屏障。对于占地面积广、设备体积大和电气接线多的设备, 不便于采用隔音室, 采用隔音屏的方法降噪效果比较差, 可以考虑采用增设声屏障的措施。

在防火墙前增加声屏障 (设声屏障高 8m, 吸声系数为 0.3, 不考虑噪声的透射), 声屏障在声影区内的减噪量大约为 16~17dB(A)。

采用和不采用声屏障的 ±800kV 换流站噪声分布如图 7.11-66 所示。从图 7.11-66 可以看到, 在换流变压器前设置声屏障后, 换流站的噪声分布有了一定的改善, 不过由于声屏障并未完全封闭, 声波仍会从声屏障上部绕射。

#### 2.3.4.3 合理布置声源。

换流站内阀厅、换流变压器、平波电抗器等的布局对噪声传播有较大影响, 图 7.11-67 所示为两种不同的换流站布置方案。在方案 1 中, 阀厅和换流变压器一字形布置, 换流

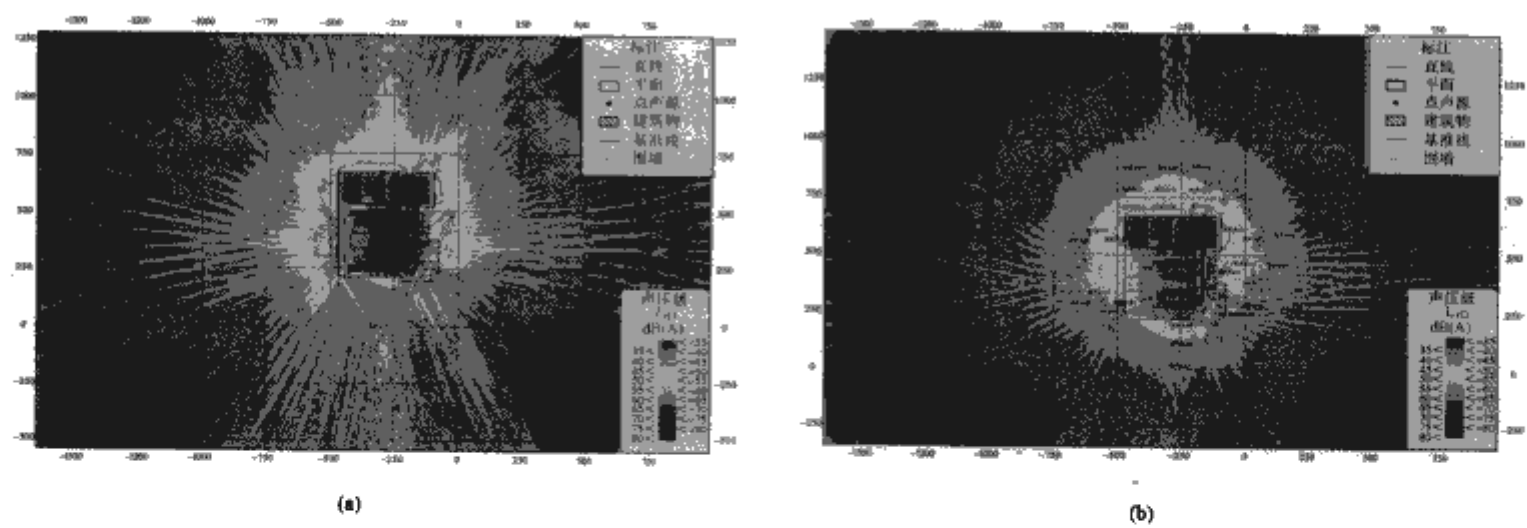


图 7.11-66 采用和不采用声屏障时的±800kV 换流站噪声分布  
(a) 未采用声屏障；(b) 采用声屏障

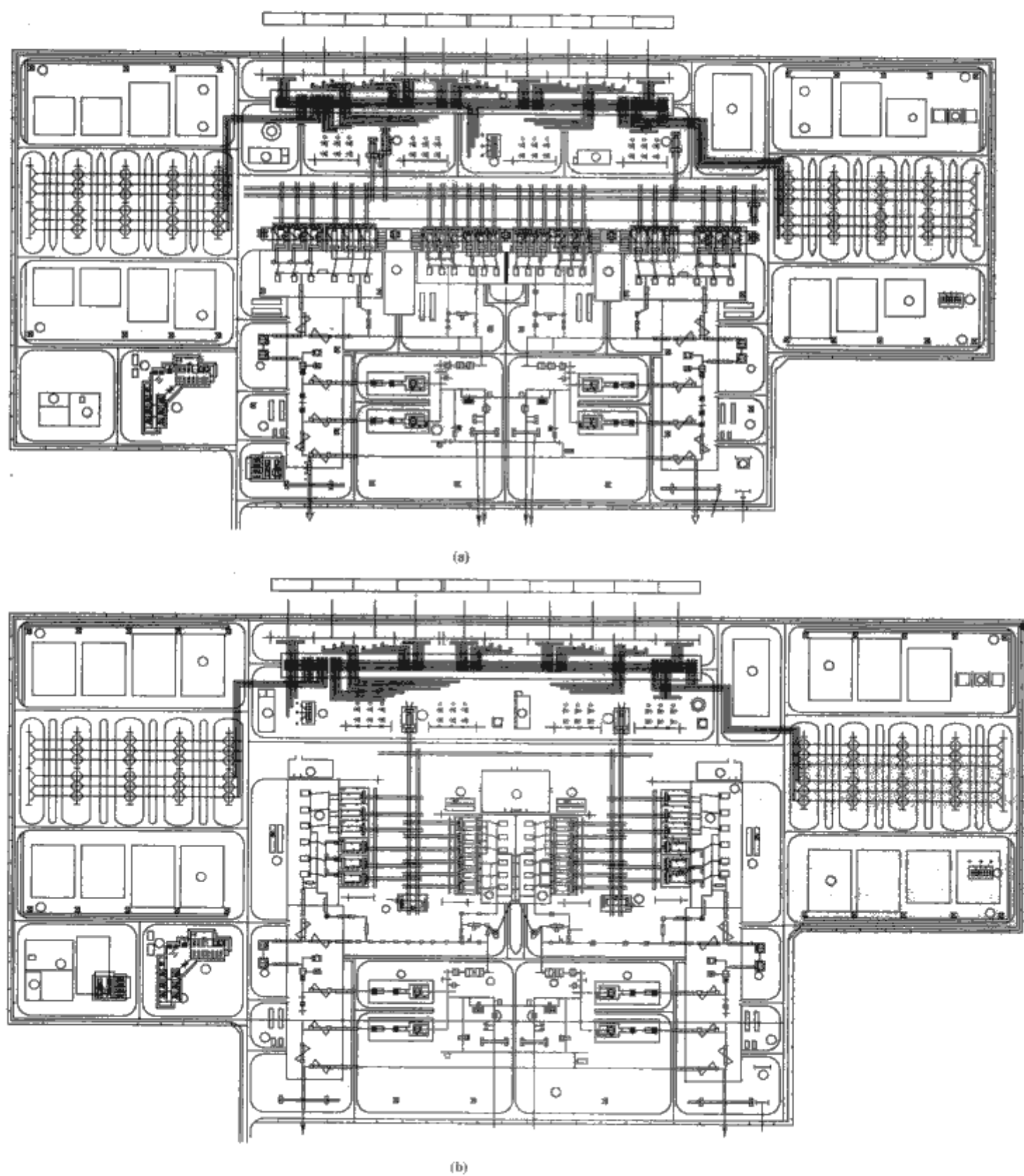


图 7.11-67 阀厅和换流变压器两种布置方案  
(a) 方案 1——阀厅和换流变压器一字形布置；(b) 方案 2——阀厅和换流变压器面对面布置



变压器等高噪声设备产生的噪声,除阀厅方向,传播没有受到高大建筑物的阻碍,不利于控制噪声。在方案2中,阀厅和换流变压器面对面布置,由于有阀厅、隔音室、声屏障等的阻碍,高噪声设备产生的噪声主要在面对面的阀厅之间传播反射,有利于遏制噪声向远处扩散。

图7.11-68所示为采用图7.11-67中方案1和方案2布置时±800kV换流站的噪声分布。由于采用了阀厅面对面布置的方案,图7.11-68(b)中的声级分布与图7.11-68(a)中的比较,噪声环境有了很大的改善,可见采用方案2布置阀厅和换流变压器对可听噪声有更好的屏蔽作用。因此在设计时可以通过主要声源和建筑物的合理布局来改善换流站的噪声分布。

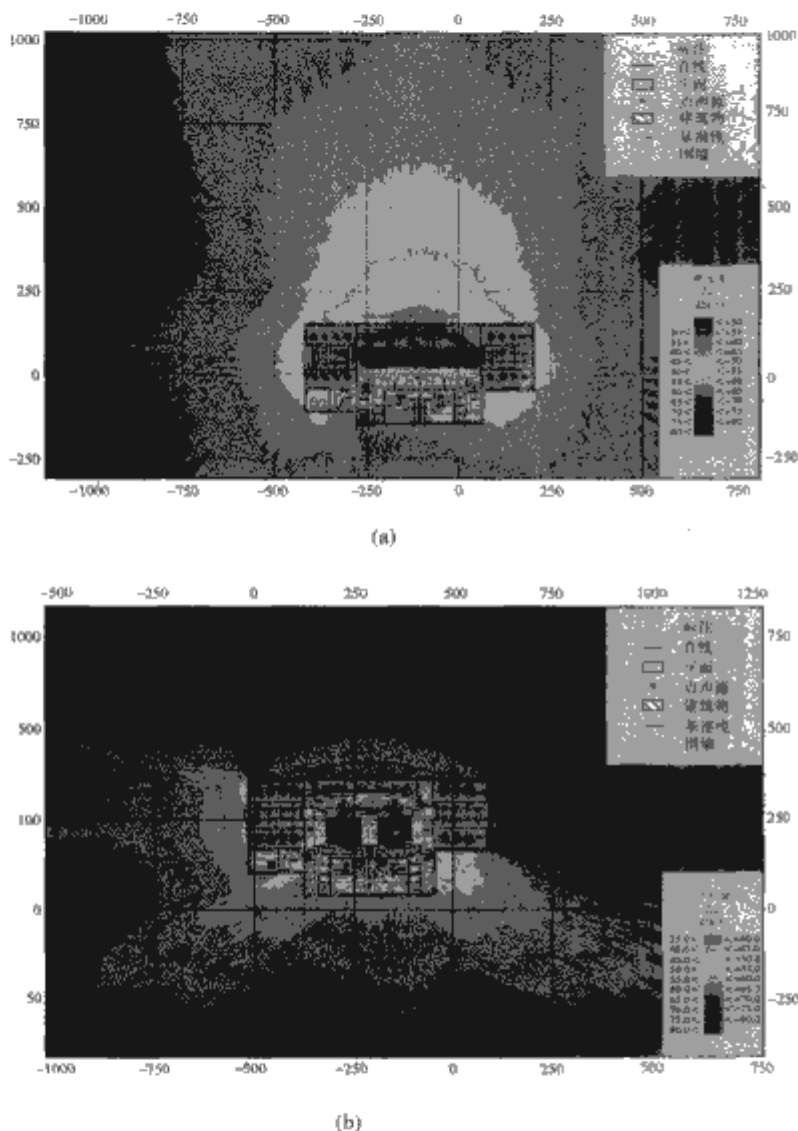


图7.11-68 采用不同布置方案时  
±800kV换流站的噪声分布

(a) 采用方案1布置时换流站的噪声分布;  
(b) 采用方案2布置时换流站的噪声分布

### 3 特高压直流工程接地极的电磁环境

直流工程接地极是直流输电系统为实现换流系统地电位参考点以及单极大地运行方式而在距换流站一定距离设置的接地装置。直流接地极在单极大地返回运行方式和双极运行方式中分别担负着导引入地电流和不平衡电流的重任;在正常双极运行时还起着钳制换流阀中性点电位、保护换流阀安全的作用。

当直流输电系统以单极大地回路运行时,直流电流持续地通过接地极注入大地,由于接地极的接地电阻不为零,将使接地极地电位升高,出现跨步电压和接触电压,可能对极址附近的地下金属构件和接地的电力设施等产生不良影响。

在接地极设计中,必须对这些问题进行分析计算并予以妥善解决。

#### 3.1 直流接地极类型

直流工程接地极一般分为陆地接地极和海洋(海岸)接地极两类。对于陆地接地极,极址应有足够的面积,地形应相对平坦,地下水分充足,表层土壤电阻率应比较小,以利于电极布置和运行,降低工程造价。对于海洋或海岸接地极,极址一般应位于便于运行的海湾,并避免放在淡水河流出口处。

陆地接地极敷设方式分为两类:①水平埋设,也称浅埋型;②垂直埋设,也称井形电极。浅埋型电极埋设深度一般为几米,充分利用表层土壤电阻率较低的有利条件。浅埋型接地极具有施工运行方便、造价低廉等优点,特别适用于极址表层土壤电阻率低、场地宽阔且地形较平坦的情况。井形电极底端埋深一般为数十米,甚至达数百米。井形电极最大的优点是占地面积较小,对环境的影响较小。但井形电极一般适用于表层土壤电阻率高而深层电阻率较低的极址或极址场地受到限制的地方。这种形式的接地极存在施工难度大,运行时电极端部电流密度高和产生的气体不易排出等问题。

#### 3.2 直流接地极环境影响因素及其限值

##### 3.2.1 跨步电压及限值

地面水平距离为1m的任意两点间的电位差称为跨步电压;人体两脚接触地面且水平距离为1m的任意两点间的电压称为跨步电压。电流经过接地极入地时会在接地极附近产生跨步电压。跨步电压往往成为接地极设计中的重要考核指标。

DL/T 5224—2005《高压直流输电大地返回运行系统设计技术规定》给出的接地极上方的跨步电压 $U_s$ 限值为

$$U_s \leq 5 + 0.03\rho \quad \text{V/m} \quad (7.11-9)$$

式中: $\rho$ 为表层的土壤电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$ 。

以上跨步电压限值计算公式在世界上广泛使用。在我国,除了葛洲坝—上海±500kV直流输电工程外,其他±500kV直流输电工程接地极最大允许跨步电压均按式(7.11-9)控制。

##### 3.2.2 接触电压及限值

当直流接地极运行时,地面上离导电物体水平距离为1m处与该物体上离地垂直距离为1.8m处两点间的电位差称为接触电压;地面上离导电物体水平距离为1m处的人触摸该物体上离地垂直距离为1.8m处两点间的电位差称为接触电压。DL/T 5224对接触电压 $U_t$ 给出了和跨步电压一样的限值,即

$$U_t \leq 5 + 0.03\rho \quad \text{V/m} \quad (7.11-10)$$

式中: $\rho$ 为表层土壤电阻率, $\Omega \cdot \text{m}$ 。

我国±800kV特高压直流接地极的接触电压限值按照此公式进行计算。

##### 3.2.3 转移电压及限值

除了跨步电压和接触电压以外,转移电压也容易造成对地面人员的影响。当直流接地极运行时,若人站在接地极附近地面触摸远方引入的接地导体,或人站在远处地面触摸极址附近引出的接地导体,所承受的电压即为转移电压。转移电压的数值近似等于人体所处位置与接地导体入地端处之间的电位差。可见,转移电压最大值即为接地极的地面最大电位升。

接地极的转移电压实际是接地极上方或附近两点间的电



位差,其大小与人站立点和金属导体接地点以及这两点和极环的相对位置有关。如果人位于接地极极环上,金属导体接地点离极环越远,人与该金属导体之间的电位差就越大;反之亦然。为了保证人的安全,转移电压不能超过安全电压,DL/T 5224 规定的限值为 60V。

### 3.2.4 对电信系统的影响及限值

若在接地极附近存在埋地电信电缆或电信局(站),接地极的散流会在电缆处或电信局(站)产生电位升。国家标准中规定,强电线路正常运行时,电信导线上的纵向电势和电缆芯线上的纵向电势允许值为 60V。DL/T 5224 规定:在正常额定电流下,对电信系统不应产生大于 60V 的转移电压,即临近接地极的电信系统的最大地电位升不应超过 60V。这一限值主要考虑到电信系统检修人员的安全。

### 3.2.5 对交流电力系统的影响

当直流系统处于单极大地返回方式运行时,接地极在地中的散流将抬高或拉低附近区域的地电位。处于该电流场范围内的交流电力设备接地部分将不再是零电位,交流线路两端的变压器中性点之间将出现电位差,在交流线路和变压器绕组中会流过直流电流分量。流过变压器的直流电流会导致变压器铁心磁化不对称,可能使铁心磁饱和,产生直流偏磁。直流偏磁可导致变压器振动、噪声明显增大,并可能引起变压器铁心、螺栓、金属结构件、油箱等过热,甚至引起变压器损坏。DL/T 5224 提出,直流接地极对交流变压器的影响不能影响其正常工作。

### 3.2.6 对埋地金属管线的影响及限值

地中直流电流对其邻近的地下金属管线和金属构件会产生腐蚀作用,进而影响设备的正常运行。DL/T 5224 规定:对电信电缆,应计算接地极电流对接地装置的腐蚀和电位升,累计对电缆接地装置的腐蚀不应影响电缆的安全运行。对非绝缘的地下金属管道、铠装电缆,在正常额定电流下允许的表面电流密度取  $10\text{mA}/\text{m}^2$ 。

## 3.3 直流接地极地电位和跨步电压分布规律

接地极对环境影响的本质是地电位升。跨步电势基本反映了地电位在地表的变化率。跨步电压则在跨步电势的基础上考虑了人体电阻的影响。接地极地电位、跨步电势(跨步电压)分布规律与接地极的形状关系密切。目前国内常见的接地极形状有单圆环、多圆环和非圆环等。如荆州胡台接地极、宜昌青台接地极均为单圆环;惠州观音阁接地极、广州莘田接地极、肇庆天堂接地极均为多圆环;安顺刘官屯接地极、常州迈步接地极、天生桥阿红接地极均为非圆环。

### 3.3.1 单圆环接地极

图 7.11-69 所示为单圆环接地极径向地电位分布。单圆环接地极的地电位在极环附近达到最大值;在极环内外两侧,地电位随着场点到极环的距离增大而减小。地电位在接地极外部衰减较快,内部衰减较慢;在极环外侧 100~200m 之外,地电位衰减明显变缓,到达距离极环中心数千米后,

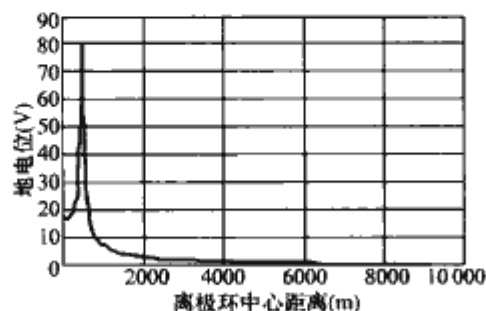


图 7.11-69 单圆环接地极径向地电位分布

地电位已经变得比较平坦。

在单圆环接地极的极环两侧附近地电位衰减速度很快,因此极环两侧的跨步电势也较大。受屏蔽效应的影响,在极环内侧的跨步电势极大值比外侧的略低。图 7.11-70 所示为单圆环接地极极环附近的跨步电势分布曲线,纵坐标取跨步电势  $E_{\text{step}}$  与最大跨步电势  $E_{\text{stepmax}}$  之比。

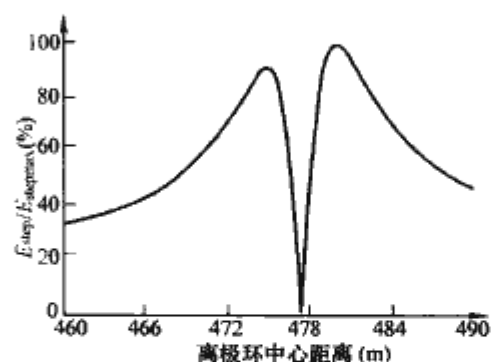


图 7.11-70 单圆环接地极极环附近的跨步电势

### 3.3.2 多圆环接地极

多圆环接地极的每一极环附近的地电位分布均与单圆环接地极类似,因此多圆环接地极的地电位分布规律基本上是多圆环地电位分布的交替。图 7.11-71 和图 7.11-72 所示分别为一个三圆环接地极径向极环附近的地电位和跨步电势分布曲线。内环、中环和外环附近地电位会出现三个极大值,在这些地电位极大值的两侧会出现跨步电势极大值。受屏蔽效应的影响,一般外环内侧、中环两侧和内环外侧的地电位衰减速度较慢,内环内侧的地电位衰减相对较快,外环外侧的地电位衰减最快。因此外环外侧的跨步电势极大值最大,内环内侧的跨步电势极大值次之,中环两侧的跨步电势相对较小。在测量多环接地极的地电位和跨步电压时,应将这些位置作为重点。

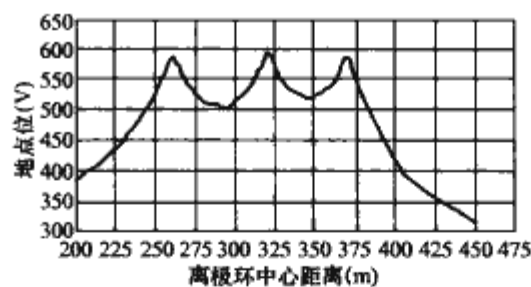


图 7.11-71 三圆环接地极极环附近地电位分布

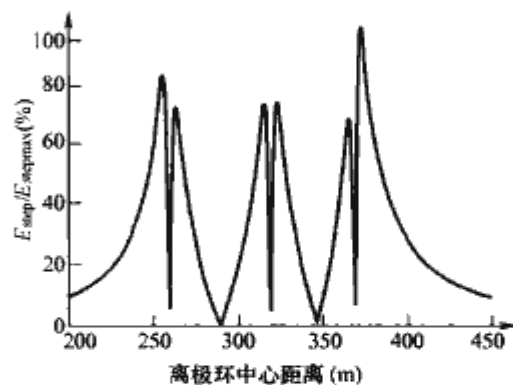


图 7.11-72 三圆环极环附近跨步电势

### 3.3.3 非圆环接地极

受地形的影响,很多直流接地极不能采用圆环形结构。对这样的接地极,极环法线方向上的地表电位分布和跨步电势分布规律与圆环状接地极的基本相同,但在同一个极环不同位置处的跨步电势差异较大。一般来说,最大跨步电势出现在接地极最“外凸”的区域内,即整体屏蔽效应较小的区域,确切位置受土壤电阻率影响。当土壤电阻率较大时,接



地极的最大跨步电势出现在“外凸”区域的尖部，即接地极最“凸出”的位置；当土壤电阻率较小时，接地极最大跨步电势出现在“外凸”区域中较靠近引流井的位置。可见，对于不规则形状的接地极，最大跨步电势的位置由接地极形状和土壤电阻率共同决定。

图 7.11-73 所示为一双“跑道”形接地极，内外两个“跑道”环均由两条长直极与两个对称半圆极环组成。接地极所在位置的土壤电阻率为  $20\Omega\cdot\text{m}$ 。图 7.11-74 所示为图 7.11-73 中三条虚线上的跨步电势分布曲线。从图 7.11-74 中可观察到，最大跨步电势出现在图 7.11-73 中的 e 点附近。由于土壤电阻率较低，因此引流井（c 点）附近的跨步电势较高。假设土壤电阻率增大 10 倍，则 e 点处的跨步电势将明显比 c 点的大。不同土壤电阻率对 c 点和 e 点的跨步电势影响见表 7.11-6。

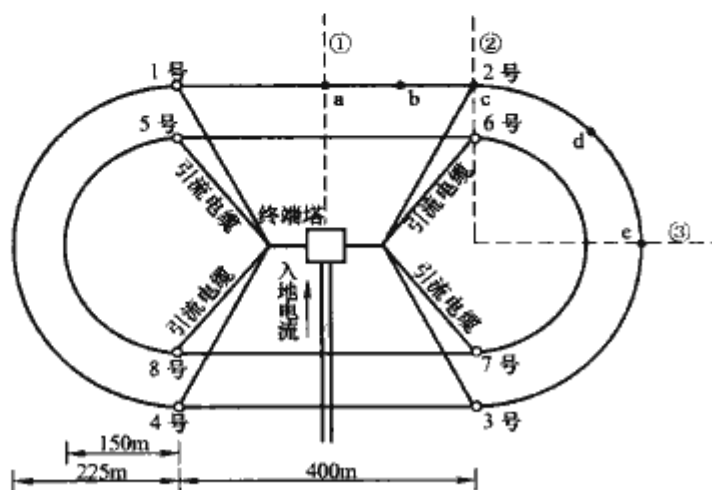


图 7.11-73 双“跑道”形接地极示意图  
○—引流井；-----地表电位和跨步电压计算路线；  
●—观测点

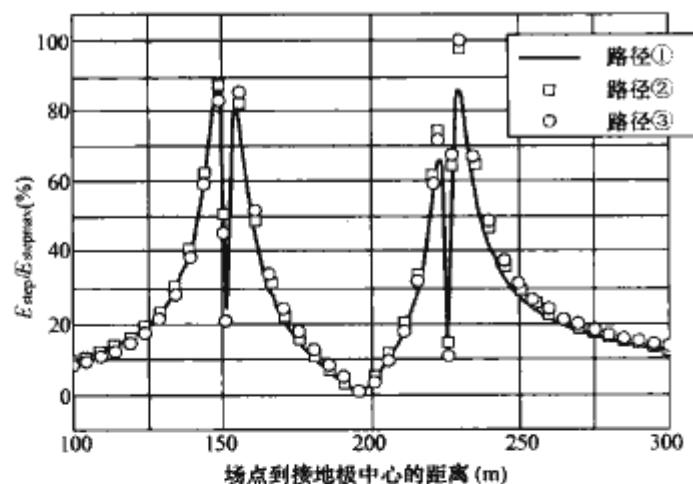


图 7.11-74 双“跑道”形接地极法向跨步电势分布  
表 7.11-6 不同土壤电阻率下双“跑道”形接地极不同位置的散流密度和跨步电势比较

土壤电阻率 ( $\Omega\cdot\text{m}$ )	最大跨步电势 ( $\text{V}/\text{m}$ )	
	c 点上方附近	e 点上方附近
20	0.93	0.95
200	9.45	10.31

### 3.4 改善特高压直流工程接地极环境的措施

#### 3.4.1 减小跨步电压的措施

(1) 减小端部效应。在土壤电阻率分布各向均匀情况下，除了圆形布置外，其他布置形式的接地极散流密度分布

一般是不均匀的，外缘端部散流密度明显比其他部位的高。局部电流密度对地面跨步电压、（阳极）电渗透、土壤热稳定性和材料的损耗是至关重要的。在设计中，尽可能使接地极布置成圆环，对于不具备采用圆环形电极条件的极址，也应尽量避免出现“凸出”。如果是直线形、射线形和弧形，则应在其端部增加“屏蔽电极”，从而减小端部元件间的间距，增加其互电阻，从而达到减小通过端部元件电流的目的。

(2) 避免堆积效应。由于接地极材料存在电阻，因此接地极上各点的电位不同，即使是圆环形电极，各点的散流密度也有差异，特别是对于入流点少或不合适的情况，电流馈入点散流密度较大。“堆积”程度与土壤电阻率成反比，与接地极材料电阻率成正比，尤其是对于土壤电阻率较低以及接地极材料电阻率高（如高硅铸铁）的情况，堆积效应更明显。解决电流堆积效应的最好方法是选择合适的电流注入位置，增加入流点数；建立合理的导流系统，减少接地极上任意两点间的电位差，消除或降低堆积效应。

(3) 采用多环接地极结构。采用多环接地极结构，可以在极址范围受限的情况下更好地利用极环内部的土壤进行散流。此时电流由集中在一个极环散流变为分散在多个极环散流，每个极环上方的跨步电压都会比较低，可减小接地极最大跨步电压。多环接地极一般用于土壤电阻率较高或极址面积较小的地区。

(4) 采用垂直接地极。垂直接地极由若干根依地形要求布置的子电极组成，埋深一般为数十米，少数达到数百米（深井接地极）。垂直接地极的电极运行特性取决于子电极的布置形状、长度、数量等因素。一般适用于表层土壤电阻率相对较高的情况，例如地下水位较高或表层冻土层较厚的地区。其最大的优点是可直接将电流导入地层深处，因而对环境的影响较小，尤其是跨步电压。但需要解决垂直接地极气阻和导体端部局部发热过高等问题。

#### 3.4.2 减小接触电压的措施

若接地极导流系统采用架空线方式，在接地极上方的金属物体主要有终端塔、中心塔和分支塔；若采用埋地电缆导流方式，在接地极上方的金属物体主要有终端塔、中心塔和电缆支架。在接地极接触电压的管理中，这些金属物体是限制接触电压时考虑的重点对象。另外，接地极线路中离接地极较近几基杆塔也应考虑。

为防止杆塔腐蚀，接地极上方以及附近的杆塔塔基一般需做绝缘处理。将塔基做绝缘处理的杆塔与接地极线路避雷线绝缘，可以有效地减小杆塔处的接触电压。对塔基做绝缘处理的杆塔采取单点接地，可以将雷雨时空中的浮云造成的杆塔短时极化产生的电荷导入地下，避免人体触摸杆塔时引起电击；单点接地还能避免地下电流在杆塔不同塔脚之间造成环流而引起的腐蚀问题。

我国龙泉—政平、荆州—惠州直流工程送端和受端接地极杆塔都采用了单点接地方式。表 7.11-7 列出了按式 (7.11-10) 确定的这两个直流工程接地极的接触电压限值和测量得到的各接地极上方和附近杆塔的接触电压最大值。结果表明，采取以上措施后，可以明显地降低接触电压。

表 7.11-7 龙泉—政平和荆州—惠州直流工程  
接地极接触电压测量结果

工程名称	接地极名称	接触电压限值	最大接触电压
龙泉—政平	青台接地极	6.0	1.57
	迈步接地极	2.5	0.75



续表			
工程名称	接地极名称	接触电压限值	最大接触电压
荆州—惠州	胡台接地极	6.0	0.58
	观音阁接地极	14.6	0.30

3.4.3 减小转移电压的措施

若接地极极址电阻率较低，接地极的最高地电位可以控制在只有几十伏，但若极址电阻率较高，接地极的最高地电位可能超过 1000V。由于极环附近地电位衰减很快，如果在极环附近存在一根一端接地、另一端悬空且延伸较远的金属导体，当人触碰该金属导体时，可能会出现较高的转移电压。

极环附近的地电位衰减很快是一种固有的物理现象，不可能依靠接地极设计予以避免。接地极建成后，处于开放状态，在管理中应在接地极附近一定范围限制这种导致转移电压过高的行为。限制范围为极环两侧 100~300m，具体范围根据各接地极形状、极址土壤电阻率和地电位分布而定。

3.4.4 减小接地极对附近电信系统影响的措施

对于埋地电信电缆，应保证其到接地极的距离属于安全范围，通过计算可确定这一安全距离的数值。若不能满足这一安全距离，合理安排电信电缆接地点位置，也能够降低直流接地极对电信电缆的影响。

另外，良好的接地装置能够在局部降低电缆或电信局的地电位，从而减小地电位的影响。假设在某接地极附近 8km 处有一条长 20km 的埋地电信电缆，若该电缆没有接地装置，则距离接地极最近点的电位已经超过 60V。但通过每隔 2km 设置 10Ω 的接地装置，则可将地电位降至允许范围内。图 7.11-75 所示为比较结果，从图中可以看出，经过接地处理，电缆中心处的地电位极值由 67V 下降到 59V。

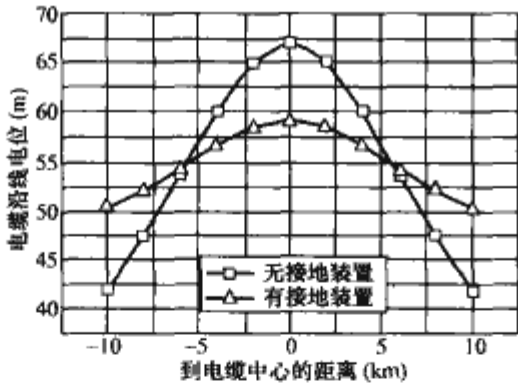


图 7.11-75 接地装置对埋地电缆地电位的影响

3.4.5 减小对交流变压器影响的措施

在变压器中性点串联电容或电阻可以抑制变压器中性点直流电流。

串联电容可以直接阻隔直流电流。在具有串联补偿的线路中，自动具备这种隔直功能。另一种方法是将电容串联接入变压器中性点与系统地之间。这种方法的优点是直流隔离非常彻底，通过开关控制将电容和火花间隙旁路也十分方便，但必须选择耐压值较高、容量较大的电容，且需要防范由于串联电容可能带来的谐振过电压。

在变压器中性点与系统地之间串联电阻可减小进入交流变压器的直流电流。采用该方法，结构简洁，维护工作量少，成本较低，也不会产生谐振问题。需要注意的是串入电阻会改变系统的零序网络结构。

3.4.6 减小对埋地金属管道腐蚀的措施

为防止地中直流电流对地下金属物的腐蚀，对不满足技术要求的设施，应根据影响性质，采取绝缘和阴极保护等防

护措施。

绝缘可以很好地保护金属管道，应定期检查距离接地极较近的金属管道或电信电缆的绝缘性能。阴极保护是利用腐蚀电池的原理，将需要保护的金属结构作为阴极，通过阳极向阴极不间断地提供电子使结构极化，进而在结构表面富集电子，使其不易产生离子，因而大大地减缓了结构的腐蚀速度。

3.5 不同结构接地极的环境影响比较

考虑±800kV 直流系统分别采用单环、双环、三环接地极，假定外环半径相同，土壤电阻率为 300Ω·m。图 7.11-76~图 7.11-78 所示分别为外环半径取不同值时的接地电阻、最大跨步电压和最大地表电位。从图中可以看出，对于

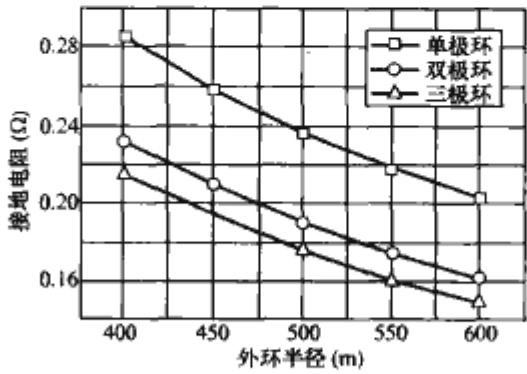


图 7.11-76 ±800kV 直流系统采用单环、双环、三环接地极时的接地电阻

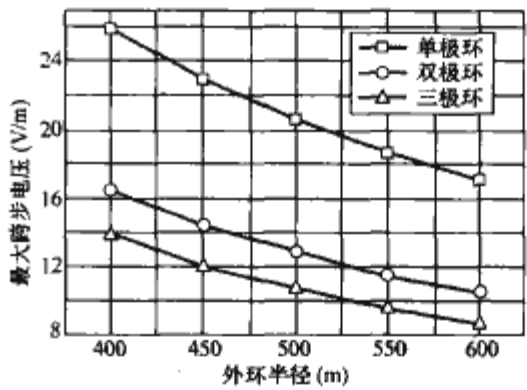


图 7.11-77 ±800kV 直流系统采用单环、双环、三环接地极时的最大跨步电压

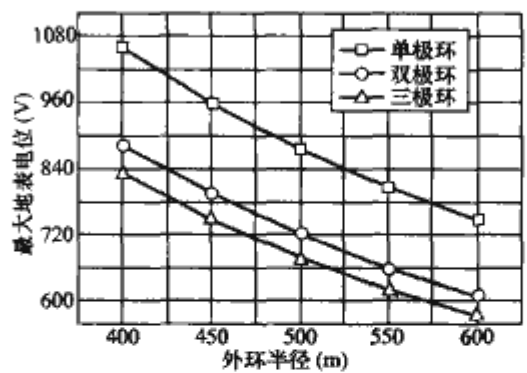


图 7.11-78 800kV 直流系统采用单环、双环、三环接地极时的最大地表电位

多环接地极，由于可以更好地利用极环内部的土壤进行散流，与单环接地极相比，电流由集中在一个极环流散变为分散在多个极环流散，每个极环上方的跨步电压和地表电位都会比较低，从而达到了提高接地极接地性能的作用。对于本例，采用多个极环可以使接地电阻降低 20%~30%，跨步电压降低 35%~50%，地表最大电位降低 15%~25%。采用单圆环接地极时，若入地电流为 4000A，即使接地极半径



为 600m，其最大跨步电压也会大于 16V/m，不能满足跨步电压小于 14V/m 的限值，但采用了多圆环接地极后，只要接地极半径达到四百多米，其最大跨步电压即可小于 14V/m。对于不同的土壤结构，也可得出类似的结论。可见，在相同的占地面积下，多环接地极的接地性能较好。当接地极土壤电阻率较高、极址面积有限、采用单环接地极难以满足环境要求时，应考虑采用多环接地极。

3.6 独立接地极和共用接地极的环境影响比较

通过一个简单案例来比较采用较独立接地极、共用一个接地极、共用多个接地极时的环境影响水平。

假设某地区土壤电阻率为  $\rho$ ，在此地区有三个换流站需要建造接地极，每个换流站的最大系统电流为  $I$ 。

如果每个换流站各自使用接地极，则需要建造三个接地极：接地极 A、接地极 B 和接地极 C。假设经过计算，当在每个接地极极址建造半径为  $R$  的单圆环接地极时，接地极 A、B、C 可以满足跨步电压限值的要求。如果忽略接地极上方杆塔、引流系统等设备的造价，则采用独立接地极一共需要的投资约为

$$F_1 = 3k \times 2\pi R \tag{7.11-11}$$

式中： $k$  为每单位长极环所需要的造价。

假如三个换流站共用一个接地极，则需要建造一个接地极 D。三个换流站均同时出现同极性单极大地返回运行状态的概率忽略不计，但不能忽略三个换流站中的两个同时处在同极性单极大地返回状态的概率。对于三个换流站共用接地极的情况，一般应按照最大入地电流为  $2I$  进行设计。由于入地电流增大，相对接地极 A、B、C 来说，接地极 D 需要采取增大半径、增加埋深、增加极环数量一类的措施。以增大半径为例，对于均匀土壤中的单圆环接地极，在其他条件相同时，其产生的跨步电压近似与极环长度成反比。因此为了使接地极 D 上方的跨步电压低于限值，其半径需要达到  $2R$ 。如果忽略接地极上方杆塔、引流系统等设备的造价，则采用共用一个接地极的投资约为

$$F_2 = k(2\pi R \times 2) \tag{7.11-12}$$

即其造价投资约等于使用独立接地极方案的 2/3。从对环境的影响来看，虽然接地极 D 按照入地电流  $2I$  进行设计，但两个换流站同时处于同极性单极大地返回状态的时间是短暂的，更多情况下是一个换流站处于单极大地返回状态，此时接地极 D 的入地电流为  $I$ 。由于接地极 D 的半径为  $2R$ ，因此其上方的最大跨步电压比接地极 A、B、C 上的小。

考虑三个换流站共用一个接地极，分析共用接地极流过不同入地电流时对环境影响的程度。取表层土壤电阻率为  $25\Omega \cdot m$ ，则跨步电压限值为 5.75V/m。每个换流站额定电流为 4000A，因此该接地极按照 8000A 入地电流进行设计。考虑当发生两个换流站同时同极性单极大地返回的不利状况时，接地极各项指标应满足要求，接地极设计为直径 1300m。表 7.11-8 列出了不同埋深和入地电流时单圆环接地极（直径 1300m）的最大跨步电压。如果两个直流系统同时按额定电流以单极大地返回方式运行，且入地电流同极性，当极环埋深 3m 时最大跨步电压为 5.38V/m，满足限值要求。但此不利状况发生概率较低，出现时间较短，一般情况下一个换流站处在单极大地返回状态时，通过该接地极的入

地电流为 4000A，其上方的最大跨步电压不到 3V/m，仅为该地区跨步电压限值的 50%左右，其对环境的影响比按照独立接地极方案进行设计对环境的影响程度小得多。图 7.11-79 所示为该接地极入地电流为 8000A 和 4000A 时极环上和附近的地表电位分布。从图中可以看出，在只有一个换流站处在单极大地返回状态时，其地表电位也仅为设计最大值的 50%。

由此可得出，采用三个换流站共用一个接地极的方案时，其对附近环境的影响面和影响程度大部分时间比采用独立接地极时的小，有较短时间与采用独立接地极时的差不多，但其造价也相对较低。

表 7.11-8 不同埋深和入地电流时单圆环接地极（直径 1300m）的最大跨步电压

极环埋深 (m)		2	3	4
最大跨步电压 (V/m)	入地电流 8000A	5.87	5.38	5.29
	入地电流 4000A	2.94	2.69	2.65

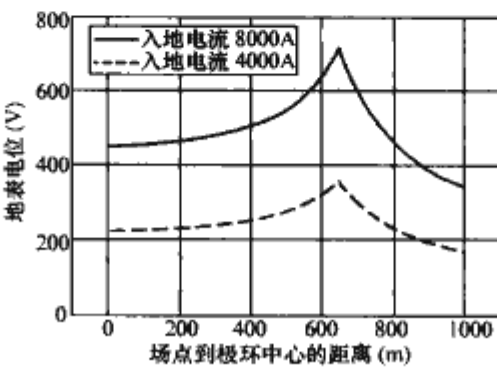


图 7.11-79 入地电流为 8000A 和 4000A 时极环上和附近的地表电位分布

虽然共用一个接地极有诸多优势，但有时难以找到一个合适的极址，使其在按照  $2I$  的入地电流进行设计时仍然能够满足环境要求。此时则需要多个接地极并联使用，以解决对环境的影响问题。考虑建造 E 和 F 两个接地极，将它们通过接地极联络线连接起来，再与三个换流站的系统中性点用接地极线路进行连接。由于被三个换流站共用，因此接地极 E 和 F 需要共同承载  $2I$  的入地电流。若 E 和 F 设计得完全一样，则两个接地极各按照入地电流  $I$  进行设计，即两个接地极的半径均为  $R$ 。如果忽略接地极上方杆塔、引流系统等设备的造价，则采用共用两个接地极的投资约为

$$F_3 = 2k \times 2\pi R \tag{7.11-13}$$

即其投资与共用一个接地极基本相同。从对环境的影响来看，采用与共用一个接地极相同的分析方法可知，接地极处于单极大地返回状态的大多数情况，两个接地极各自的入地电流为  $I/2$ ，短时间内会各自有电流  $I$  入地。而两个接地极均按照入地电流  $I$  进行设计，因此，采用共用两个接地极时，在大多数情况下对环境的影响比采用独立接地极时的要小，而造价也相对较低。

综上所述，当多个换流站相距较近时，无论从对环境的影响还是从工程造价来说，采用共用接地极都比采用独立接地极具有一定优势。在共用接地极方案中，共用一个接地极和共用两个接地极各有特点，在实际工程中可根据具体情况进行选择。



## 参 考 文 献

- [1] 刘振亚. 特高压电网. 北京: 中国经济出版社, 2005.
- [2] 刘振亚. 特高压交流输电技术研究成果专辑. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [3] 刘振亚. 特高压直流输电技术研究成果专辑. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [4] 解广润. 电力系统过电压. 北京: 水利电力出版社, 1985.
- [5] 张纬钺, 高玉明. 电力系统过电压与绝缘配合. 北京: 清华大学出版社, 1988.
- [6] 卢元荣. 中国电网建设. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [7] 王梅义, 吴竞昌, 蒙定中. 大电网系统技术. 北京: 水利电力出版社, 1991.
- [8] 东北电力设计院. 电力工程高压送电线路设计手册. 北京: 中国电力出版社, 1991.
- [9] Г. Н. 亚历山大罗夫, 等. 超高压送电线路的设计[M]. 倪宗德, 张洞明, 汤伯兰, 等译. 北京: 水利电力出版社, 1987.
- [10] J. G. 安德生, 等. 345 千伏及以上超高压输电线路. 电力工业部武汉高压研究所译. 北京: 电力工业出版社, 1981.
- [11] H. Baatz. 电力网过电压. 沈知津译. 北京: 中国工业出版社, 1965.
- [12] T. Hara, O. Yamamoto. Modeling of a transmission tower for lightning-surge analysis. IEE PGTD, 1996, 143(3): 285.
- [13] 曹荣江, 顾霓鸿, 盛勇, 等. 电力系统潜供电弧自灭特性的模拟研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 1994.
- [14] 周泽昕, 周春霞, 杜丁香, 等. 750kV 继电保护动模试验报告[R]: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2004.
- [15] 张翠霞, 杜澍春, 葛栋. 1000kV 特高压输电系统防雷保护研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [16] 林集明, 班连庚, 王晓刚, 等. 1000kV 交流特高压输电系统过电压及电磁暂态分析. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [17] 郭强, 周勤勇, 等. 1000kV 级输电系统稳定及控制技术的研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [18] 中国电力科学院. 特高压主变压器 110kV 侧接地方式研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [19] 周泽昕, 周春霞, 张晓莉, 等. 1000kV 交流系统动态模拟及继电保护试验研究系列报告[R]: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2007.
- [20] 郑美特. 国外大电网结构研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2005.
- [21] 张翠霞, 杜澍春, 葛栋. 1000kV 特高压输电系统防雷保护研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [22] 中国电力科学研究院. 1000kV 交流特高压输电系统过电压及电磁暂态分析: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [23] 中国电力科学研究院. 1000kV 级交流输变电工程过电压与绝缘配合的研究, 第二部分: 1000kV 交流特高压输电工程的绝缘配合. 2 版. 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [24] 林集明, 班连庚, 王晓刚, 等. 1000kV 交流特高压输电系统过电压及电磁暂态分析: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [25] 郭强, 周勤勇, 等. 1000kV 级输电系统稳定及控制技术的研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [26] 中国电力科学院. 特高压主变压器 110kV 侧接地方式研究: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [27] 周泽昕, 周春霞, 张晓莉, 等. 1000kV 交流系统动态模拟及继电保护试验研究系列报告[R]: 中国电力科学研究院报告. 北京: 中国电力科学研究院, 2007.
- [28] 王凤鸣. 苏联 1150kV 输电的现状. 高电压技术, 1991.
- [29] 杜澍春, 陈维江. 高压直流输电线路的雷电性能. 中国电机工程学报, 1992, 2: 59.
- [30] Shin'ichi Azuma, Masaji Usui. A protection and Control System for 1000kV power Transmission. Mitusbishi Electric Advanced, 1996, 77.
- [31] 万启发. 特高压试验线段建设. 高电压技术, 1997.
- [32] Yoshihumi Yamagata, Yasuhiko Nakada. Very Fast Transients in 1000kV Gas Insulated Switchger, IEEE/PES T&D, 1999.
- [33] Eiji Harada, Hideo Nogiwa. Application of Electronic Secondary Technologies to 1000kV Gas-Insulated Switchgear and Transformers, IEEE/PES T&D, 1999.
- [34] 余春雨, 王晓琪, 盛国钊. CVT 现场校准的误差来源与分析. 电力电容器, 2000, 3: 27-31.
- [35] 杜澍春. 高压输电线路防雷保护的若干问题. 电力设备, 2001, 2(1).
- [36] 贺家李, 李永丽, 郭征, 李斌, 董新洲. 特高压输电线路继电保护配置方案(一)特高压输电线的结构与运行特点. 电力系统自动化, 2002, 26(23): 1-6.
- [37] 贺家李, 李永丽, 郭征, 李斌, 董新洲. 特高压输电线路继电保护配置方案(二)保护配置方案. 电力系统自动化, 2002, 26(24): 1-6.
- [38] 李斌, 李永丽, 贺家李, 等. 750kV 输电线路保护与重合闸动作研究. 电力系统自动化, 2002, 28(12): 60-64.
- [39] 董新洲, 苏斌, 薄志谦, 贺家李. 特高压输电线路继电保护特殊问题的研究. 电力系统自动化, 2004, 28(22): 19-22.
- [40] 苏斌, 董新洲, 孙元章, 贺家李. 特高压串补线路负序方向高频保护行为分析. 电力系统自动化, 2004, 28(14): 9-13.
- [41] 李宏斌, 刘延冰, 叶国雄, 王晓琪. 电容式电压互感器铁磁谐振的数值仿真. 高压电器, 2004.
- [42] 钱家骊, 等. 对 1000kV 电网操作过电压及相位控制高压断路器的讨论. 电网技术, 2005, 29(10).
- [43] 舒印彪. 1000kV 交流特高压输电技术研究及应用. 电网技术, 2005, 29(19).
- [44] 中村秋夫, 等. 东京电力公司的特高压输电技术应用现状. 电网技术, 2005, 29(6).



- [45] 赵晓君. 高压直流输电工程技术. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [46] 舒印彪, 刘泽洪, 高理迎, 等.  $\pm 800\text{kV}$  6400MW 特高压直流输电工程设计. 电网技术, 2006, 30(1): 1-8.
- [47] 陆家榆, 鞠勇, 郭剑. 国家科技攻关计划项目——重大环境问题对策与关键支撑技术研究——直流输电工程电磁环境管理措施研究. 北京: 中国电力科学研究院, 2005.
- [48] 鞠勇, 陆家榆. “十五”国家科技攻关计划项目——750kV、1000kV 级交流和  $\pm 800\text{kV}$  直流系统环境影响问题研究及工程应用(直流部分). 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [49] 鞠勇, 陆家榆. 国家电网公司特高压直流输电工程关键技术研究项目—— $\pm 800\text{kV}$  级直流系统导线截面及其分裂形式的研究. 北京: 中国电力科学研究院, 2007.
- [50] 陆家榆, 鞠勇. 国家电网公司特高压直流输电工程关键技术研究项目—— $\pm 800\text{kV}$  级直流工程电磁环境研究. 北京: 中国电力科学研究院, 2007.
- [51] 张文亮, 陆家榆, 鞠勇, 于永清, 李光范.  $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路的导线选型研究. 中国电机工程学报, 2007, 27(27): 1-6.
- [52] Yong Yang, Jiayu Lu, Uingzhao Lei, A Calculation Method for the Electric Field Under Double-Circuit HVDC Transmission Lines. IEEE Transaction on Power Delivery, 2008, 23(4).
- [53] 郭剑, 陆家榆. 直流接地极结合均流系统的计算模型与求解. 中国电机工程学报, 2008, 28(19): 1-6.
- [54] 韩辉, 吴桂芳, 陆家榆.  $\pm 800\text{kV}$  换流站阀厅与换流变压器采用一字形或面对面布置的噪声分析. 电网技术, 2008, 32(9): 1-5.
- [55] 极勇, 陆家榆, 雷银照. 极导线垂直排列高压直流架空送电线路地面合成电场的一种计算方法. 中国电机工程学报, 2007, 27(21): 13-18.
- [56] 陆家榆, 鞠勇.  $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路电磁环境限值研究. 中国电力, 2006, 39(10): 37-42.
- [57] 庞廷智, 陆家榆. “十五”国家科技攻关计划项目研究报告—— $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路对电信线路的电磁影响研究. 北京: 中国电力科学研究院, 2006.
- [58] 陆家榆, 薛辰东. 三峡—常州  $\pm 500\text{kV}$  直流输电工程接地极测试. 北京: 中国电力科学研究院, 2003.
- [59] 鞠勇, 陆家榆. 三峡(荆州)—广东(惠州)  $\pm 500\text{kV}$  直流输电工程接地极测试. 北京: 中国电力科学研究院, 2004.
- [60] 陆家榆, 鞠勇. 三峡蔡家冲(宜都)—白鹤(华新)  $\pm 500\text{kV}$  直流输电线路故障状态下塔基地电位研究. 北京: 中国电力科学研究院, 2004.
- [61] 杨新村, 沈江, 傅正财, 等. 输变电设施的电场、磁场及其环境影响. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [62] 朱艺颖, 蒋卫平, 曾昭华, 印永华. 抑制变压器中性点直流电流侧措施研究. 中国电机工程学报, 2005, 25(13): 1-7.





## 第8篇 输变电系统过电压与绝缘配合

主编单位：西安交通大学

主 编：施 围

编写人员：施 围（西安交通大学）

王维洲（国网电力科学研究院）

文习山（武汉大学）

郭 洁（西安交通大学）

王建生（西安高压电器研究院有限责任公司）





# 第1章 绪论

## 1 电力系统过电压

我国 1974 年在西北地区建成刘(家峡)—天(水)—关(中)首条 330kV 输电线路, 1981 年建成平(顶山)—武(昌)第一条 500kV 线路, 与世界上其他发展中国家相比, 我国电力工业发展很快, 特别在近 20 余年内尤为如此。目前 330kV 输变电系统已经在我国西北地区形成主网, 而我国其他地区为 500kV 电网所覆盖。2005 年 9 月西北地区建设的第一条 750kV 线路已经投运, 并正在着手兴建另外几条 750kV 线路, 交流 1000kV 和直流±800kV 输电系统正在积极推进中, 这是世界上最高电压等级的输电系统。可以预料, 在今后的 5~10 年中, 我国的超、特高压输变电技术将会得到进一步的发展。

电力系统电压等级的提高, 意味着设备绝缘水平的提高。电力系统的绝缘包括发电厂、变电站电气设备的绝缘及线路绝缘。它们在运行中除承受正常运行时的工作电压外, 还将承受各种类型的过电压, 如工频过电压、操作过电压及雷电过电压。通常情况下, 因电力系统电磁暂态产生的过电压在确定绝缘水平中起着决定性的作用。一方面, 随着电力系统电压等级的提高, 输变电设备绝缘部分的投资占设备总投资的比重越来越大; 另一方面, 由于系统电压等级的提高, 输送容量的增大, 一旦出现故障, 损失将是巨大的。因此, 在超高压系统中, 绝缘配合的问题尤为重要。

### 1.1 电力系统过电压的定义与分类

10、35、110、220、330、500、750kV 等, 都是电力系统的标称电压, 但考虑到电压质量和线路的压降, 送端电压要有所提高, 即在标称电压的基础上增加 5%~15% 的裕度, 称之为系统的最高运行电压。例如: 500kV 的最高运行电压为 550kV; 最高运行的相电压为  $550/\sqrt{3}=317.5\text{kV}$  (有效值), 峰值为 449kV。在 500kV 系统中, 超过上述数值的, 才称为过电压。因此, 不同的电压等级, 过电压有不同的基准值。

研究过电压包含三个内容, 即过电压的三要素: 幅值(过电压的倍数)、波形(与绝缘耐受能力有关的特性)、过

电压出现的概率(过电压具有随机性)。

输电线路穿过平原、山区, 跨越江河湖泊, 遇到的地理条件和气象条件各不相同, 只要这些地区有雷电活动, 遭受雷击的情况就会发生(直击雷), 根据电磁理论, 即使雷落在输电线路附近, 也会在导线上形成过电压(感应雷)。雷电过电压不但使线路产生雷害, 有可能引起事故跳闸, 影响系统的正常供电, 而且雷电波沿着输电线路进入发电厂、变电站, 有可能给电力设备带来危害。

在电力系统内部, 由于断路器的操作、故障或其他原因, 使系统参数发生变化, 引起电网内部电磁能量的转化或传递, 产生电压升高, 统称为内部过电压。内部过电压分为两大类: 因操作或故障引起的暂态电压升高, 称操作过电压; 因系统的电感电容参数配合不当, 出现各种持续时间很长的工频电压升高或谐振现象的过电压, 统称为暂时过电压。有时也把频率为工频或接近工频的过电压, 叫做工频电压升高, 或工频过电压, 它是由系统中长线的电容效应、不对称接地故障、甩负荷引起的。对因系统的电感、电容参数配合不当, 出现的各类持续时间长、波形周期性重复的谐振现象及其电压升高, 称为谐振过电压。

通常由雷电在电力系统中引起的过电压, 称为雷电过电压。雷电放电时使系统设备上出现的过电压, 其能量来源于电力系统外部, 所以有时也叫外部过电压。

电力系统中的雷电过电压与内部过电压的产生, 都伴随着电力系统中复杂的电磁暂态过程。有时又将电磁暂态过程分为两大类, 一类暂态过程变化相对缓慢, 称为机电暂态, 如发电机机电过程; 另一类暂态过程变化很快, 称为电磁暂态, 如波沿线路上的传播过程。

由于电磁暂态过程变化很快, 一般需要分析计算持续时间在毫秒级, 甚至微秒级以内的电压、电流瞬时值的变化情况。因此, 在分析中需要考虑元件间的电磁耦合, 计及分布参数元件(如输电线路)所引起的波过程, 有时甚至要考虑线路三相结构的不对称, 参数的频率特性以及电晕等因素的影响。

按其产生的原因与能量来源, 过电压可分为如下几类, 如图 8.1-1 所示。

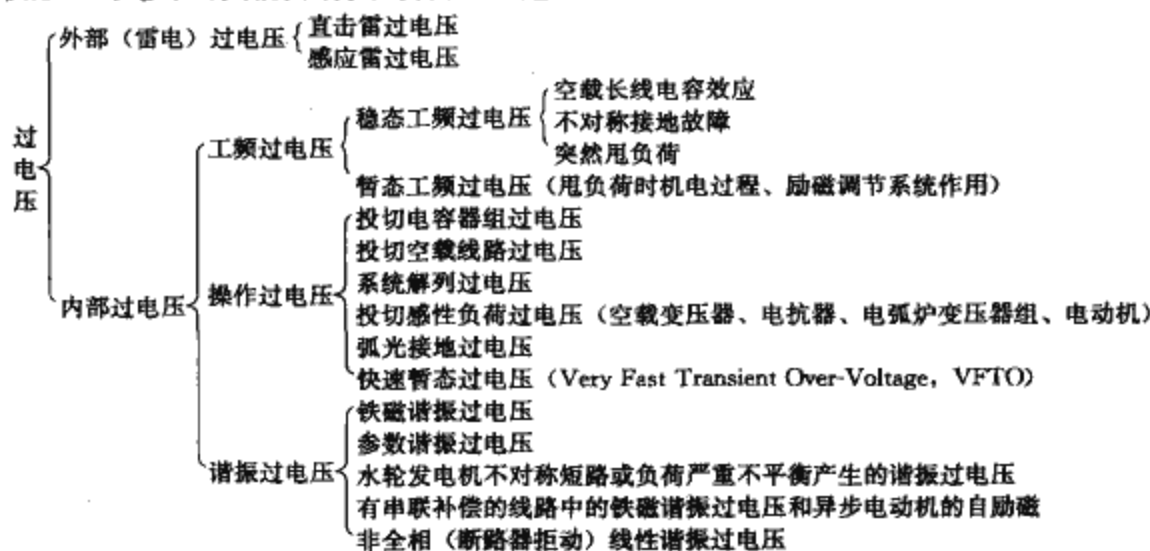


图 8.1-1 按产生的原因与能量对过电压进行分类

如按波形来分,电力系统过电压又可分为快速暂态过电压 (Very Fast Transient Over-Voltage, 简称 VFTO)、雷电过电压 (Lightning Over-Voltage)、操作过电压 (Switching Over-Voltage) 和短时过电压 (Temporary Over-Voltage)。其中,短时过电压可分为工频过电压 (Working Frequency Over-Voltage) 与谐振过电压 (Resonant Over-Voltage)。

快速暂态过电压是在全封闭  $\text{SF}_6$  气体绝缘变电站 (GIS) 内产生的, GIS 是除变压器以外的整个变电站的高压电力设备及母线, 封闭在一个接地的金属壳内, 壳内充以气压为  $(3\sim4)\times 1.013\ 25\times 10^5\text{ Pa}$  的  $\text{SF}_6$  气体作为相间和相对地绝缘。由于  $\text{SF}_6$  此种状态绝缘强度极高, 因此 GIS 几何尺寸大大减小, 则开关动作 (或隔离开关) 产生的波在 GIS 母线上引起多次折反射, 形成的幅值会很高 (一般 2.5 倍于系统最高运行电压), 频率可达 100MHz 以上。

## 1.2 电力系统过电压的限制措施

考虑到电力设备在运行时除了经受长期的工作电压外, 还要承受各种类型过电压, 而设备的耐受能力往往由过电压来决定。因此, 研究电力系统的电磁暂态过程是非常重要的, 一方面了解各类过电压产生的机理, 以及可能出现的波形与幅值, 另一方面, 更重要的是通过各类过电压限制措施的研究, 进而决定电气设备绝缘的水平。

### 1.2.1 雷电过电压的限制措施

对雷电过电压的限制措施是“防护”。综合使用避雷针、避雷线、避雷器以及防雷接地为一体的防雷装置。采用雷电屏蔽、分流、均压 (等电位)、接地等措施, 使雷电对电力系统的危害减小到最低程度。

避雷针 (线) 的保护原理: 当雷云的先导向下发展到离地面一定高度时, 高出地面的避雷针 (线) 顶端形成局部电场强度集中的空间, 以至有可能产生局部游离而形成向上的迎面先导, 这就影响了下行先导的发展方向, 使其仅对避雷针 (线) 放电, 从而使得避雷针 (线) 附近的物体受到保护, 免遭雷击。

避雷器实际上是一个放电器, 当雷电入侵波或操作波超过某一电压值后, 避雷器将优先于其并联的被保护电力设备放电, 从而限制了过电压, 使与其并联的电力设备得到保护。

避雷针 (线) 的保护作用是吸引雷击于自身, 并使雷电流泄入大地; 避雷器放电时, 强大的冲击电流也要泄入大地, 为了使雷电、冲击电流顺利地泄入大地, 故要求应有良好的接地装置。所谓接地, 就是把电力设备与电位参照点的地球作电气上的连接, 使其对地保持一个低的电位差。其办法是在大地表面土层中埋设金属电极, 这种埋入地中并直接与大地接触的金属导体, 叫做接地体, 有时也称为接地装置。

### 1.2.2 暂时过电压的限制措施

#### 1.2.2.1 工频过电压的限制措施

计及空载线路的电容效应、单相接地及突然甩负荷三种情况, 工频电压升高可能达到较高的数值。根据我国的运行经验, 一般情况下, 220kV 及以下的电网中不需采取特殊措施限制工频电压升高, 但在 330、500、750kV 系统中, 工频电压升高对确定设备的绝缘水平起着重要的作用, 应采取适当措施, 将工频电压升高限制在一定水平之内。目前我国规定 330、500、750kV 系统, 以及国家电网公司正在积极推进的 1000kV 交流系统, 母线上的暂态工频过电压升高不超过最高工作相电压的 1.3 倍, 线路不超过 1.4 倍。通常采取以下方法加以限制。

(1) 利用并联电抗器补偿空载线路的电容效应。为了限制电容效应引起的工频电压升高, 在超高压电网中, 广泛采用并联电抗器来补偿线路的电容电流, 以削弱其电容效应。

(2) 利用静止补偿装置 (SVC) 限制工频过电压。前述的并联电抗器, 当发生工频过电压时, 它将起到限制作用。但平时若一直接入系统, 需消耗系统大量的无功功率, 造成不必要的浪费。在过去的十多年中, 出现了一种新型的并联补偿装置, 采用了晶闸管等先进的电子技术, 它包含三个部分: ①晶闸管开关投切电容器组 (TSC); ②晶闸管相角控制的电抗器组 (TCR); ③调节系统。它具有时间响应快、维护简单、可靠性高等优点。

(3) 采用良导体地线降低输电线路的零序阻抗。线路某一相故障使健全相电压升高, 主要决定于由故障点看进去系统的零序阻抗  $X_0$  与正序阻抗  $X_1$  的比值。 $X_0$ 、 $X_1$  既包含集中参数的电机的暂态电抗、变压器的漏抗, 又包含分布参数线路的阻抗。一般情况下电源侧零序阻抗与正序阻抗之比是小于 1 的, 而线路的零序阻抗与正序阻抗之比则是大于 1 的。若采用良导体地线, 可降低  $X_0$ , 进而降低由故障点看进去的零序与正序电抗的比值, 达到限制工频过电压的目的。计算表明, 电源容量越大, 良导体地线降低工频过电压越明显。

#### 1.2.2.2 谐振过电压的限制措施

电力系统中存在着大量的“储能元件”, 这就是储静电能量的电容和储磁能量的电感。例如线路的电容, 补偿用的串联与并联电容器组和变压器的电感等。这些元件组成了各种不同的振荡回路, 因而在电力系统中产生谐振的可能性是比较大的。正常运行时, 这些振荡回路被负载所阻尼或分路, 所以不可能产生严重的振荡。但在发生故障时, 系统接线方式发生改变, 负载也甩掉了, 在一定的电源作用下, 就有可能发生谐振。谐振常常引起严重的、持续时间很长的过电压; 有时, 即使过电压不太高, 也会出现一些异常现象, 使系统无法正常运行。

不同结构的电网, 所有电压等级都可能产生不同类型的谐振过电压。通常认为, 系统中的电容元件为线性参数, 而电感元件分为三类不同特性的参数: 有些电感元件是线性的; 有的则是非线性的; 有的电感元件参数大小呈周期性的变化。即会出现线性谐振、铁磁谐振和参数谐振。

谐振过电压的限制方法理论上是非常简单的: 一是破坏产生的谐振条件, 二是增加谐振回路的阻尼。但实践上是困难的, 这是由电力系统中谐振回路的多样性造成的, 特别是电力系统中的铁磁谐振。通常, 电力系统中满足线性谐振的条件一般不会发生, 但会出现“偏离谐振点”的过电压, 越接近“谐振点”, 过电压越高。

#### 1.2.3 操作过电压

操作过电压的种类较多, 操作意味着系统能量分配状态的改变, 是系统从一种能量分配状态过渡到另外一种能量分配状态, 这涉及到电网一部分装置投入或退出, 有的时候把投入或退出的装置分为感性或容性的, 它们在产生操作过电压的机理上虽有差异, 但都有可能产生幅值很高的操作过电压。

操作过电压限制手段也有差异, 但原理是相同的, 可以从两方面入手: 一是降低稳态的电压分量; 二是限制其自由电压分量。

(1) 降低工频电压分量。如空载线路上的操作过电压是在工频稳态电压的基础上由振荡产生的, 则需降低工频电压分量。



(2) 断路器装设并联电阻(合分闸电阻)。将整个过程分两个阶段进行。第一阶段带电阻 $R$ ,由于 $R$ 对振荡回路起阻尼作用,使过渡过程中的过电压降低。经过一段时间后,将 $R$ 短接或退出,完成合闸或分闸的操作的过程。

合闸或分闸的并联电阻对 $R$ 值的要求是不同的。合闸电阻是百欧级的,而分闸电阻是千欧数量级的。

(3) 控制合闸相位。空载线路合闸过电压的大小与电源电压的合闸相位有关,因此可以通过一些电子装置来控制断路器的动作时间,在各相合闸时,将电源电压的相位角控制在一定范围内,以达到降低合闸过电压的目的。

(4) 消除线路上的残余电荷。在线路侧接电磁式电压互感器,可在几个工频周波内,将全部残余电荷通过互感器泄放掉。

(5) 装设避雷器。在电力系统的合适地方装设金属氧化物避雷器,当出现较高的过电压时,避雷器应能可靠动作,将过电压限制在允许的范围。

(6) 阻容吸收装置以及其他限压装置。

#### 1.2.4 快速暂态过电压

隔离开关和断路器的操作会在GIS内产生特快速暂态现象(VFT),其中隔离开关操作尤为常见。GIS中所有元器件工作于稍不均匀电场,隔离开关两极插入式的同轴圆柱体,操作中触头运动速度慢(约为1cm/s数量级),断口在 $\text{SF}_6$ 气体中会发生多次的预、重击穿。在每一个电压跳变处将产生波前很陡(一般为3~20ns)的阶跃电压波,并向断口两侧传播。由于这一过电压的上升速率极快,因此被称作陡波前过电压(VFFO),更多的文献称其为快速暂态过电压(VFTO)。GIS中 $\text{SF}_6$ 的绝缘性能和灭弧性能都远优于空气,故相邻电气设备的间距和母线长度都比同型空气绝缘变电站(AIS)小得多,产生的阶跃电压波会在GIS内不断地产生、来回地传递,冲击波的上升时间为3~20ns,并且发生复杂的折射、反射和叠加,最终暂态振荡的频率剧增,可高达数百兆赫。GIS中开关操作产生的VFTO幅值一般低于2.0p.u.,也有可能超过2.5p.u.。

对于VFTO限制措施的研究目前只是起步阶段,通常采用的措施有以下几种:

- (1) 金属氧化物避雷器(MOA)。
- (2) 在超高压、特高压系统中,采用在隔离开关、断路器断口并联合闸电阻的方法限制操作过电压。
- (3) 铁氧体磁环。
- (4) 改变变压器与GIS的连接方式。

### 1.3 电力系统过电压的研究方法

目前研究电力系统过电压的手段有三种:①暂态网络分析仪(Transient Network Analyser, TNA);②计算机的数值计算;③系统的现场实测。

TNA是电力系统的一种模拟装置,是属于“数学物理”模拟。所谓“数学”模拟。即是将一个高电压、大电流、大体积的电力系统,通过一定的比例尺转化为一个低电压、小电流、体积比较小的试验台;所谓“物理”模拟,即在模拟台中出现的电磁暂态现象,电压、电流的波形与它模拟的电力系统是一样的,只是存在着比例尺上的差异。

从1939年开始,电力工程师们在研究电力系统暂态过程中建造了TNA,并在以后的使用过程中,对TNA逐步加以完善、更新。尽管目前计算技术有了很大发展,但它仍然是研究电力系统暂态过程的主要手段之一,事实上,现代的TNA是与计算机紧密相连的,有些TNA从系统的建立,

到暂态过程中数据信息的采集,都是由计算机来完成的,因此也有人把TNA叫做“模拟计算机型的暂态网络分析仪”。由于TNA模拟台是一个人造的“小型电力系统”,这对于刚跨入电力系统工作的新人员来说,是认识电力系统的良好“教材”,北美不少大的电力公司都将TNA作为培训新人员的一种工具,这恐怕是最初设计建造TNA模拟台的人们没有想到的事情。

运用计算机研究电力系统暂态问题已有40多年的历史。中间出现了许多计算程序,但和一切事物发展规律一样,有的被淘汰了,有的在发展中保留下来,成为世界范围内的通用程序。从电力系统的元件特性来分,大体上为两类:第一类其参数本质上是集中的,例如发电机、变压器、电抗器及电容器等;第二类是输电线路及地下电缆,其参数具有分布的特性。当然,这是相对于我们研究电力系统暂态现象而言,世界上既没有绝对的集中参数,也没有绝对的分布参数。对于这些元件,不同的计算方法有不同的处理方式。用行波法求解大体上可分为两种:一种是将系统中的集中参数化为等值线段,使系统除电源、开关外,其余所有元件都是线段,计算流动波在节点的折、反射的基础上,把每一个时刻在节点上的折射、反射波按到达时间的先后叠加起来,就可以得到节点电压随时间变化的波形,建立了网格法(如Bewley Lattice);另一种方法是将系统中所有的集中参数,采用梯形积分法则,将电感、电容支路变为一个等效电阻与一个历史电流源的并联支路,对分布参数(输电线路及电缆)通过特征线法化为等效电阻与历史电流源来描述,这样系统中的所有元件,除电源(包含历史电流源)、开关外,都成为阻性元件,使系统的暂态过程都在阻性电路中求解。如近40年来形成的道梅尔—白日朗法(Dommel—Bergeron Method)编制了在世界范围内得到通用的EMTP(Electro—Magnetic Transient Program),在世界范围内获得广泛的使用。EMTP程序近年来有了很大的发展,增加了一些新的功能,如:

(1) 由于线路的电阻和电感是频率的函数,因此在准确计算中应该考虑频率对参数的影响,其中,地中模量的参数与频率的关系最为显著。一般地说,计及参数的频率特性后,过电压的数值比不计时有所下降。在EMTP中,采用了J. Marti所提出的计及线路参数频率特性的计算方法。

(2) 在电磁暂态过程分析中,根据所研究的具体问题,有时元件可能需要采用更精确的数学模型。例如,当分析雷电或操作波沿输电线路传输的情况时,可能需要在模型中计及电晕引起的损耗;在计算变压器励磁涌流时,需要较精确地描述变压器的励磁特性;对于研究频率范围达几千赫兹的暂态问题,变压器模型应计及绕组的杂散电容等。

(3) 为了分析电力系统在大扰动情况下汽轮发电机组轴系的暂态扭矩,在EMTP中还包含了发电机(含轴系)及其控制系统的模型。

(4) 20世纪90年代末,EMTP增加了绘图方式,由计算机建立EMTP所需要的数据文件,给使用者带来极大的方便。对于传统的EMTP,使用者只能按EMTP的功能选取模型,根据EMTP的固定格式输入数据,使用者是不可以“介入”的,现在EMTP已打开了“窗口”,可添加自己的模型及功能,很容易与EMTP连接,得到满意的结果。

随着电力系统电磁暂态数字仿真技术的发展,计算方法、计算机技术的进步,加拿大曼尼托巴水电直流研究中心基于Hermann Dommel在1969年所发表的经典论文中给出的原则,最初是为了研究位于加拿大曼尼托巴省的尼尔森河



高压直流系统的需要,经开发完善后,形成了 PSCAD/EMTDC (Electromagnetic Transients including DC, 包含直流的电磁暂态程序),在世界范围内也获得了成功的使用。当然,由于 EMTDC 出现在 EMTP 之后,相对于 EMTP 的不同版本,总的来说,它的功能和使用的方便性要优于 EMTP。

事实上,EMTP 程序所采用的电力系统模型和技术都可以应用于 EMTDC 中。EMTDC 和其他程序的主要区别在于:

(1) 由于 EMTDC 采用图形的用户界面,在界面上绘制系统接线,通过界面送入相关参数,由计算机形成暂态计算所需要的数据文件,给使用者提供了极大的方便,缩减了使用前期的准备时间。

(2) EMTDC 可以将一个大的电力系统分为几个子系统,每一个子系统的节点和支路数减少,提高了计算速度。

(3) EMTDC 建立了许多“块元件”,不需要使用者通过一些“基本元件”,自己去搭建,如直流系统的“换流设备”,只要使用者提供相关参数,交流变直流,或直流变交流装置自动形成。

(4) EMTDC 用户可以采用 Fortran 语言、C 语言和 Matlab 语言轻松地编写自己的模型,不论简单还是复杂,EMTDC 提供了所有的主要程序变量和存储单元的接口,供用户直接使用。

(5) EMTDC 可以得到“快照文件”,对程序进行初始化,为终止程序运行与重新启动程序运算提供了方便。

随着技术的进步,现在又出现了另一种可以用来研究电磁暂态的装置,叫做实时数字模拟台 (Real Time Digital Simulation, RTDS),它可以和实际的电力系统直接相连,相互交换信息。随着微处理器和现代数字信号处理技术的进步,加之并行处理技术和电力系统并行算法的发展,RTDS 仿真计算速度大大加快。20 世纪 90 年代初,加拿大的 RTDS 公司推出了国际上第一套商业化的电力系统实时数字仿真系统 RTDS。RTDS 采用并行处理的硬件结构和高速 DSP 芯片,利用数学上可分割子系统的概念在各运算芯片或芯片组之间分配计算任务。各子系统之间使用传输线模型或换流器模型来联结。RTDS 的设计充分考虑了接口问题,提供数字、模拟信号的输入输出接口,增加了仿真系统建立和使用上的灵活性。当前正在开发新一代 RTDS 产品,在硬件方面,拟用 100MHz 主频的 ADSP21062 或最新的 21160 取代 3PC 版现有的 21062,二是软件一程序(即是 EMTDC),它的软件原理和算法和著名的 EMTP 扩充了直流功能的 EMTDC 相同,也就是 EMTDC 的实时化。主要是用来研究电力系统中的机电暂态过程,特别是继电保护方面的问题,受到计算时间间隔一波长的限制,一般只能研究电力系统中相对比较缓慢的电磁暂态过程。

现在国内外一些专家正在用电子系统来模拟真实的电力系统,几乎不受系统的大小、电源数以及节点与支路数的限制,借助电子回路的功能,能准确反映电力系统中各类设备的暂态特性,也有人把这个仿真技术叫做数字混合仿真技术。传统的机电暂态或者电磁暂态程序只能对特定的现象和范围进行仿真分析,面对快速发展的现代电力系统,一些新现象和新问题经常难以描绘和分析,数字混合仿真技术也许在一定程度上可以弥补传统方法的不足,并拓宽了电力系统数字仿真技术的研究范围,所以它成为该领域的热点和前端问题之一。

数字混合仿真程序能够分别进行机电暂态和电磁暂态过

程的分析和计算,对网络分块并建立不同的模型,可以在机电暂态和电磁暂态之间通过合适的接口进行数据的交互和转换。接口处理是机电暂态和电磁暂态数字混合仿真技术的关键,很多专家学者对相关问题进行了长期不懈的研究,取得了很大的进展。概括起来,接口技术主要包括接口位置的合理选择、机电和电磁两侧的等值电路形式以及两侧的数据交互方式、数据转换、电磁侧的基波提取和数值稳定性、实时性等问题。

理想的情况是,采用的计算方法既能描述集中参数和分布参数,也能正确反映其数值随频率的变化。此外,还能计及非线性影响,如避雷器、磁饱和、电晕及开关电弧等所产生的非线性影响,事实上要完全做到这些,是非常困难的。目前流行的方法是将某些方面取一些折衷,当然这个折中由使用者的特定需要来确定。在暂态计算中,困难不仅仅限于方法,提供足够的准确数据与特性也是非常重要的,因为计算的精度不会比它所依据的数据更好。为了获得准确的结果,需要有电路元件随频率变化的充分知识,但这往往不容易做到。不过很多研究者认为,集中参数除了发电机的机电特性参数外,其他集中参数元件在 50Hz 或 60Hz 下提供的数据是足够准确的。而分布参数则不然,它的电阻、电感是和频率有关的,如计及电晕,电容还和电压有关。因此它的特性必须要进行深入的研究。到目前为止,架空线路参数的计算已经比较成熟,但电缆参数的计算还需进一步完善。

研究电力系统过电压,实测是非常重要的,它一方面验证 TNA 及数字计算的准确性,为系统安全运行提供依据;另一方面可以全面研究系统各类元件的参数特性,为 TNA 及数值计算提供更精确的原始数据。由于考虑系统的安全运行,设备的可靠性以及经济等因素,现场实测的次数受到严格的限制。

一般来说,如果用上述三种工具研究同一个问题,不难发现,计算机计算的过电压数值会高于暂态网络分析仪(TNA),而 TNA 得到的数值会高于现场实测的结果,但它们之间的差异不会很大的,它们间的差异是能够接受的。国内外学者对此进行了多次研究后认为,这三种方法都是可靠的。

## 2 电力系统绝缘配合

所谓绝缘配合,就是综合考虑电气设备在电力系统中可能承受的各种电压(工作电压及过电压)、保护装置的特性和设备绝缘对各种作用电压的耐受特性,合理地确定设备必要的绝缘水平,以使设备的造价、维修费用和设备绝缘故障引起的事故损失降低,达到在经济上和安全运行上总体效益最高的目的。也就是说,在技术上要处理好各种作用电压、限压措施及设备绝缘耐受能力三者之间的相互配合关系;在经济上要协调投资费用、维护费用及事故损失费用三者的关系。这样,既不会由于绝缘水平取得过高,使设备尺寸过大及造价太贵,造成不必要的浪费;也不会由于绝缘水平取得过低,使设备在运行中的事故率增加,导致停电损失和维修费用大增,最终造成经济上的损失。绝缘配合的最终目的就是确定电气设备的绝缘水平,所谓电气设备的绝缘水平是指该电气设备能承受的试验电压值。

考虑到设备在运行时要承受运行电压、工频过电压及操作过电压的作用,对电气设备绝缘规定了短时工频试验电压,对外绝缘还规定了干状态和湿状态下的工频放电电压;考虑到在长期工作电压和工频过电压作用下内绝缘的老化和



外绝缘的抗污秽性能，还规定了一些设备的长时间工频试验电压；考虑到雷电过电压对绝缘的作用，规定了雷电冲击试验电压等，在技术上力求做到作用电压与绝缘强度的全伏秒特性配合。

但总的来说，随着输变电系统电压等级的提高，要求限制内部过电压的措施越来越严格，这可以从要求内部过电压

限制的倍数得到说明，一般情况见表 8.1-1。

表 8.1-1 内部过电压限制的倍数					
电压等级(kV)	≤110	220	330	500	750
过电压倍数	4.0	3.5(3.0)	2.75(2.5)	2.5(2.0)	1.7~1.8

注 括弧中的数据是初期使用的数值。

## 第2章 电力系统过电压理论

### 1 线性集中参数回路的过渡过程

电力系统是由发电机、变压器、互感器、避雷器、开关、电抗器或电容器组等电气设备通过母线与线路连接起来的整体。

从电路角度讲,除电源外,这些设备都是由 R、L、C 三个典型元件组合而成。R 是耗能元件,它一般可以抑制过电压的发展;L 和 C 是储能元件,它们是过电压形成的条件。当电路中的设备(元件)最大实际线性尺寸  $l$  大于人们所感兴趣的谐波的波长  $\lambda$  时,可以作为集中参数处理,否则应作分布参数对待,即

$$\begin{cases} \text{集中参数: } \lambda > l \\ \text{分布参数: } \lambda < l \end{cases}$$

当然这些参数可能是非线性的,可能与电压、电流有关,也可能它们之间有耦合,造成问题的复杂性。以下介绍具有 R、L、C 元件的电路在直流电压作用下的过渡过程。

#### 1.1 直流电压作用在 LC 串联回路上的过渡过程

如图 8.2-1 所示,假定一个无穷大直流电源对集中参数的电感、电容充电,且  $t=0_-$ ,  $i=0$ ,  $u_C=0$ 。

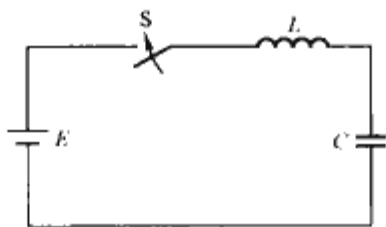


图 8.2-1 双能量电路

在  $t=0$  时合闸,可以建立方程如下

$$E = u_L + u_C = L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int i dt \quad (8.2-1)$$

即

$$LC \frac{d^2 u_C}{dt^2} + u_C = E \quad (8.2-2)$$

解为

$$\left. \begin{aligned} u_C &= E(1 - \cos \omega_0 t) \\ \omega_0 &= \frac{1}{\sqrt{LC}} \\ i &= C \frac{du_C}{dt} = \frac{E}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \sin \omega_0 t \end{aligned} \right\} \quad (8.2-3)$$

电容上的电势可达到  $2E$ ,从能量来分析,当电容的电势达到  $E$  时,能量为

$$\frac{1}{2} C U^2 = \frac{1}{2} C E^2$$

此时,电感上能量为  $\frac{1}{2} L i^2$ , 又因  $i_{\max} = \frac{E}{\sqrt{\frac{L}{C}}}$ , 则

$$\frac{1}{2} L i^2 = \frac{1}{2} L \left[ \frac{E}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \right]^2 = \frac{1}{2} C E^2$$

即电感上能量与电容能量相等。

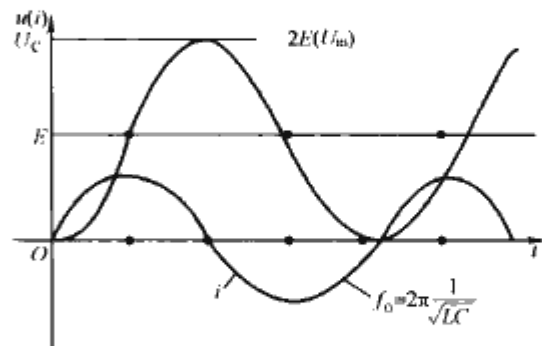


图 8.2-2 电压电流波形

当电容上的电动势达到  $E$  后,电源继续供应能量,并且电感也向电容供给能量。

$$\text{原来一段时间 } \frac{1}{2} C E^2 + \frac{1}{2} C E^2 = C E^2$$

$$\text{下一段时间 } \frac{1}{2} C E^2 + \frac{1}{2} C E^2 = C E^2$$

$$\text{即电容上有 } 2 C E^2 = \frac{1}{2} C (2 E)^2$$

也就是电容上可达  $2E$  的过电压。

上面只介绍了  $t=0_-$ ,  $i=0$ ,  $u_C=0$  的情况,如果  $t=0$  时,  $u_C \neq 0$ , 即可得到通解

$$u_C(t) = E - [E - u_C(0)] \cos \omega_0 t \quad (8.2-4)$$

如果  $u_C(0) = E$ , 则

$$u_C(t) = E, i(t) = 0$$

如果  $u_C(0) = -E$ , 则

$$u_C(t) = E - 2 E \cos \omega_0 t$$

$u_{Cm}(t)$  可达  $3E$ 。

#### 1.2 交流电压作用在 R、L、C 串联回路上的过渡过程

图 8.2-3 是由线性电阻、电容和电感元件组成的串联谐振回路,设图中电源电动势  $e(t) = E \cos(\omega t + \varphi)$ , 回路的微分方程为

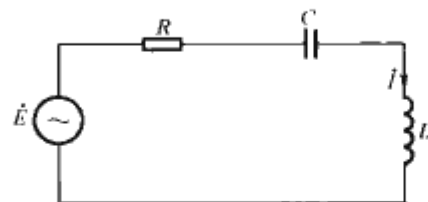


图 8.2-3 线形回路

振回路,设图中电源电动势  $e(t) = E \cos(\omega t + \varphi)$ , 回路的微分方程为

$$\frac{d^2 u_C}{dt^2} + 2\mu \frac{du_C}{dt} + \omega_0^2 u_C = \omega_0^2 E \cos(\omega t + \varphi) \quad (8.2-5)$$

其解为

$$u_C(t) = e^{-\mu t} E [A_1 \cos \omega_0' t + A_2 \sin \omega_0' t] +$$

$$\frac{E}{\sqrt{\left(1 - \frac{\omega^2}{\omega_0^2}\right)^2 + 4 \frac{\mu^2}{\omega_0^2} \frac{\omega^2}{\omega_0^2}}} \cos(\omega t + \varphi - \delta) \quad (8.2-6)$$

上两式中

$$\mu = \frac{R}{2L}$$



$$\omega_0 = \frac{1}{LC}$$

$$\omega_0' = \sqrt{\omega_0^2 - \mu^2}$$

$$\delta = \arctan \frac{2\mu\omega}{\omega_0^2 - \omega^2}$$

式中:  $\mu$  为回路的阻尼率;  $\omega_0$  为忽略损耗电阻  $R$  时回路的自振角频率;  $\omega_0'$  为计及损耗电阻  $R$  时回路的自振角频率;  $A_1$ 、 $A_2$  是与回路初始条件有关的积分常数。

式 (8.2-6) 右边第一项是  $u_C(t)$  的暂态分量, 它与回路  $\mu$  值有关,  $\mu$  值愈大, 衰减愈快, 理论上说, 若  $\mu=0$ , 暂态分量将永不消失。实际上,  $L$ 、 $C$  元件本身总有损耗, 所以暂态分量在一定时间后是要消失的。电力系统的平均  $\mu$  值约为 16, 即自由分量在五个周波之后下降到原来的 20%, 因为  $e^{-\mu} = e^{-16 \times 0.1} \approx 0.2$ , 而在 15~16 个周波后, 暂态分量可认为已衰减殆尽。式 (8.2-6) 右边第二项是  $U_C(t)$  的稳态分量, 其幅值为

$$U_C = \frac{E}{\sqrt{\left(1 - \frac{\omega^2}{\omega_0^2}\right)^2 + 4 \frac{\mu^2}{\omega_0^2} \times \frac{\omega^2}{\omega_0^2}}} \quad (8.2-7)$$

我们所要讨论的谐振现象是指稳态, 不包括暂态, 因而在此只对稳态值进行一些分析, 图 8.2-4 为不同参数条件下的谐振曲线。

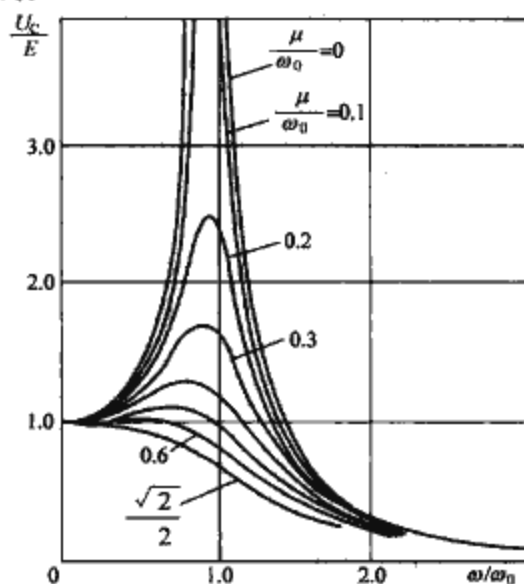


图 8.2-4 不同参数条件下的谐振曲线

(1)  $\mu=0$ 。

1)  $\omega_0 > \omega$ , 即回路中  $1/\omega C = X_C > X_L = \omega L$ , 此时, 回路为容性工作状态, 因为  $\delta=0$ , 所以  $U_C$  与电源同相位。幅值为  $U_C = \frac{\omega_0^2}{\omega_0^2 - \omega^2} E > E$ , 如图 8.2-4 中  $\mu/\omega_0 = 0$ , 曲线在  $0 < \omega/\omega_0 < 1$  区间内所示。

2)  $\omega_0 = \omega$ , 即  $X_C = X_L$ , 回路处于谐振状态,  $U_C$  将出现最大值  $U_{Cm} \rightarrow \infty$ , 如图 8.2-4 中  $\mu/\omega_0 = 0$ , 曲线在  $\omega/\omega_0 = 1$  点所示。

3)  $\omega_0 < \omega$ , 即  $X_C < X_L$ , 回路为感性工作状态。  $\delta = \pi$ ,  $U_C$  与电源反相, 幅值  $U_C = \frac{\omega_0^2}{\omega_0^2 - \omega^2} E$ 。  $U_C$  仍有可能大于  $E$ , 如图 8.2-4 中  $\mu/\omega_0 = 0$ , 曲线在  $\omega/\omega_0 > 1$  区间内所示。

(2)  $\mu \neq 0$ 。

1)  $\omega_0 = \omega$  时

$$U_C = E \frac{\omega}{2\mu} = \frac{E}{R} \times \frac{1}{\omega C}$$

参见图 8.2-4 中  $\mu/\omega_0 \neq 0$ , 曲线在  $\omega/\omega_0 = 1$  点所示的  $U_C$  值。

2)  $\omega_0 \neq \omega$ , 欲求此时  $U_C$  的最大幅值  $U_{Cm}$ , 则可将  $\omega/\omega_0$  看作变量, 对式 (8.2-7) 求导数, 得  $\frac{\omega}{\omega_0} = \sqrt{1 - 2 \left(\frac{\mu}{\omega_0}\right)^2}$  时会出现最大值

$$U_{Cm} = \frac{E}{\frac{2\mu}{\omega_0} \sqrt{1 - \left(\frac{\mu}{\omega_0}\right)^2}} \quad (8.2-8)$$

图 8.2-4 中  $\frac{\mu}{\omega_0} \neq 0$  的各条曲线也显示出相应的  $U_{Cm}$  值。

由式 (8.2-8) 知, 线性谐振过电压仅由  $\mu/\omega_0 = R/2\sqrt{L/C}$  决定。例如, 要求工频电压  $U_{Cm}/E < 1.3$ , 则应有  $\mu/\omega_0 > 0.42$ , 即  $R > 0.84 \sqrt{L/C}$ 。

## 2 分布参数电路的波过程

电磁波的传播过程叫做波过程。在冲击波的作用下, 输电线路、电缆、变压器绕组、电机绕组等元件的等值电路都要用分布参数电路来表示, 也可以说, 波过程就是分布参数电路的过渡过程。分布参数电路最根本的特点在于电压、电流不但是时间  $t$  的函数, 而且是位置  $x$  的函数。

电力系统中出现的过电压都是以波的形式出现的, 掌握波的传播过程及其规律, 是研究电力系统过电压的理论基础。

### 2.1 线路的波过程

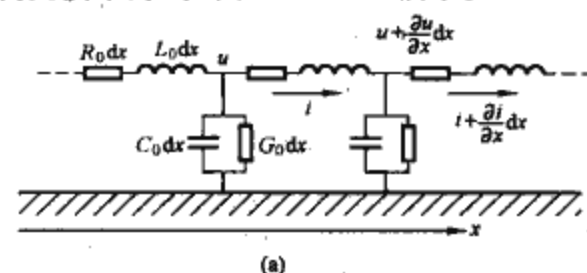
#### 2.1.1 波在单根均匀无损导线上的传播

实际的输电线路是多导线的, 讨论波在单根均匀无损导线上的传播规律和计算方法, 是研究波在平行多导线中传播的前提。

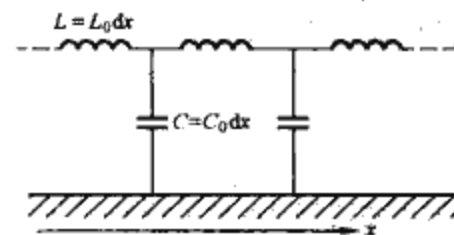
##### 2.1.1.1 单根输电线路的等值电路

计及导线的电感、电阻、对地电容及电导沿线的分布性, 可用若干个  $\pi$  型链组成的电路来等效, 如图 8.2-5(a) 所示, 图中  $L_0$ 、 $R_0$ 、 $C_0$ 、 $G_0$  分别表示导线单位长度上的电感、电阻、对地电容和电导。事实上, 它们并非常数, 但在分析波过程基本规律时, 可假定这些参数为常数。

一般情况下, 输电线路对地电导甚小, 可以略去; 导线与大地的电阻会使波衰减与变形, 其影响随波的传播距离而增加。但为简化分析, 可略去  $R_0$  和  $G_0$ 。不计  $R_0$  和  $G_0$  的导线称为无损导线, 如图 8.2-5(b) 所示。



(a)



(b)

图 8.2-5 均匀单根导线等效电路

(a) 单根导线的等效电路;

(b) 无损导线等效电路

## 2.1.1.2 波动方程及其解

为求出均匀无损线路上行波运动规律的一般表达式,可将图 8.2-5(b)中取出一个长度单元  $dx$  进行研究,如图 8.2-6 所示,则

$$\begin{aligned} du &= \left( u + \frac{\partial u}{\partial x} dx \right) - u = -L_0 dx \frac{\partial i}{\partial t} \\ di &= \left( i + \frac{\partial i}{\partial x} dx \right) - i = -C_0 dx \frac{\partial u}{\partial t} \end{aligned}$$

整理可得

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial x} &= -L_0 \frac{\partial i}{\partial t} \\ \frac{\partial i}{\partial x} &= -C_0 \frac{\partial u}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (8.2-9)$$

对式 (8.2-9) 求偏导,经整理,可得到下列电压波与电流波的偏微分方程

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} &= L_0 C_0 \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \\ \frac{\partial^2 i}{\partial x^2} &= C_0 L_0 \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \end{aligned} \right\} \quad (8.2-10)$$

以上是描述线路  $x$  点在时刻  $t$  的电压和电流的波动方程,它的解为

$$\left. \begin{aligned} u(x,t) &= u_f(x-vt) + u_b(x+vt) \\ i(x,t) &= [u_f(x-vt) - u_b(x+vt)]/Z \\ &= i_f(x-vt) + i_b(x+vt) \end{aligned} \right\} \quad (8.2-11)$$

式中,  $u_f$ 、 $u_b$  及  $i_f$ 、 $i_b$  是构成电压波与电流波的两个分量。

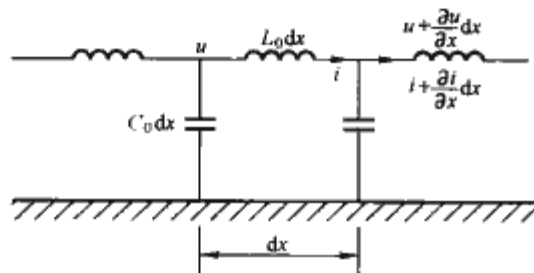


图 8.2-6 均匀无损单导线线路单元等效电路图

## 2.1.1.3 前(反)行波、波阻抗与波速

式 (8.2-11) 中  $u_f(x-vt)$  是  $(x-vt)$  的函数,随着时间  $t$  的增加,以速度  $v$  向  $x$  增加方向运动的,称为前行波;同样,  $u_b(x+vt)$  是  $(x+vt)$  的函数,随着  $t$  的增加,以速度  $v$  向  $x$  减少的方向运动的,称为反行波。因此可将式 (8.2-11) 式改写成

$$\begin{aligned} u(x,t) &= \vec{u} + \bar{u} \\ i(x,t) &= \vec{i} + \bar{i} \end{aligned} \quad (8.2-12)$$

式中,  $\vec{u} = u_f(x-vt)$ ,  $\bar{u} = u_b(x+vt)$ ;  $\vec{i} = i_f(x-vt)$ ,  $\bar{i} = i_b(x+vt)$ 。

不同极性的行波向不同的方向传播,需要规定正方向。电压波的符号只决定于导线对地电容上相应电荷的符号,和运动方向无关。而电流波的符号不但与相应的电荷符号有关,而且与电荷的运动方向有关。

电压波与电流波数值之间的关系是通过波阻抗  $Z$  相联系的

$$u = \pm \sqrt{L_0/C_0} i = \pm Z i \quad (8.2-13)$$

反映电压波与电流波关系的波阻抗为

$$Z = \sqrt{L_0/C_0} \quad (8.2-14)$$

行波的传播速度为

$$v = \pm \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}} \quad (8.2-15)$$

由式 (8.2-13) 可知,在无损均匀导线中,某点的正、反方向电压波与电流波的比值是一个常数  $Z$ ,该常数具有电阻的量纲—— $R$ ,称为导线的波阻抗。波阻抗虽然在形式上表示导线上电压波与电流波的比值,但其大小只决定于导线单位长度的电感和电容,且有正、负号,表示不同方向的流动波。

综上所述,可得出描述行波在均匀无损单根导线上传播的基本规律的六个方程。

$$\left. \begin{aligned} Z &= \sqrt{L_0/C_0} \\ v &= \pm \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}} \\ u(x,t) &= u_f + u_b \\ i(x,t) &= i_f + i_b \\ u_f &= Z i_f \\ u_b &= -Z i_b \end{aligned} \right\} \quad (8.2-16)$$

其物理意义是:波阻抗和波速都取决于导线的单位长度的电感和电容,正、负号表示行波传播的正、反方向;导线上任何一点的电压或电流,等于通过该点的前行波与反行波之和;前行波电压与电流之比等于  $+Z$ ;反行波电压与电流之比等于  $-Z$ 。从这六个方程出发,加上边界及起始条件,即可解决各种类型的波过程问题。

## 2.1.1.4 波的传播法则

(1) 折射系数与反射系数。如图 8.2-7 所示,导线 1 和导线 2 分别有不同的波阻抗  $Z_1$ 、 $Z_2$ 。两导线相连接于 A 点。沿导线 1 有一电压波  $u_{1f}$  向导线 2 传播,到达节点 A 的波称为入射波。在导线 1 中的反行波  $u_{1b}$  是  $u_{1f}$  在 A 点的反射所产生的,称为反射波。通过节点 A 后在导线 2 中产生的前行波  $u_{2f}$  是入射波  $u_{1f}$  在 A 点发生折射产生的波,称为折射波。为简化分析,假定导线 1 与导线 2 为无限长导线,讨论波在 A 点发生反射与折射。于是,由式 (8.2-16) 可得导线 1 上总的电压和电流为

$$\begin{aligned} u_1 &= u_{1f} + u_{1b} \\ i_1 &= i_{1f} + i_{1b} \end{aligned}$$

而导线 2 上的电压和电流为

$$\begin{aligned} u_2 &= u_{2f} \\ i_2 &= i_{2f} \end{aligned}$$

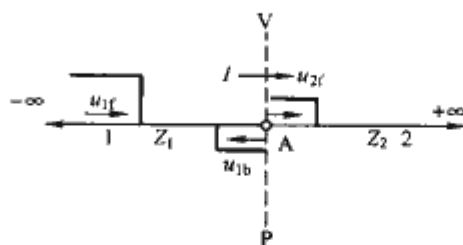


图 8.2-7 波的折射与反射

若导线 2 为无限长导线,则  $u_{2b}=0$ ,  $i_{2b}=0$ 。由于在节点 A 处只能有一个电压和电流值,因此  $u_1=u_2$ ,  $i_1=i_2$ , 则

$$\begin{aligned} u_{1f} + u_{1b} &= u_{2f} \\ i_{1f} + i_{1b} &= i_{2f} \end{aligned}$$

由式 (8.2-16) 得  $i_{1f} = u_{1f}/Z_1$ ,  $i_{2f} = u_{2f}/Z_2$ ,  $i_{1b} = -u_{1b}/Z_1$ , 代入上两式后得

$$u_{2f} = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} u_{1f} = \alpha u_{1f} \quad (8.2-17)$$

$$u_{1b} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} u_{1f} = \beta u_{1f} \quad (8.2-18)$$

式中:  $\alpha = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}$ ,  $\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}$ 。



$\alpha$  为折射电压波与入射电压波之比值, 称为电压波折射系数, 其值永为正值, 且  $0 \leq \alpha \leq 2$ 。 $\beta$  表示反射电压波与入射电压波之比值, 称为电压波反射系数, 其值可正可负, 且  $-1 \leq \beta \leq 1$ 。不难证明,  $\alpha$  和  $\beta$  之间的关系是  $1 + \beta = \alpha$ 。当线路末端开路时, 相当于在末端接一条波阻抗为  $\infty$  的导线, 用式 (8.2-17) 及式 (8.2-18) 可以算出  $\alpha = 2$ ,  $\beta = 1$ , 则  $u_{1b} = u_{1f}$ ,  $i_{1b} = -i_{1f}$ , 如图 8.2-8 所示。电压反射波与入射波叠加, 使末端电压上升一倍, 电流为零。即波到达开路的末端时, 全部磁场能量变为电场能量, 使电压上升一倍。

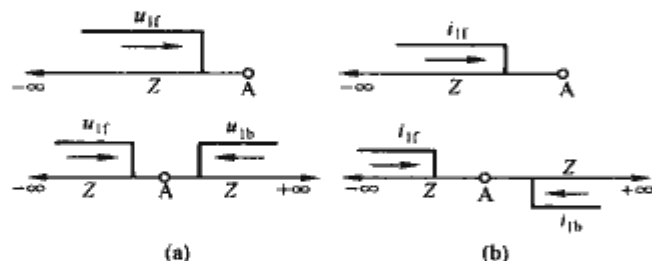


图 8.2-8 线路末端开路波的折、反射  
(a) 电压波; (b) 电流波

同样的方法, 当末端短路时, 可算出  $\alpha = 0$ ,  $\beta = -1$ ;  $u_{1b} = -u_{1f}$ ,  $i_{1b} = i_{1f}$ , 此时电压的反射波与入射波符号相反, 数值相等, 故末端电压为零, 电流上升一倍。也可理解为末端来了一个反行波, 同时使电流升高一倍, 即当波到达短路的末端时, 全部电场能量转变为磁场能量, 使电流上升一倍。

(2) 集中参数的等效电路。如图 8.2-9 所示, 若求折射波电压, 可以将一个内阻为  $Z_1$ , 电源为入射波电压两倍的  $2u_{1f}$  与波阻抗  $Z_2$  相连, 则  $Z_2$  两端压降即为折射波电压的  $u_{2f}$ 。这个等效电路叫作彼德逊等效电路, 其使用条件是线路  $Z_2$  中没有反行波, 或  $Z_2$  中的反射波尚未到达节点 A。

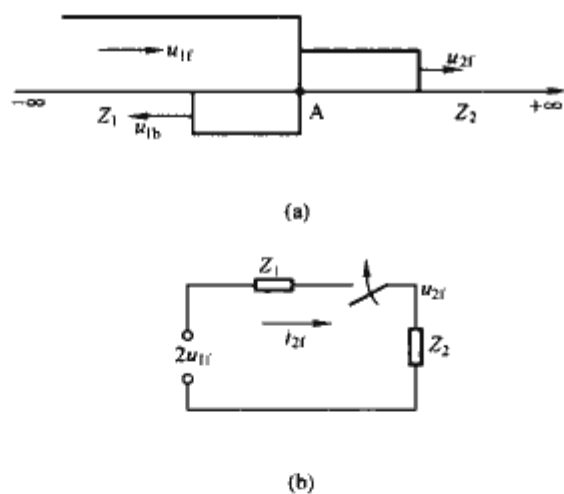


图 8.2-9 彼德逊等效电路  
(a) 接线图; (b) 等效电路

(3) 等值波法则。在实际电网中可能有多根不同线路连接于同一节点 X, 如图 8.2-10 所示, 各条线路的波阻抗分别为  $Z_1, Z_2, \dots, Z_n$ 。沿着这些导线可能有任意形状的电压波  $u_{1x}, u_{2x}, \dots, u_{nx}$  入射至 X 点。在 X 点还接有一负载阻抗  $Z_x$ , 如果需要计算 X 点的电压  $u_x(t)$ , 并求出从 X 点入射到各线路的电压  $u_{x1}, u_{x2}, \dots, u_{xn}$  (图 8.2-10a), 可根据边界条件求得

$$u_x + i_x Z_\Sigma = 2u_\Sigma \quad (8.2-19)$$

其中

$$Z_\Sigma = \frac{1}{\sum_{n=1}^n \frac{1}{Z_n}}$$

$$u_\Sigma = Z_\Sigma \sum_{n=1}^n \frac{u_{nx}}{Z_n}$$

与彼德逊法则比较, 同样可以得到一集中参数等效电路 (见图 8.2-10b), 用此电路可使计算简化。

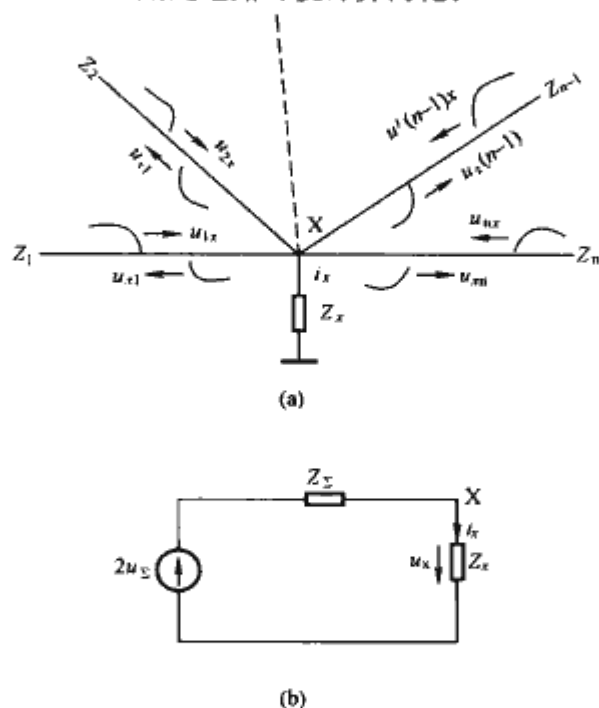


图 8.2-10 多根不同的导线连接于一个点的波过程  
(a) 波沿着多根导线入射到 X 点; (b) 等值波法则等效电路

求得  $u_x$  后, 可用式 (8.2-20) 算出由 X 点流向每条线路的电压波。

$$u_{xn} = u_x - u_{nx} \quad (n = 1, \dots, n) \quad (8.2-20)$$

并且这一电压经过  $\tau_{xn} = l_{xn}/v_n$  到达线路末端 n 点, 作为线路流向 n 点的入射波。

### 2.1.2 行波在无损耗平行多导线系统中的传播

前面分析的都是单导线的波过程, 实际上输电线路都是由多根平行导线组成的。例如装有避雷线的三相输电线路就有四根或五根平行导线, 还有同杆架设的双回路、多回路的输电系统。这时波在平行多导线系统中传播, 将产生相互的电磁耦合。

分析多导线中波过程时, 仍然假定为无损耗线路, 因而导线中波的运动可以近似看成是平面电磁波的传播。这样, 只需引入波速的概念, 就可以将静电场中的麦克斯韦方程运用于平行多导线系统。

如图 8.2-11 所示, 有 n 根彼此平行, 又与地面平行的导线, 它们的单位长度上的电荷分别为  $q_1, q_2, q_3, \dots, q_n$ 。若  $u_1, u_2, u_3, \dots, u_n$  是导线 1, 2, 3,  $\dots, n$  上的电压, 可写出下列方程组

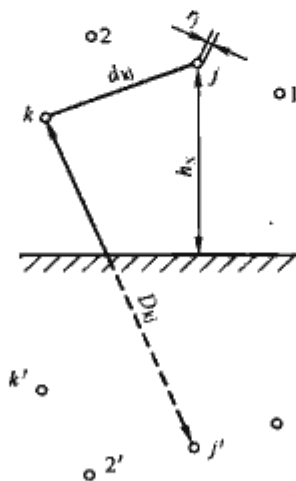


图 8.2-11 多导线系统及其镜像

$$\left. \begin{aligned} u_1 &= \alpha_{11}q_1 + \alpha_{12}q_2 + \cdots + \alpha_{1N}q_N \\ u_2 &= \alpha_{21}q_1 + \alpha_{22}q_2 + \cdots + \alpha_{2N}q_N \\ &\cdots \quad \cdots \\ u_N &= \alpha_{N1}q_1 + \alpha_{N2}q_2 + \cdots + \alpha_{NN}q_N \end{aligned} \right\} \quad (8.2-21)$$

式中:  $\alpha_{kk}$  与  $\alpha_{kj}$  是自电位系数与互电位系数, 它们的值决定于导线的几何尺寸和布置。可由下式计算

$$\left. \begin{aligned} \alpha_{kk} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_r\epsilon_0} \ln \frac{2h_k}{r_k} \\ \alpha_{kj} &= \frac{1}{2\pi\epsilon_r\epsilon_0} \ln \frac{D_{kj}}{d_{kj}} \end{aligned} \right\} \quad (8.2-22)$$

式中:  $h_k$  为导线  $k$  离地高度, m;  $r_k$  为导线  $k$  的半径, m;  $D_{kj}$  为导线  $k$  与导线  $j$  的镜像间的距离, m;  $d_{kj}$  为导线  $k$  与导线  $j$  间的距离, m。

若将式 (8.2-21) 中右边的电荷  $q_k$  乘以  $v$  便得到电流  $i_k$ , 即  $q_k v = i_k$ , 而电位系数除以速度  $v$  则具有阻抗的量纲, 这样可将式 (8.2-21) 改写为

$$\left. \begin{aligned} u_1 &= z_{11}i_1 + z_{12}i_2 + \cdots + z_{1N}i_N \\ u_2 &= z_{21}i_1 + z_{22}i_2 + \cdots + z_{2N}i_N \\ &\cdots \quad \cdots \\ u_N &= z_{N1}i_1 + z_{N2}i_2 + \cdots + z_{NN}i_N \end{aligned} \right\} \quad (8.2-23)$$

式中:  $z_{kk}$  为导线  $k$  的自波阻抗;  $z_{kj}$  为导线  $k$  与  $j$  间的互波阻抗。对架空线路

$$\left. \begin{aligned} z_{kk} &= \alpha_{kk}/C = 60 \ln \frac{2h_k}{r_k} \\ z_{kj} &= z_{jk} = \alpha_{kj}/C = 60 \ln \frac{D_{kj}}{d_{kj}} \end{aligned} \right\} \quad (8.2-24)$$

若导线上既有前行波, 又有反行波, 则对  $n$  根平行导线系统中的每一根导线 (如第  $k$  根导线), 可以列出方程

$$\left. \begin{aligned} u_k &= u_{kf} + u_{kb} \\ i_k &= i_{kf} + i_{kb} \\ u_{kf} &= z_{k1}i_{1f} + z_{k2}i_{2f} + \cdots + z_{kN}i_{nf} \\ u_{kb} &= -(z_{k1}i_{1b} + z_{k2}i_{2b} + \cdots + z_{kN}i_{nb}) \end{aligned} \right\} \quad (8.2-25)$$

式中:  $u_{kf}$  为导线  $k$  上的前行电压波;  $u_{kb}$  为导线  $k$  上的反行电压波;  $i_{kf}$  为导线  $k$  上的前行电流波;  $i_{kb}$  为导线  $k$  上的反行电流波。

$n$  根导线可列出  $n$  个方程组, 根据边界条件可以分析无损平行多导线系统中的波过程。但多导线之间存在着电磁耦合, 因此多导线系统的波过程不能孤立地看作彼此没有联系的单根导线的波过程, 它往往需借助于相模变换, 在模量中进行求解, 一旦变为模量, 单根均匀无损导线上的传播规律, 完全适用于每一个模量中。

随着电力工业的发展, 电力系统出现双回路、多回路并列运行。当两回线路共塔架线或塔间距离很近时, 导线之间会出现耦合问题, 如一回线路因检修或其他原因而退出运行, 或发生故障以及正常运行时, 均会对另一回正常运行的线路带来影响。当然, 线路采用不同的换位方式, 回路间的耦合是不同的。

对于多相线路, 或同杆架设的多回路输电系统, 为了使系统“参数平衡”, 往往采取“换位”的方式, 使输电线路成为“平衡线路”。特别对同杆架设的多回路输电线路, 出于减少“电磁耦合”对不同回路的影响, 有多种不同的换位方式, 通常有三段换位法和九段换位法, 它对回路间的电磁

耦合影响非常大。另外, 与导线的相序——正相序、逆相序的排列方式也是有关的。

## 2.2 变压器绕组中的波过程

雷电波沿输电线路侵入变电站, 使得变压器的绕组受到冲击电压的作用。由于变压器绕组本身是一个复杂的电感电容网络, 所以在冲击波作用下会引起强烈的电磁振荡过程。同时在绕组匝间、线盘间, 以及绕组对地部件间引起过电压与很高的电位梯度, 危及绕组的主绝缘和纵绝缘, 因此在确定变压器绝缘结构和变电站防雷保护接线时, 有必要研究在冲击波作用下, 变压器绕组中波过程的基本规律。

### 2.2.1 单绕组中的波过程

在冲击电压作用下, 除绕组的电感外, 必须计及绕组对地电容和纵向电容的影响, 把它看成具有分布参数的电路。单相变压器绕组等效电路如图 8.2-12 所示。图中  $L_0$  为沿绕组高度方向单位长度的电感,  $C_0$  和  $K_0$  分别为沿绕组高度方向单位长度的对地电容与匝间 (或线盘间) 电容。

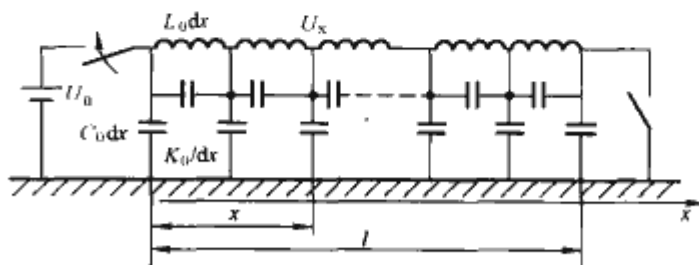


图 8.2-12 单相变压器绕组等效电路

如沿高度方向, 取长度为  $dx$  的一段来分析, 则这段电感和对地电容分别为  $L_0 dx$  和  $C_0 dx$ , 匝间电容为  $K_0/dx$ 。它与低频等效电路的不同点在于计及了对地和匝间的电容。这是因为在冲击电压作用时, 波前部分等值频率较高, 感抗比容抗大得多, 作用在主绝缘、纵绝缘上的过电压主要决定于  $C_0$ 、 $K_0$ , 而在冲击波尾部分, 等值频率下降, 故电感所起的作用加大, 同时由于容抗加大, 电容作用减小。若无穷长直角波作用于绕组时, 波前部分等值频率很高, 故等效电路只包含  $C_0$ 、 $K_0$  的电容链。而波尾部分等值频率很低,  $L_0$  相当于短路,  $C_0$ 、 $K_0$  相当于开路, 等值电路可视为一直流电阻。

由于冲击波作用于绕组在波首、波尾时的等效电路的变化, 与其相对应的波过程变化规律也不同, 我们可将绕组的电位分布按时间区分为三个不同阶段: 直角波开始作用瞬间, 由  $C_0$  和  $K_0$  决定电位的起始分布; 无穷长直角波长期作用时 (即  $t \rightarrow \infty$ ), 仅由绕组直流电阻决定的稳态电压分布; 由起始阶段向稳态过渡时, 即  $t=0$  起到时间趋向无穷大阶段。

现研究振荡过程中绕组各点、各个时刻的电压分布。

#### 2.2.1.1 起始电压分布与入口电容

由前分析可知, 决定起始电压  $u_0(x)$  分布的等值电路如图 8.2-13(a) 所示。沿绕组高度方向取一段  $dx$  来讨论, 如图 8.2-13(b) 所示。该段的对地电容为  $C_0 dx$ , 其匝间电容由于沿绕组的高度方向是串联的, 故应为  $K_0/dx$ 。

假设  $K_0/dx$  上有一电荷为  $Q$ , 即  $Q = \frac{K_0}{dx} du$ , 前一个  $K_0/dx$  上的电荷应为  $Q + dQ$ , 而  $dQ = C_0 dx u$ , 即

$$Q = k_0 \frac{du}{dx}$$

$$\frac{dQ}{dx} = C_0 u$$



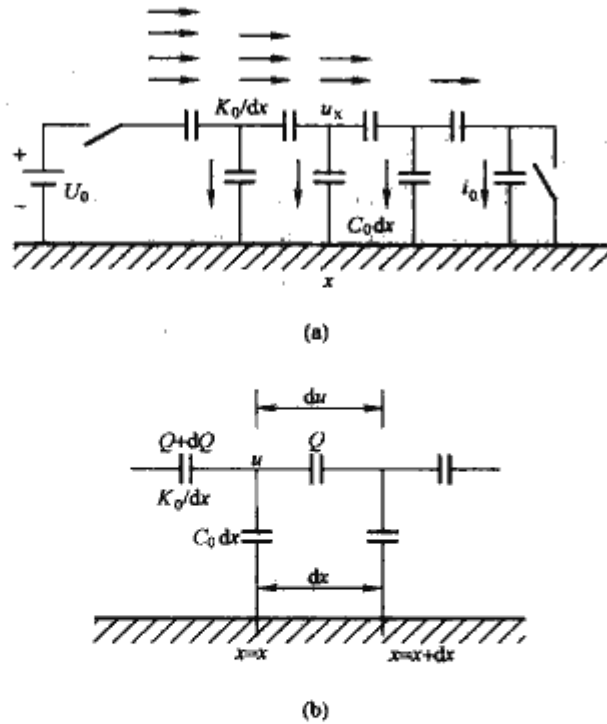


图 8.2-13 决定起始电压分布的等效电路图  
(a) 一个绕组的等效电路；(b) 绕组中一段小段的等效电路

合并化简以上两式得

$$\frac{d^2 u}{dx^2} - \frac{C_0}{K_0} u = \frac{d^2 u}{dx^2} - \alpha^2 u = 0 \quad (8.2-26)$$

式中  $\alpha = \sqrt{\frac{C_0}{K_0}}$

根据绕组接地与不接地边界条件，可求得当变压器绕组末端接地时

$$u(x) = U_0 \frac{\sinh \alpha(l-x)}{\sinh \alpha l} \quad (8.2-27)$$

当变压器绕组末端不接地时

$$u(x) = U_0 \frac{\cosh \alpha(l-x)}{\cosh \alpha l} \quad (8.2-28)$$

图 8.2-14 给出了不同  $\alpha l$  时的电压起始分布。可以看出， $\alpha l$  愈大，起始电压分布曲线下降愈快。对于未采取特殊措施的连续式绕组， $\alpha l$  的值约为 5~15，平均为 10。由于  $\alpha l > 5$  时， $\sinh \alpha l \approx \cosh \alpha l$ ，绕组末端接地或绝缘的起始电压分布，可用一个统一的公式来表达，即

$$u(x) = U_0 e^{-\alpha x} = U_0 e^{-\alpha \frac{x}{l}} \quad (8.2-29)$$

当  $C_0$  愈大时，由于它的分流，将使沿  $K_0$  中通过的电流沿绕组高度的不同，线段中的差别也愈大，因而使电压分布愈不均匀。当减小  $\alpha$  时，可使电压分布不均得到改善，极限情况下  $\alpha=0$ ，即完全消除  $C_0$  的影响，沿绕组电压分布将均匀，对中性点绝缘的变压器，绕组始末端为同一电位；中性点接地的变压器，沿绕组电压分布为一斜直线，即电压自始端至末端均匀下降。 $\alpha$  愈大，大部分压降在绕组首端附近，绕组首端的电位梯度  $|du/dx|$  最大，其值为

$$\left. \frac{du}{dx} \right|_{x=0} = \alpha U_0 = \frac{U_0}{l} \alpha l \quad (8.2-30)$$

上式表明，在  $t=0^+$  时，绕组首端 ( $x=0$ ) 的电位梯度比平均值  $U_0/l$  大  $\alpha l$  倍，因此，对绕组首端的绝缘应采取保护措施。

当分析变电站防雷保护时，变压器可用归算至首端的对地电容来代替，通常叫做入口电容。它的数值为

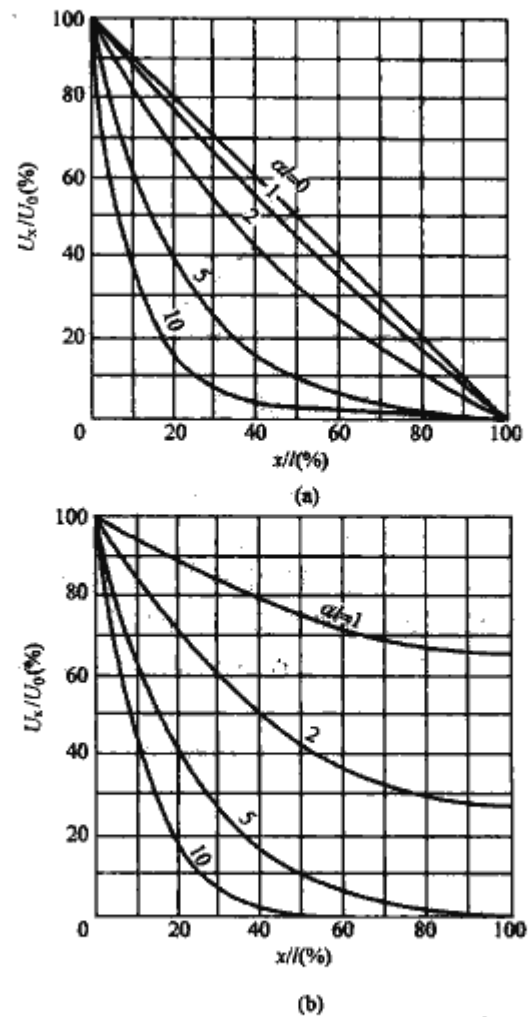


图 8.2-14 当  $\alpha l$  不同时的起始电压分布  
(a) 绕组末端接地；(b) 绕组末端开路

$$\begin{aligned} C_T &= \frac{Q_{x=0}}{U_0} = \frac{1}{U_0} K_0 \left( \frac{du}{dx} \right)_{x=0} = \frac{1}{U_0} K_0 \alpha U_0 \\ &= K_0 \alpha = \sqrt{C_0 K_0} = \sqrt{C_0 l \frac{K_0}{l}} = \sqrt{CK} \end{aligned} \quad (8.2-31)$$

式中： $C$  为变压器绕组总的对地电容，F； $K$  为变压器绕组总的匝间电容，F。

即为变压器绕组全部对地电容、匝间电容的几何均值。

变压器绕组入口电容与其结构有关，不同电压等级变压器的入口电容列于表 8.2-1 中，对于纠结式绕组，因匝间电容增大，其入口电容比表 8.2-1 的数值大。

表 8.2-1 变压器高压绕组入口电容

额定电压 (kV)	35	110	220	330	500
入口电容 (pF)	500~1000	1000~2000	1500~3000	2000~5000	4000~5000

### 2.2.1.2 稳态电压分布

由前分析可知，确定绕组稳态电压分布时， $C_0$ 、 $K_0$  均开路，电感相当于短路，故只决定于绕组的电阻。当绕组中性点接地时，电压自首端 ( $x=0$ ) 至中性点 ( $x=l$ ) 均匀下降；而中性点绝缘时，绕组上各点对地电位均与首端对地电位相同，如图 8.2-15 所示。

### 2.2.1.3 过渡过程中绕组各点的最大对地电位包络线

由于电压沿绕组的起始分布与稳态分布不同，加之绕组是分布参数的振荡回路，故由初始状态到达稳态分布必有一个振荡过程。在振荡过程中绕组各点出现的最大电位的时间不同，如图 8.2-15 所示。如果把  $t_1$ 、 $t_2$  直至  $t=\infty$  各个时刻振荡过程中绕组各点出现的最大电位记录下来，并连成最大

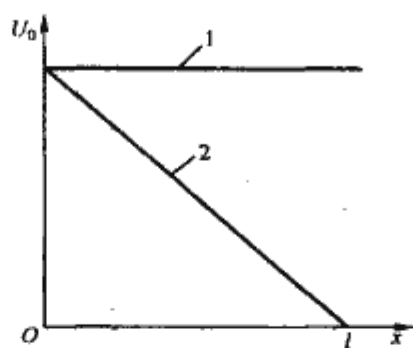


图 8.2-15 中性点绝缘与中性点接地时  
稳态电压分布

1—中性点绝缘；2—中性点接地

电位包络线（见图 8.2-16 中曲线 1）。若不计损耗，作定性分析，可将图 8.2-17 中的稳态电压分布曲线与初始电压分布曲线 1 的差值曲线 4 叠加到稳态电压分布曲线 2 上（见图 8.2-16 中曲线 3），则可近似地描述绕组中各点的最大电位包络线。

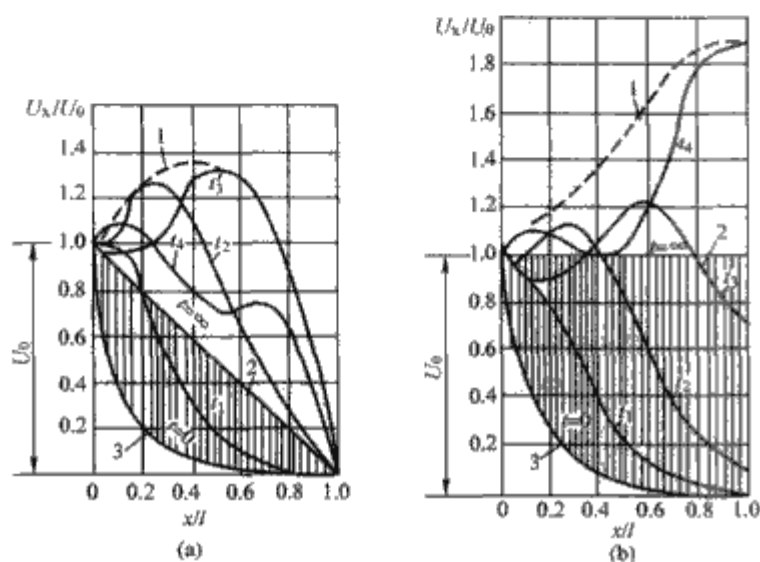


图 8.2-16 各个时刻电压分布  
(a) 中性点接地；(b) 中性点绝缘  
( $t_1 < t_2 < t_3 < t_4$ )

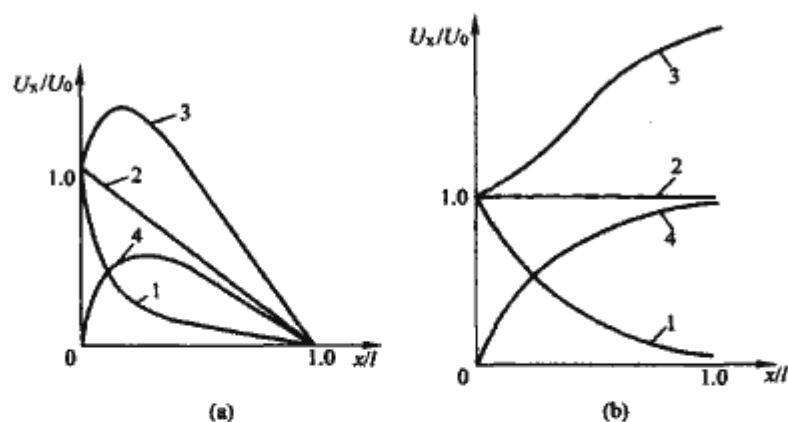


图 8.2-17 最大对地电位包线  
(a) 中性点接地；(b) 中性点绝缘

由图 8.2-16 可知，末端接地的绕组中，最大电位将出现在绕组首端附近，其值可达  $1.4U_0$  左右；末端不接地的绕组中最大电位将出现在中性点附近，其值可达  $1.9U_0$  左右。实际的绕组内总是有损耗的，因此最大值将低于上述值。此外，在振荡过程中绕组各点的电位梯度也有变化，绕组各点将在不同时刻出现最大电位梯度，这对绕组的设计与纵绝缘保护是非常重要的参数。

### 2.2.2 绕组间波的传递

当冲击电压波侵入变压器的一个绕组时，由于绕组间的

电磁耦合，在未直接受到冲击电压波作用的绕组上也会出现过电压，这就是绕组间的电压传递，它包含静电耦合与电磁耦合两个分量。

传递电压的电磁分量与变比有关。在三相绕组中，电磁分量的数值还与绕组的接线方式、来波相数等有关。由于低压绕组相对的冲击强度（冲击试验电压与额定相电压之比）较高压绕组大得多，因此凡高压绕组可以耐受的电压（加避雷器保护）按变比传递至低压侧时，对低压绕组亦无危害。

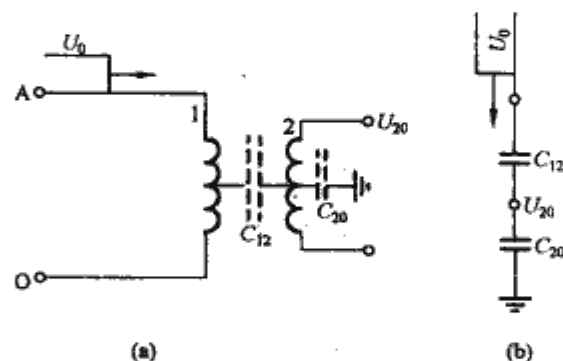


图 8.2-18 绕组间的静电耦合  
(a) 接线图；(b) 等效电路

但对静电耦合分量则不同，它的大小决定于高低压绕组之间的电容、低压绕组对地电容及入射波的陡度。两个绕组电容耦合的等效电路如图 8.2-18(b) 所示。电压  $U_{20}$  可由下式求得

$$U_{20} = \frac{C_{12}U_0}{C_{12} + C_{20}} \quad (8.2-32)$$

其中  $C_{12}$ 、 $C_{20}$  分别是高低压绕组之间及低压绕组对地的电容（包含与低压绕组相连的设备及线路）。当低压侧开路时， $C_{20}$  只有变压器绕组本身的一个很小的对地电容，因此可能出现  $C_{12} \gg C_{20}$ ，此时  $U_{20} \approx U_0$ 。即高压绕组上的电压全部加到低压绕组上，从而可能造成低压绕组的损坏。若在低压绕组开路后还接有一段电缆，则由于电缆对地电容较大，即  $C_{20}$  增大，一般来说，静电耦合分量仍很低，对低压绕组没有危险。

### 2.3 旋转电机绕组中的波过程

旋转电机的绕组与变压器绕组相比，在结构上具有一系列的特点。电机绕组的线圈深嵌在定子铁心的槽中，且大容量电机多为单匝，对于不在同一槽中的各线圈及各匝来讲，它们之间的纵向电磁耦合都比较弱，若略去匝间电容的影响，则发电机绕组的等值电路与输电线路一样，即可认为电机绕组具有一定的波阻抗，入射到绕组端部的冲击波以一定的速度沿绕组传播。电机绕组结构的另一个特点是，绕组可分槽内、槽外两部分。这两部分由于绝缘介质不同，对地高度不一样，因此槽内、外波阻抗  $Z$  及速度  $v$  均不同。通常所说的波阻抗、波速只是槽内外的平均值。

电机绕组的波阻抗与其匝数、电压等级及额定容量有关，一般随容量增大而减小，随额定电压提高而增加。同时，电机绕组的波速也随容量的增加而下降。通常电机绕组的波阻抗  $Z$  在  $200 \sim 1000 \Omega$  的范围内变化。在电机绕组的槽内部分波速只有  $10 \sim 23 \text{ m}/\mu\text{s}$ 。

若在直角波作用下，对中性点不接地的发电机，在中性点处最大对地电位可达首端电压的两倍。也就是说，中性点附近的主绝缘所承受的电压将达到来波电压的两倍，随着反射波向首端推进，这个两倍电压将逐渐作用在主绝缘上。若降低来波陡度，使之在波头部分已在绕组中产生了很多次



折、反射，将会有效地降低末端开路电压；加之损耗的存在，会使波的幅值下降。根据对大量电机的计算结果表明，如果将来波陡度限制在  $2\text{kV}/\mu\text{s}$  以下，电机绕组中性点附近的电压几乎与首端电压相等。估算绕组中的最大纵向电位梯度时，可以近似认为仅由侵入绕组的前行电压波造成。

设绕组端部侵入的过电压波具有陡度为  $\alpha$  ( $\text{kV}/\mu\text{s}$ ) 的斜角波头，我们可以求得作用在匝间绝缘上的电压  $U$  ( $\text{kV}$ ) 为

$$U = \alpha l / v \quad (8.2-33)$$

式中： $l$  为匝长， $\text{m}$ ； $v$  为波速， $\text{m}/\mu\text{s}$ 。

由上式可知，波的陡度  $\alpha$  愈大，匝长愈长或波速愈小，则作用在匝间的电压  $U$  也愈大。为了降低匝间电压，以保护绕组的匝间绝缘，必须采取可靠措施限制侵入波的陡度。

实际运行经验与研究结果表明，为使一般电机的匝间绝缘不致损坏，应将侵入波的陡度限制在  $5\text{kV}/\mu\text{s}$  以下；对电机的中性点的绝缘，只要侵入波的陡度限制在  $3\text{kV}/\mu\text{s}$  以下，就不会受到破坏。

## 第 3 章 交流电力系统中性点接地方式

### 1 中性点接地方式的类型及特点

交流三相电力系统中性点接地方式是指电力系统的中性点（通常是变压器或发电机的中性线或中性点）与地连接的方式。

目前，电力系统中性点接地方式有：

(1) 中性点直接接地系统，它是指中性点直接接地的系统。

(2) 中性点绝缘（不接地）系统，它是指除了用于保护或测量之目的而经高阻抗接地外，中性点无意与地连接的系统。

(3) 中性点经阻抗接地系统，它是指为限制故障电流，中性点通过阻抗接地的系统。

(4) 谐振（中性点经消弧线圈）接地系统，它是指一个或多个中性点通过电抗器接地的系统，电抗器用以近似补偿单相接地故障电流的容性分量。

(5) 电阻接地系统，它是指为限制故障电流，电力系统中至少有一根导线或一点经电阻接地的系统。

由于接地故障电流的大小与系统阻抗有关，因此，中性点接地方式一般以系统的零序与正序电抗之比  $\alpha = X_0/X_1$  作为划分标准，就其主要运行特征而言，国内外都将中性点接地方式归纳为两大类：

(1) 中性点有效接地方式，即系统在各种条件下应该使零序与正序电抗之比  $\alpha$  为正值并且不大于 3，而其零序电阻与正序电抗之比  $R_0/X_1$  为正值并且不大于 1。有效接地方式包括中性点直接接地与经小阻抗接地。

(2) 中性点非有效接地方式，不属于中性点有效接地方式规定范围的接地方式均为中性点非有效接地方式，包括中性点绝缘（不接地）、中性点经高电阻、非线性电阻或经消弧线圈接地等。

电力系统中性点接地方式是涉及电力系统接地故障电流、保护设备的工作条件、过电压水平、对通信线路的干扰以及电力系统运行可靠性等许多方面的综合性技术问题。它的选择取决于合理的技术经济指标。因此，各国各级电力网中性点接地方式不完全相同，其考虑的条件有：

(1) 电气一次设备的制造水平与电力系统的建设投资。如不同的中性点接地方式会影响对断路器的开断能力，及对变压器等的动、热稳定性的要求。

(2) 电力系统的运行费用及故障的复杂程度。如影响设备维修费用及故障损失、继电保护方式的选择性、电力系统的电磁暂态、机电暂态的发展和系统稳定运行。

(3) 影响对二次设备，包括继电保护、通信、铁路信号、自动化等的适应性。如对二次设备的电磁干扰。

(4) 影响电力系统非对称接地故障引起的工频过电压，进而影响保护设备的工作条件、电力系统的过电压水平和绝缘水平及稳定运行的允许条件。

我国 110kV 及以上电压等级的电力网均为中性点有效接地系统，66kV 及以下电力网均为非有效接地系统。近年来，有些 10kV 电缆电力网中性点采用了经低电阻的接地

方式。

#### 1.1 中性点非有效接地

##### 1.1.1 中性点非有效接地方式的适用范围

当电力系统内在同一点发生单相短路或三相短路时，故障点的单相短路电流  $I_d^{(1)}$  与三相短路电流  $I_d^{(3)}$  之比有下列关系

$$\frac{I_d^{(1)}}{I_d^{(3)}} = \frac{3}{2 + \frac{X_0}{X_1}} \quad (8.3-1)$$

式中： $X_0$ 、 $X_1$  为归并到故障点的综合零序与正序电抗。

如果 A 相发生接地故障，若不考虑长线特性时，则非故障相 B 或 C 的对地电压为

$$U_B = U_C = KU_P \quad (8.3-2)$$

$$K = \sqrt{(1.5\alpha)^2 / (\alpha + 2)^2 + \frac{3}{4}} \quad (8.3-3)$$

式中： $U_P$  为系统最高运行相电压； $K$  为接地故障因数； $\alpha = X_0/X_1$ 。

式 (8.3-1) 及式 (8.3-2) 表明，中性点非有效接地时，中性点接地阻抗大 ( $\alpha = X_0/X_1$  大)，单相接地时的接地故障电流小，从而故障电流产生的危害也小。但单相接地故障时的健全相电压要高，对系统绝缘设备不利。

DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》中对我国中性点非有效接地方式的适用范围做了如下规定：

(1) 3kV~10kV 不直接连接发电机的系统和 35kV、66kV 系统，当单相接地故障电容电流不超过下列数值时，应采用不接地方式；当超过下列数值又需在接地故障条件下运行时，应采用消弧线圈接地方式：

1) 3kV~10kV 钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的系统和所有 35kV、66kV 系统，10A。

2) 3kV~10kV 非钢筋混凝土或非金属杆塔的架空线路构成的系统，当电压为：

a. 3kV 和 6kV 时，30A；

b. 10kV 时，20A。

3) 3kV~10kV 电缆线路构成的系统，30A。

(2) 3kV~20kV 具有发电机的系统，发电机内部发生单相接地故障不要求瞬时切机时，如单相接地故障电容电流不大于表 8.3-1 所示允许值时，应采用不接地方式；大于该允许值时，应采用消弧线圈接地方式，且故障点残余电流也不得大于该允许值。消弧线圈可装在厂用变压器中性点上，也可装在发电机中性点上。

表 8.3-1 发电机接地故障电流允许值

发电机额定电压 (kV)	发电机额定容量 (MW)	电流允许值 (A)
6.3	$\leq 50$	4
10.5	50~100	3
13.8~15~75	125~200	2
18~20	$\geq 300$	1

注 对额定电压为 13.8~15.75kV 的氢冷发电机为 2.5A。



发电机内部发生单相接地故障要求瞬时切机时,宜采用高电阻接地方式。电阻器一般接在发电机中性点变压器的二次绕组上。

### 1.1.2 中性点非有效接地方式的特点

当系统不大,线路主要是架空线路,网络结构相对比较简单,运行方式变化范围不很大时,采用中性点不接地方式有很多明显的优势。

首先,由于系统中性点绝缘,单相接地故障电流  $I_d^{(1)}$  很小,仅为对地的电容电流,一般小于1%三相短路电流  $I_d^{(3)}$ 。因此,单相接地故障的电弧(小于10A时)可以瞬间自行熄灭。对单相永久性接地故障,在一定时间内可以带故障运行,避免了过多的跳闸现象,供电可靠性提高。由于单相接地故障点的电流很小,故障电流产生的危害也小,故障点被熔断或绝缘子被烧伤的可能性减少,跨步电压和接触电位都较低,使人身伤亡和弱电设备的损坏率都显著降低,人身及设备的安全性较好。

短路电流对通信线路干扰包括静电干扰和电磁干扰。小电流接地系统单相接地短路电流产生电磁感应电动势值小,因此,对邻近通信线路、信号系统的电磁干扰也小。干扰主要是在单相接地以后中性点电位抬高产生对通信线路的静电感应问题。

中性点不接地方式的主要缺点表现在单相接地时健全相上的工频电压升高等于或略大于线电压。在此基础上发展的操作过电压比较高,最高可达(4~4.5)p.u.(基准值为系统最高运行相电压  $U_p$ ),对系统绝缘设备不利。相对而言,中性点不接地方式的绝缘水平最高(这对电压等级比较低的3~66kV配电系统,其技术经济影响并不大)。

其次,当接地故障电容电流较大时,电弧不能自熄,电弧的延伸可能波及到结构紧凑的户内开关柜的邻相,从而造成相间短路跳闸。当接地故障电流较小时,又有可能引起间歇性弧光接地过电压,导致异地异相设备绝缘损坏。最后还易出现电磁式电压互感器饱和导致的谐振以及电压互感器熔丝熔断等,因而,为了提高供电可靠性,出现了中性点或经消弧线圈、或经高电阻、或经非线性电阻等其他类型的中性点非有效接地方式。

从继电保护的观点看,由于中性点非有效接地系统单相接地短路电流小,接地保护的选择性很难获得,同时实现的方式也复杂得多。

## 1.2 中性点有效接地

### 1.2.1 中性点有效接地方式的适用范围

由式(8.3-1)及式(8.3-2)表明,中性点有效接地时,中性点接地阻抗小( $\alpha=X_0/X_1$ 小),单相接地时的接地故障电流很大,故障电流产生的危害大,但单相接地故障时的健全相电压低,从而对系统绝缘设备有利。

DL/T 620—1997 中对我国中性点有效接地方式的适用范围做了如下规定:

(1) 110~500kV 系统应该采用有效接地方式。

(2) 110kV 及 220kV 系统中变压器中性点直接或经低阻抗接地,部分变压器中性点也可不接地。

(3) 330kV 及 500kV 系统中不允许变压器中性点不接地运行。

### 1.2.2 中性点有效接地的特点

中性点接地方式对绝缘所承受的电压有较大的影响。在中性点有效接地系统中,单相接地时工频电压升高,小于80%线电压,相对地的绝缘所承受的长期最大工作电压接

近相电压,而中性点非有效接地系统中,单相接地时工频电压升高到大于或等于110%线电压,且允许带接地故障运行几个小时,长期最大工作电压接近线电压。两者所选用的避雷器也是不同的,前者避雷器的额定电压相对较低,避雷器的保护水平亦较低,所以,中性点有效接地系统中,变电站电气设备的雷电过电压和操作过电压水平比非有效接地系统要低,约低20%~30%。

随着电网电压等级的提高,输变电设备的绝缘部分的费用在总投资中的比重愈来愈大。尤其是超高压系统更为显著。如果中性点采用有效接地的方式,绝缘水平可下降,其经济效益是十分显著的。所以,我国高压、超高压110~750kV系统中性点均采用有效接地方式。

此外,系统采用中性点有效接地方式时的另一个优点是,继电保护可做到简单而有选择性(如采用零序电流保护)。

中性点有效接地方式的缺点恰恰与中性点有效接地方式相反。由于单相接地故障电流  $I_d^{(1)}$  很大,可能达到100%  $I_d^{(3)}$ (三相短路电流)或更大,断路器、变压器等高压电器的工作条件较为苛刻。如断路器动作次数多,且须按  $I_d^{(1)}$  与  $I_d^{(3)}$  中的较大者考虑其开断能力。故障电流产生的危害也大,故障点被熔断或绝缘子被烧伤的可能性增多,跨步电压和接触电位都较高,使人身伤亡和设备的损坏率都显著提高,所以要求尽快切除故障,供电可靠性较差,一般须备以重合闸补救或双回线供电。

大电流接地系统单相接地短路电流零序分量伴生的电磁场,将对邻近通信线路、信号系统产生电磁感应,此外,电网中的高次谐波还对通信线路产生干扰,干扰可使通信线路得到对设备绝缘和人身危险的电压,使信号设备误动作的电压以及影响通信质量的杂音电压。问题最大的是电磁感应产生的危险电压。

我国110kV和220kV变压器中性点在系统规模不大时,一般采用直接接地方式。当系统发展、电源容量较大时,过小的零序电抗将会导致单相短路电流大于三相短路电流,给运行带来诸多问题。为了提高零序阻抗,减少短路电流,我国110kV和220kV系统中采用了将部分变压器中性点不接地,或经小电抗接地的措施。减少了流过变压器的短路电流,减轻了短路电流电动力对变压器绕组的损害和对断路器的开断能力要求。

## 1.3 中性点经阻抗接地

### 1.3.1 谐振(中性点经消弧线圈)接地方式

#### 1.3.1.1 谐振接地方式的适用范围

谐振接地属中性点非有效接地方式。

在我国中性点不接地的3~66kV的电网中,由于雷击等原因引起的单相闪络故障比重很大,约占65%。在单相接地电容电流很小(如10A以下)时,实验证明单相接地电弧能够自熄,如果超过10A以上时(具有发电机的电网单相接地电流大于5A),单相接地电弧可能不自熄,容易发展成相间短路或烧伤导线,有时还会产生间歇性弧光接地过电压和谐振过电压。为了避免中性点不接地系统中的这些弊病,可以采用谐振接地方式,在电网中性点和地之间接入消弧线圈,以补偿接地故障的电容电流。

#### 1.3.1.2 谐振接地的特点

我国已有多年的消弧线圈运行经验。中性点经消弧线圈接地时单相接地故障电流最小,仅等于残余电流。一则有利自行熄弧,约有60%~80%的故障能自动消除,避免了过



多的跳闸现象,或不要求立即跳闸,供电可靠性较高;二则故障电流产生的危害也小,故障点被熔断或绝缘子被烧伤的可能性减少,跨步电压和接触电位都较低,人身及设备的安全性较好。断路器也可以仅按三相短路电流  $I_d^{(3)}$  考虑其开断能力。此外,由于单相接地短路电流小,产生电磁感应电动势值小,因而对邻近通信线路、信号系统的电磁干扰也小。

谐振接地方式的主要缺点有:

(1) 单相接地时的健全相工频电压升高接近线电压,比较高,与此相关的操作过电压也比较高。当线路发生单相或两相断线,或断路器非全相操作时,网络中有零序电压,三相系统的对称性严重破坏,有可能引起串联谐振过电压,或通过电容耦合,转移成高幅值的传递过电压。因此,相对中性点有效接地方式,谐振接地系统的过电压倍数,及绝缘水平都比较高。

(2) 若在高压电网,如 110kV 电网中,采用中性点经消弧线圈接地,因电网电压较高,单相接地故障电流中的电晕电流分量较大,后者是有功分量,电容电流不能被消弧线圈充分补偿,加之接地故障电流可能超过 10A,所以消弧会出现困难。

(3) 当运行方式变化范围很大,如切合线路时,要改换消弧线圈抽头,需要熟练的运行和维护技术。

(4) 由于单相接地电流小,实现选择性接地保护比较困难。

(5) 消弧线圈接地系统需要在中性点增加接地变压器和消弧线圈等设备,这些装备需要的费用相对较高。

(6) 当线路较长,或大量敷设电缆,或网络结构比较复杂时,虽然装了消弧线圈,由于单相接地电容电流较大,且运行方式经常变化,消弧线圈调整会出现困难。

### 1.3.1.3 谐振接地方式中消弧线圈的应用

(1) 消弧线圈的运行方式。消弧线圈是一个铁心有气隙的可调电感线圈 ( $L$ ),其伏安特性相对来说不易饱和,它接在中性点和地之间。当发生单相接地时,可形成与接地电流大小接近但方向相反的感性电流以补偿容性电流,从而使接地处的电流变得很小或接近于零,当电流过零电弧熄灭后,消弧线圈还可减小故障相电压的恢复速度,从而减小电弧重燃的可能性。

若接地的电容电流分量全部被消弧线圈的电感电流所补偿,即完全谐振的全补偿状态时,接地电流为零,电弧不存在,但此时消弧线圈中性点位移电压  $U_0$  将很高,这是不能允许的。因此,实际上总是将  $L$  值选择的与完全谐振有所差别。我们通常用脱谐度 ( $\gamma = 1 - \omega_0^2 / \omega^2$ ) 表示脱离谐振的程度 (其中  $\omega_0$  为忽略损耗电阻时零序网络的自振角频率,  $\omega$  为电源角频率)。

脱谐度的选择应照顾到两个方面:脱谐度大,可降低中性点位移电压;但脱谐度过大,将使线路接地电流太大,电弧不易熄灭。因此合理地选择脱谐度才能使消弧线圈正常运行。正确选择脱谐度的条件是:

1) 消弧线圈接地系统,在正常运行情况下,中性点的长期电压位移不应超过系统标称相电压的 15%。

2) 保证消弧线圈接地系统单相接地时故障点的残余电流不宜超过 10A,满足自熄条件。必要时可以将系统分区运行。

一般脱谐度均选在 10% 左右。当然,这种要求对于运行方式经常变化的系统是有一定困难。

使  $L$  值错开谐振有两种办法,一是使  $L$  值小一些,即

电感电流大于电容电流,此时  $\gamma$  值为负,这叫过补偿;另一种是使  $L$  值大一些,此时,  $\gamma$  值为正,这叫欠补偿。在欠补偿的情况下,接地点的电流是容性的,当系统运行方式变化时,如电网有一条线路跳闸 (电网对地自部分电容减小),或当线路非全相运行 (此时电网一相或两相对地自部分电容减小),或中性点电压  $U_0$  偶然升高时,使消弧线圈饱和而致  $L$  值自动变小,会产生严重的中性点位移,甚至有可能成为完全补偿而出现谐振。因此,消弧线圈一般应采取过补偿的方式。

(2) 消弧线圈的容量。消弧线圈的容量应根据系统 5~10 年的发展规划确定,并按下式计算

$$W = 1.35 I_C \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (8.3-4)$$

式中:  $W$  为消弧线圈的容量, kVA;  $I_C$  为接地电容电流, A;  $U_n$  为系统标称电压, kV。

(3) 系统中消弧线圈的装设地点。在选择消弧线圈的安装地点时应当注意:

1) 应保证系统在任何运行方式下,断开一、二回线路时,大部分电网不致失去补偿。

2) 消弧线圈宜分散安装,不应将多台消弧线圈集中安装在系统中的一处。

3) 消弧线圈是电网的零序负荷,所以它宜装在零序阻抗较小的设备的中性点上,例如,接于 YNd 或 YNynd 接线的变压器中性点上,也可接于 ZNyn 接线的变压器中性点上。

4) 消弧线圈的容量与所在变压器的容量应有一定比例,以防止在持续性的金属性接地故障时 (此时应能运行 2h) 变压器不致过热。为此,接于 YNd 接线的双绕组或 YNynd 接线的三绕组变压器中性点上的消弧线圈的容量,不应超过变压器三相总容量的 50%,并不得大于三绕组变压器的任一绕组的容量。

如需将消弧线圈接于 YNyn 接线的变压器中性点,消弧线圈的容量不应超过变压器三相总容量的 20%,但不应将消弧线圈接于零序磁通经铁心闭路的 YNynd 接线的变压器,如外铁型变压器或三台单相变压器组成的变压器组。

5) 如变压器无中性点或中性点未引出,应装设专用接地变压器,其容量应与消弧线圈的容量相配合。

6) 具有发电机的系统若采用消弧线圈接地方式时,应注意接地故障残余电流的允许阈值。

(4) 自动跟踪消弧线圈的应用。长期以来,我国电力系统中使用的是不带电调整分接头的非自动调谐的消弧线圈。这种手动调匝式的消弧线圈在使用中存在以下问题:

1) 调节不方便,必须退出运行才能调换分接头。

2) 因为没有实时监测电网电容电流的设备,无法作出准确的判断,因此很难保证合理的脱谐度。

3) 如果电网运行方式经常变化,手动的消弧线圈不可能始终运行在最佳档位,消弧线圈的补偿作用不能得到充分发挥。如果电网规模扩大的速度过快,原有的消弧线圈容量已不够,可能会处于欠补偿状态下运行。

近年来,系统中使用了一些自动跟踪补偿的消弧线圈。自动跟踪补偿消弧线圈按改变电感方法的不同,大致可分为有分接头的调匝式,有可动铁心的可调气隙式,用直流偏磁调节的消弧线圈等。从原理上讲,自动跟踪补偿的消弧线圈可以自动适时地监测跟踪电网运行方式的变化,快速地调节消弧线圈的电感值,以跟踪补偿变化的电容电流,使脱谐度始终处于规定的范围内。该装置一般在可调的电感线圈下串



有阻尼电阻,它可以限制在调节电感量过程中可能出现的中性点电压升高,以满足相关规程要求不超过相电压的15%。当电网发生永久性单相接地故障时,阻尼电阻可由控制器将其短路,以防止损坏。它可以将电容电流补偿到合理的范围内,减轻了运行维护工作,提高了消弧线圈动作的成功率。

目前,系统中自动跟踪补偿消弧线圈的运行经验不足,还缺乏制定适当的标准和规范,其性能、产品质量、可靠性还都有待于改进,且尚须提高谐振接地系统的接地选线技术与之相配合。

### 1.3.2 中性点经电阻接地

#### 1.3.2.1 中性点经电阻接地方式的适用范围

近几年来,城市10kV配电网发展很快,大量敷设电缆。当发生单相接地时,由于接地电容电流较大,电弧不能自熄,会产生弧光接地过电压,且往往会发展为两相短路。虽然装了消弧线圈,但消弧线圈的调整跟不上运行方式的变化,所以,配电网采用中性点经电阻接地方式越来越多。通过接地电阻释放弧光接地过电压的电磁能量,降低中性点的电位和故障相恢复电压的上升速度,从而减少了电弧重燃的可能性,抑制了过电压的幅值。

中性点经电阻接地的系统中,若中性点电阻值太低,则单相接地电流大,对通信线路干扰大;反之,若电阻值太高,则继电保护不可靠。有些欧洲国家的原则是控制单相接地电流,使其等于变压器额定电流。日本比较注重对通信线路的干扰,把接地电流小于300~400A的电阻接地方式,称为高电阻接地方式,大于数百安(例如500A)以上的称为低电阻接地方式。日本配电网都是高电阻接地方式。

DL/T 620—1997中对我国中性点电阻接地方式的适用范围做了如下规定:

(1) 6~35kV主要由电缆线路构成的送、配电系统,单相接地故障电容电流较大时,可采用中性点经低电阻接地的接地方式,但应考虑供电可靠性要求、故障时瞬态电压及瞬态电流对电气设备的影响,对通信的影响和继电保护的技术要求以及本地的运行经验等。

(2) 6kV和10kV配电系统以及发电厂厂用电系统,单相接地故障电容电流较小时,为防止谐振、间歇性电弧接地过电压等对设备的损害,可采用高电阻接地方式。

(3) 高电阻接地的系统设计应符合 $R_0 \leq X_{0\phi}$ 的准则,以限制由于电弧接地故障产生的瞬态过电压。一般采用接地故障电流小于10A。 $R_0$ 是系统等值零序电阻, $X_{0\phi}$ 是系统每相的对地分布容抗。

(4) 低电阻接地的系统为获得快速选择性继电保护所需的足够电流,一般采用接地故障电流为100~1000A。对于一般系统,限制瞬态过电压的准则是 $R_0/X_{0\phi} \geq 2$ 。其中 $X_{0\phi}$ 是系统等值零序感抗。

综上所述,我国的低电阻接地系统,主要应用于3~35kV电缆为主、故障电容电流较大而又不宜采用电感补偿的系统。高电阻接地系统主要应用于故障电容电流较小、易出现电磁式电压互感器饱和导致的谐振以及间歇性电弧接地过电压等的6~10kV配电系统,或那些需要连续供电的特别重要用户,如厂用电系统,单相接地后不立即跳闸。所以,我国区分低电阻接地方式和高电阻接地方式的一个原则,在于前者发生接地后立即跳闸。而后者发生接地后不立即跳闸。

#### 1.3.2.2 中性点经电阻接地的特点

(1) 中性点经低电阻接地方式的特点。在配电网中选用中性点经低电阻接地大致属中性点有效接地方式。该方式有

很多与大电流接地系统类同的特点。它的优点是:

1) 可自动清除故障,快速切断故障点,运行维护方便。

2) 可使单相接地时工频电压的升高降低到1.4p.u.左右。如果按 $R_0/X_{0\phi} \geq 2$ 设计,则在大多数情况下,瞬态过电压不超过2.5p.u.,对以电缆为主的系统,可以选择较低的绝缘水平,以节约投资。此外,还可以消除谐振过电压和大部分断线过电压,避免使单相接地发展为相间故障。

3) 低电阻接地方式对电容电流的变化及电网发展的适应范围很大,即随着电网电容电流的变化,接地电流水平变化范围不大。并且可以获得快速选择性继电保护所需的足够电流,接地保护方式也较简单。

在配电网中选用中性点经低电阻接地方式的缺点有:

1) 中性点经低电阻接地的方式,如果以架空线为主的配电网单相接地时,跳闸次数会大大增加,如果未能实现环网供电或线路没有装设重合闸,则停电次数和时间将会增加,从而降低了供电可靠性。而对以电缆为主的配电网,因为其故障率极低,这个问题并不突出。

2) 通常,中性点经低电阻接地系统的短路电流降低的并不多,过大的故障电弧电流易酿成电缆火灾,扩大事故。过大的接地电流还会引起地电位抬高,对通信线路、电子设备和人身安全构成威胁。

3) 接地电阻流过的故障电流过大,消耗功率很大。对中性点接地电阻的动热稳定性应给以充分的重视,以保证运行的安全可靠。

(2) 中性点经高电阻接地方式的特点。中性点经高电阻接地应属中性点非有效接地方式。该方式有很多与小电流接地系统类同的特点。由于中性点接地电阻大,单相接地故障电流很小(一般 $<10A$ ),电弧可以瞬间自行熄灭,也避免了由单相接地过渡到两相短路事故。对单相永久性接地故障,在一定时间内可以带故障运行,避免了过多的跳闸现象,供电可靠性提高。由于单相接地故障点的电流很小,故障电流产生的危害也小,在人身及设备的安全性方面有较大优势。单相接地短路电流产生的电磁感应电动势值小,对邻近通信线路、信号系统的电磁干扰也小。

如果高电阻接地系统按 $R_0 \leq X_{0\phi}$ 的准则设计,可以限制由于电弧接地故障产生的瞬态过电压,瞬态过电压不超过2.5倍,并且不再有谐振过电压以及电压互感器熔丝熔断发生。

当发电机内部发生单相接地故障要求瞬时切机时,发电机中性点可以采用高电阻接地方式,或经单相配电变压器(二次侧接高电阻)接地,以限制故障电流水平。

此外,高电阻接地系统中,可带电测量接地电容电流,并可检出和定位接地故障,不影响供电。

在配电网中选用中性点经高电阻接地方式与低电阻接地方式相比,其缺点有:

1) 单相接地时的健全相工频电压升高,及在此基础上发展的操作过电压均比较高,相对而言绝缘水平较高。

2) 当三相负荷不平衡时,系统中性点电位有偏移,三相电压不对称。

3) 中性点电位长期偏移会对中性点接地电阻动热稳定性提出苛刻的要求。

(3) 近几年,我国配电系统中出现有中性点经非线性电阻接地的运行方式。非线性电阻当其通过较大电流时呈现低电阻的特性,当其通过电流较小时呈现高电阻的特性。因此,从原理上讲,配电系统采用中性点经非线性电阻接地方式可以同时吸纳低电阻接地系统和高电阻接地系统的优点。



关键在于是否能找到中性点接地电阻适当的非线性伏安特性和合理的工作点, 以及保证其运行安全可靠的动热稳定性。

## 2 中性点接地方式对过电压的影响

电力系统中性点接地方式对电力系统电气设备绝缘所承受的电压有较大的影响。它主要影响非对称接地故障时, 健全相上引起的工频过电压, 以及与其相关的谐振过电压、操作过电压水平和过电压保护装置的工作条件等。

不对称接地短路是输电线路最常见的故障形式, 其中, 单相接地时非故障相的工频过电压通常比两相短路接地时高。这种过电压发生于系统的大部分, 因电力系统接地方式和故障点的位置有关。其持续时间与故障持续时间(由继电保护的整定时间决定, 直到故障清除)相对应。对于中性点有效接地系统, 通常小于 1s; 对于中性点经消弧线圈接地, 且具有故障清除系统中, 通常小于 10s; 在中性点非有效接地且无故障清除系统中, 持续时间会几个小时。

我们常常用接地故障因数  $K$  来表示这种工频电压升高。接地故障因数的定义是: 在一给定系统结构的三相系统中的给定点上, 在对系统任一点的一相或多相均有影响的故障期间, 健全相的相对地最高工频电压 (r. m. s.) 与该点无故障时相对地工频电压 (r. m. s.) 之比。

我们可以使用正序和零序系统的复合阻抗  $Z_1$  和  $Z_0$  (考虑故障电阻  $R_f$ ) 计算故障点处接地故障因数。其中,  $Z_1$  为从故障点看进去网络正序电阻和电抗,  $Z_1 = R_1 + jX_1$ ;  $Z_0$  为从故障点看进去网络零序电阻和电抗,  $Z_0 = R_0 + jX_0$ 。用接地故障因数  $K$  乘以最大运行相电压可以估算单相接地时健全相上的工频电压。

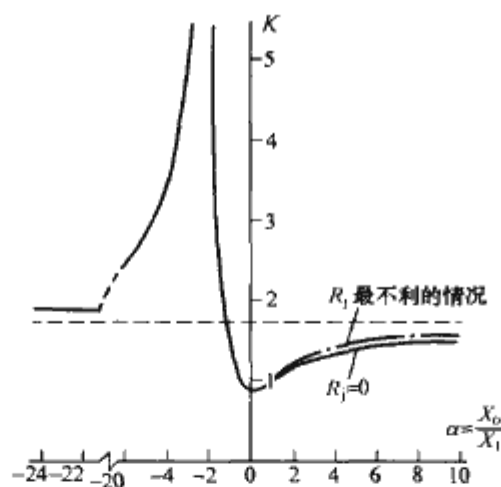


图 8.3-1 单相故障接地时非故障相的工频过电压

$K$ —单相接地时的接地故障因数

实线和点线为接地点电阻等于零的情况;

——线为接地点电阻最不利的情况;

----线为当  $\frac{X_0}{X_1} \rightarrow \infty$  和  $\frac{X_0}{X_1} \rightarrow -\infty$  时曲线的渐近线

图 8.3-1 综合描述了单相接地时健全相上的工频过电压。图中, 横坐标为  $\alpha = \frac{X_0}{X_1}$ ; 纵坐标为接地故障因数  $K$ ;  $R_f$  为接地故障点的接地电阻。图中, 正的  $\alpha$  低值范围适合于中性点接地系统; 正的  $\alpha \rightarrow +\infty$ , 适合于谐振接地过补偿运行方式; 负的  $\alpha \rightarrow -\infty$ , 适合于谐振接地欠补偿运行方式; 负的  $\alpha$  较高值范围, 适用于中性点绝缘系统; 负的  $\alpha$  低值范围内, 由于谐振情况而不适合实际应用。

### 2.1 非有效接地方式对过电压的影响

在中性点非有效接地系统中, 中性点的电位经常发生变化, 伴之以常见的过电压有:

#### 2.1.1 非对称接地故障引起的工频过电压

对于中性点不接地系统, 一般  $\alpha$  在 -26 和趋于  $-\infty$  之间。当线路长在 1500km 以内时, 其零序电抗  $X_0$  必为负值, 而其正序电抗  $X_1$  必为正值, 故  $\alpha$  必为负值。当线路长在 200km 以内时,  $\alpha$  为 -40 左右, 非对称接地故障时的接地故障因数  $K$  约为 1.9, 即单相接地时健全相上的工频过电压约为线电压的 110%; 随着线路增长, 线路电容增大,  $\alpha$  的绝对值减小, 接地故障因数  $K$  增大, 即单相接地时健全相上的工频过电压增大。当  $\alpha = -2$  时, 达到串联谐振, 理论上其电压可至无穷大。实际上, 对于中性点不接地的配电系统, 所接线路不长, 零序电容远远不会达到谐振条件。

DL/T 620—1997 中规定: 35~66kV 中性点不接地系统中的工频过电压一般不超过  $1.1\sqrt{3}p. u.$ 。

#### 2.1.2 弧光接地过电压

中性点不接地电网单相弧光接地引起的过电压是中性点不接地系统常见的过电压。实践表明, 中性点不接地系统单相接地时, 当接地故障电容电流很大 ( $>1kA$ ) 时会产生稳定的燃弧; 当接地故障电容电流很小 ( $<10A$ ) 会永久熄弧; 当接地故障电容电流介乎两者之间时, 会产生间歇性弧光接地, 伴随其不稳定电弧的熄灭和重燃过程, 将引起幅值较高的弧光接地过电压。

理论上讲, 间歇性弧光接地将造成中性点电位步步增大。实际上, 弧光接地时, 熄弧和重燃过程是极复杂的, 考虑相间电容的耦合、绝缘子的泄漏、网络损耗电阻等的影响, 过电压倍数最大为 3.5, 绝大部分小于 3.1。

间歇性弧光接地过电压持续时间长, 过电压遍及全网, 影响范围大。对于正常设备有较大的绝缘裕度时, 应能承受这种过电压; 对弱绝缘, 如旋转电机或线路上的绝缘弱点等, 有一定威胁, 在一定程度上对安全运行有影响。

#### 2.1.3 谐振过电压

中性点不接地系统中, 当连接有中性点接地的电磁式电压互感器的空载母线 (其上带或不带空载短线路) 因合闸充电, 或由于系统中性点产生较高的位移电压, 或在运行时接地故障消除等原因的激发, 使电压互感器三相饱和程度不同, 可能会引起铁磁谐振过电压。铁磁谐振过电压受电压互感器饱和的限制, 一般并不高, 很少超过 3.0p. u., 但如果发生分频谐振, 电流很大, 电压互感器易烧毁。

#### 2.1.4 操作过电压和绝缘水平

相对而言, 中性点不接地系统单相接地时健全相的工频电压最高, 等于或略大于线电压。在此基础上发展的操作过电压也最高, 可达 (4~4.5)p. u., 因此, 绝缘水平也最高 (当然, 这对电压等级比较低的 3~66kV 配电系统, 其技术经济影响并不大)。

#### 2.1.5 过电压保护装置的工作条件

目前, 我国电力系统中使用的过电压保护装置主要是无间隙金属氧化物避雷器 (MOA)。因无间隙, 它必须承受各种电压, 包括各种过电压的作用。按照选用避雷器的一般原则, 在中性点不接地的配电系统中, 由于允许带故障运行几个小时, 故避雷器的持续运行电压必须大于系统最高运行线电压, 避雷器额定电压必须大于单相接地时健全相上的工频过电压, 即 110% 系统最大运行线电压 (接地故障因数  $K$  约为 1.9)。



不过,由于这种中性点不接地系统还可能会发生间歇式弧光接地过电压或谐振过电压,故避雷器的工频过电压耐受能力要求高。实际上,避雷器的额定电压的选择远比上述的110%系统最大运行线电压值还要高很多,如10kV系统中用的MOA,相关标准规定其额定电压为17kV。所以,相对而言,中性点不接地系统中使用的避雷器的额定电压最高,相应其保护水平也最高。

## 2.2 有效接地方式对过电压的影响

### 2.2.1 非对称接地故障引起的工频过电压

中性点有效接地系统中,零序电抗是感抗, $\alpha$ 为正值( $0 \sim +3$ ), $R_0/X_1$ (零序电阻和正序电抗之比)为 $0 \sim +1$ 。接地故障因数 $K$ 值随 $\alpha$ 值增大而增大。我国110~500kV高压、超高压系统均采用中性点有效接地方式;在相关标准中规定:110kV及220kV系统工频过电压一般不超过1.3p.u.,330kV及以上超高压系统,断路器的变电站侧工频过电压一般不超过1.3p.u.;断路器的线路侧工频过电压一般不超过1.4p.u.。

在110kV和220kV系统中,当系统容量比较大时,由于继电保护、系统稳定等方面的要求,需要减少单相短路电流,提高零序阻抗,因而采用了将部分变压器中性点不接地或小电抗接地的措施,选用的 $\alpha$ 值较大,可能会接近3,接地故障因数 $K$ 会接近1.4,即单相接地时非故障相上的工频电压约为线电压的80%以下。在这种情况下,当操作中性点不接地变压器的断路器出现非全相时,可能出现系统中性点局部失地,因而,会产生较高的工频过电压,甚至会引起谐振过电压,从而危及变压器中性点的分级绝缘,有时可能还造成中性点避雷器爆炸。

330~750kV系统,为了降低过电压,不采取限制短路电流的措施,通常是将全部变压器中性点接地,其 $\alpha$ 值较小, $\alpha=1.5 \sim 2.5$ ,这样,非故障相上的工频电压约为线电压的75%以下。

### 2.2.2 操作过电压水平

中性点有效接地系统中,由于单相接地时非故障相上的工频电压仅为线电压的80%以下,相应的操作过电压约比中性点非有效接地系统低20%~30%。按DL/T 620—1997中的规定,110kV和220kV系统中,操作过电压一般不超过3.0p.u.,330kV系统中,操作过电压一般不超过2.2p.u.;500kV系统中,操作过电压一般不超过2.0p.u.,相比之下,过电压最低。

### 2.2.3 过电压保护装置的工作条件

在中性点有效接地系统中,避雷器安装点的接地故障因数 $K$ 不超过1.4,接地故障因数 $K$ 乘以最大运行相电压为工频过电压,即单相接地时健全相上的工频过电压最大为80%系统最大运行线电压。按照选用避雷器的一般原则,在这类接地系统中使用的避雷器额定电压一般取等于或大于80%系统最大运行线电压,而避雷器的持续运行电压可以等于或大于系统最高运行相电压。

相对而言,中性点有效接地系统中使用的避雷器,其额定电压最低,相应保护水平最低,电力系统的绝缘水平也最低。

## 2.3 阻抗接地方式对过电压的影响

### 2.3.1 消弧线圈接地方式对过电压的影响

中性点经消弧线圈接地系统中,若网络处于过补偿运行方式, $X_0/X_1$ 趋于 $+\infty$ ,接地故障因数 $K=1.73$ ,即单相

接地时健全相上的工频过电压为线电压。在扩展的谐振接地网络中,其他位置处的单相接地故障因数有可能会比故障点高。

消弧线圈的存在,使单相接地故障的残余电流大为减少,促使电弧自熄,或使重燃的次数大为减少,并可使恢复电压的上升速度大为减缓,从而使高幅值的间歇性电弧接地过电压出现的概率减小,最大过电压为3.2p.u.,略低于中性点不接地系统。所以,一般认为,在中性点经消弧线圈接地的66kV及以下系统中,不必考虑这种过电压对绝缘的威胁。

一般情况消弧线圈脱谐度不大,即正常运行时网络零序回路的自振角频率与电源角频率相近。如果线路不对称度很大,特别是发生断路器非全相操作,线路发生单相或两相断线时,不对称系数和中性点位移均显著增大,网络中有零序电压,相对地的电压可能会升到较高的数值。若此时的系统运行状态不合适,例如在欠补偿下工作,且阻尼率又较小,有可能引起基频、分频或高频串联谐振,这都属于断线谐振过电压。我国曾在消弧线圈接地系统中发生电压互感器饱和引起的过电压现象。同样,由于网络中有零序电压,通过电容耦合,也可能产生高幅值的转移过电压,这一点需加以防止。

消弧线圈接地系统虽然减弱了间歇性电弧接地过电压危害,但由于单相接地时的健全相工频电压升高接近线电压,仍然很高,因此,操作过电压依然较高,一般不超过4p.u.,而绝缘水平相对中性点有效接地方式也较高。

按照选用避雷器的一般原则,在消弧线圈接地系统中,避雷器额定电压必须大于单相接地时健全相上的工频过电压,即系统最大运行线电压(接地故障因数 $K$ 约为1.73)。选择避雷器的持续运行电压时还应考虑系统中是否有自动故障清除装置,以及故障清除的时间。相对而言,谐振系统中使用的避雷器,其额定电压,保护水平均较高。

### 2.3.2 电阻接地方式对过电压的影响

中性点电阻接地系统中的零序电阻对非对称接地故障引起的工频过电压有一定的影响。

作为图8.3-1的补充,图8.3-2描述了 $R_1 \ll X_1$ 和 $R_2 = 0$ (接地故障电阻)的条件下,改变零序电阻 $R_0$ ,相对 $\alpha$ 的不同值时,对非对称接地故障接地故障因数 $K$ 影响的变化趋势。随着零序电阻 $R_0$ 的增大,接地故障因数 $K$ 逐渐向 $K=1.73$ ,即线电压靠近。即使 $\alpha$ 在负的低值而不适合实际应用的范围内,由于零序电阻 $R_0$ 的阻尼作用,谐振过电压会大大减弱。

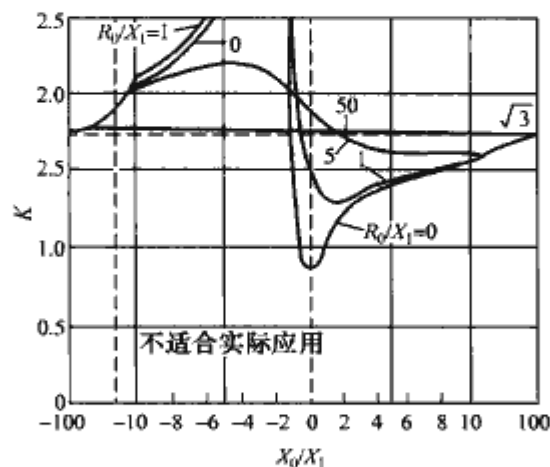


图 8.3-2  $R_1/X_1=R_2=0$  时的接地故障因数  $K$  与  $X_0/X_1$  之间的关系

图 8.3-3~图 8.3-6 提供了一组中性点电阻接地系统中, 接地故障因数  $K$  曲线适合于不同  $R_1/X_1$  的特殊值。这些曲线对给出最高接地故障因数的故障电阻值也适用。图中, 用下面表示方法将曲线分成代表最危险的情况的区域:

——: 在相对地故障期间, 导致故障的相上产生的最大电压。

-----: 在相对地故障期间, 在滞后故障相的相上产生的最大电压。

---: 在相对地故障期间, 在非故障相上产生的最大电压。

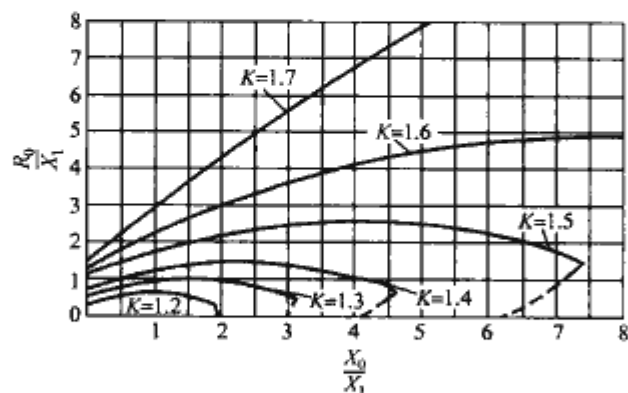


图 8.3-3  $R_1 = 0$  且接地故障因数  $K$  为常数时  $R_0/X_1$  和  $X_0/X_1$  之间的关系

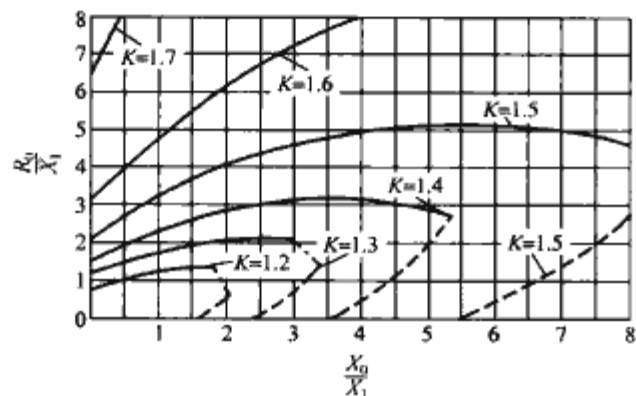


图 8.3-4  $R_1 = 0.5X_1$  且接地故障因数  $K$  为常数值的  $R_0/X_1$  和  $X_0/X_1$  之间的关系

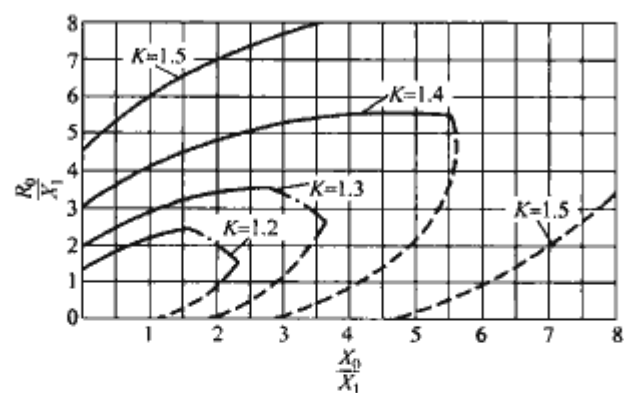


图 8.3-5  $R_1 = X_1$  且接地故障因数  $K$  为常数时  $R_0/X_1$  和  $X_0/X_1$  之间的关系

### 2.3.2.1 中性点经低电阻接地方式对过电压的影响

中性点经低电阻接地系统中, 单相接地时接地故障因数

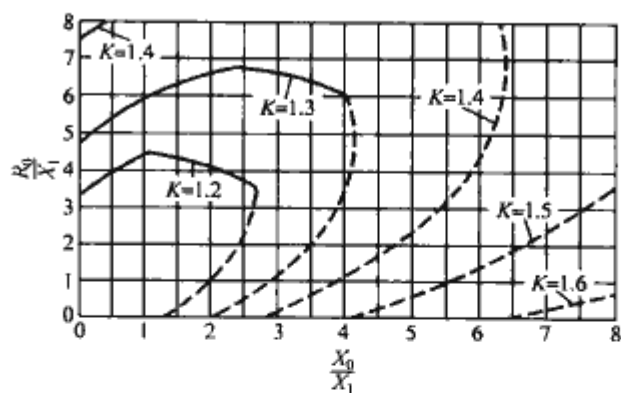


图 8.3-6  $R_1 = 2X_1$  且接地故障因数  $K$  为常数时  $R_0/X_1$  和  $X_0/X_1$  之间的关系

$K$  在大多数情况下比中性点直接接地系统稍高一些, 但比中性点不接地系统要低很多, 非故障相上的工频过电压可降低到 1.4p. u. 左右, 而且能快速切除故障线路。

如果按  $R_0/X_0 \geq 2$  设计, 单相接地时, 从限制弧光接地过电压考虑, 在电弧从点燃到熄灭的过程中, 系统所积累的多余电荷在熄灭后半工频周波内能够通过接地电阻泄漏掉, 过电压幅值就可明显下降, 使瞬态过电压不超过 2.5p. u.。对以电缆为主的系统, 可以选择较低的绝缘水平, 以节约投资。此外, 还可以消除谐振过电压和大部分断线过电压, 避免使单相接地发展为相间故障。

由于单相接地时非故障相上的工频电压比较低, 所以, 中性点经低电阻接地系统中选用避雷器的额定电压也可以比较低, 如 10kV 系统中用的无间隙金属氧化物避雷器, 其额定电压为 12kV。相应的保护水平也比较低。

### 2.3.2.2 高电阻接地方式对过电压的影响

在配电网及厂用电系统中选用中性点经高电阻接地方式对过电压的影响有如下特点:

(1) 中性点经高电阻接地系统中, 单相接地时接地故障因数  $K$  在大多数情况下比中性点不接地系统低, 但比中性点直接接地系统要高。随着阻值的增大, 单相接地时非故障相上的工频电压趋近线电压。因此, 在此基础上发展的操作过电压也比中性点经低电阻接地系统高, 相对而言绝缘水平也较高。

(2) 如果按  $R_0 \leq X_0$  的准则设计, 电阻器上通过的电流  $I_r$  (阻性分量)  $\geq I_c$  (容性分量), 接地故障电流小于 10A, 单相接地故障的电弧可以瞬间自行熄灭, 电弧接地故障产生的瞬态过电压得到限制, 其值不超过 2.5 倍, 并且能降低断线过电压和谐振过电压以及防止电压互感器熔丝熔断发生。

(3) 虽然中性点经高电阻接地系统单相接地时非故障相上的工频电压, 在大多数情况下与中性点不接地系统相同, 但由于不必考虑间歇式弧光接地过电压或谐振过电压对避雷器工频过电压耐受能力的要求, 避雷器的额定电压可以选得比中性点不接地系统中的避雷器额定电压低一些。如 10kV 系统中用的无间隙金属氧化物避雷器, 其额定电压可以为 15kV。



## 第4章 雷电过电压

### 1 雷电的形成

18世纪本杰明·富兰克林(Benjamin Franklin)的风筝引雷试验后,人类才开始进行一系列的科学探索研究雷电。随着社会的发展,雷电的研究显得越来越重要。

#### 1.1 雷云的形成

雷云的带电过程可能是综合性的。强气流将云中水滴吹裂时,较大的水滴带正电,而较小的水滴带负电,小水滴同时被气流携走,于是云的各部带有不同的电荷。此外,水在结冰时,冰粒上会带正电,而被风吹走的剩余的水将带负电。而且带电过程也可能和它们吸收离子、相互撞击或融合的过程有关。实测表明,在5~10km的高度主要是正电荷的云层,1~5km的高度主要是负电荷的云层。但在云的底部也往往有一块不大区域的正电荷聚集,如图8.4-1所示。

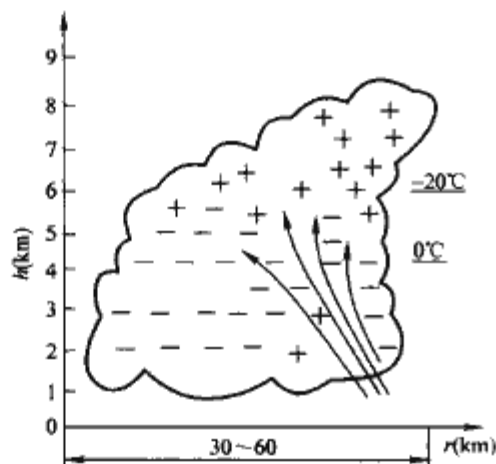


图 8.4-1 雷云电荷的分布

带电的云块称为雷云。云层中的电荷分布也远不是均匀的,往往形成好多个电荷密集中心。每个电荷中心的电荷约为0.1C~10C,而一块大雷云同极性的总电荷则可达数百库仑。雷云中的平均场强约为150kV/m,而在雷击时可达340kV/m。雷云下面地表的电场一般为10~40kV/m,最大可达150kV/m。

#### 1.2 雷电放电

当雷云中电荷密集处的电场强度达到2500~3000kV/m时,就会发生放电,称为雷云放电。大部分雷云放电发生在云和云之间或云内异性电荷之间,而不是通常所想象的云和地之间。雷击大地的次数虽然只占雷云放电总次数的很小一部分,但却直接威胁着人类生命财产安全和电力系统的安全可靠运行。

雷云对大地有静电感应,即在雷云下的大地中感应出异号电荷,两者形成一个特殊的大电容器,随着雷云中电荷的逐步积累,空间的电场强度不断增大。当雷云中电荷密集处的电场强度达到空气击穿场强时,就产生强烈碰撞游离,形成指向大地的一段导电通道,称为雷电先导。由负雷云伸向大地的先导称为下行负先导。下行负先导放电不是连续向下发展的,而是一级一级地向前推进,每级发展的速度约为

$10^7$  m/s,延续时间约为1μs,间歇时间约为几十微秒。由于有所停歇,故总的平均速度只有 $(1\sim8)\times 10^5$  m/s。先导发展时,其中心温度可达 $3\times 10^4$  K,停歇时为 $10^4$  K。先导中的线电荷密度约为 $(0.1\sim1)\times 10^{-3}$  C/m,电晕半径约为0.6~6m左右,纵向电位梯度约为100~500kV/m。下行先导在发展中会分成数支,这和空气中原来随机存在的离子团有关。当下行先导接近地面时,地面较突出的部分会开始迎着它发出向上的放电,这种放电称为迎面先导。迎面先导可以是一个,也可以有几个。当迎面先导的一个与下行先导的一支相遇时,产生了强烈的“中和”过程,引起数十乃至数百千安的大电流,并伴随着雷鸣和闪光,这就是雷云放电的主放电阶段,伴随着出现炽热和闪光,同时它使空气急剧膨胀,发出震耳的雷鸣。主放电存在的时间极短,约为50~100μs。主放电的过程是逆着负先导通道由下向上发展的,速度为光速的1/20~1/2,离开地面越高则速度越小,平均值约为光速的0.175倍。主放电到达云端时即告结束,接着云中的残余电荷经过主放电通道流下来,称为余光阶段。余光阶段对应的电流不大,持续时间较长。

雷云中可能存在几个电荷中心,所以第一个电荷中心完成上述放电过程后,可能引起第二个、第三个中心向第一个中心放电,并沿原先的通道到达大地。因此,雷电可能是多重性的,每次放电相隔0.6ms~0.8s,平均约65ms,放电的数目平均为2~3个,最多可达42个。第二次及以后的放电,其先导都是自上而下连续发展的,而主放电仍是由下向上发展的,而且放电电流一般较小,不超过50kA,但电流陡度大大增加。图8.4-2为下行负雷云放电过程。

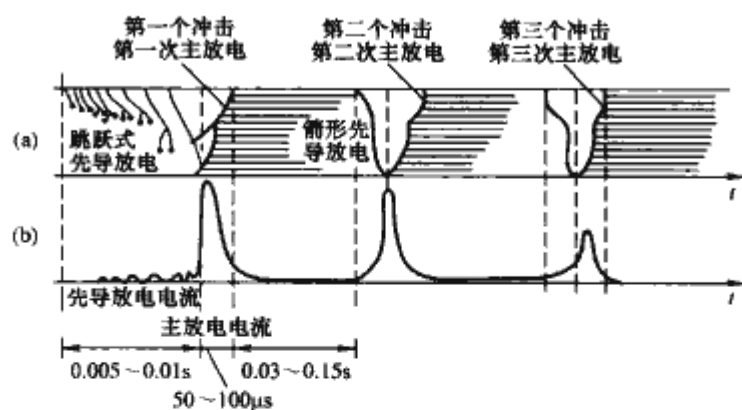


图 8.4-2 下行负雷云放电过程

(a) 下行负雷云的光学照片描绘图;  
(b) 放电过程中雷电流的变化情况

对正雷云来说,其下行雷的放电过程与上述负雷云的放电过程基本相同,但下行正先导的逐级发展现象不明显,其主放电波头长达几百微秒,波尾长达几千微秒。

当地面有高耸的突出物时,不论正、负雷云都有可能先出现由突出的物体上行的先导,这种雷叫上行雷。负上行雷(此时雷云为正极性)的上行先导是逐级发展的,每级长度约5~18m,负先导的电阻可估计为10kΩ/m,正上行雷上行先导的逐级发展不明显,正先导的电阻可估计为0.05~1kΩ/m,从总体上说,无论正、负的上行先导,因为雷云的

导电性能不好,大部分并无主放电过程发生。到达雷云时,一般都只为数百安培,持续时间可达 0.1s。即使在上行先导碰到雷云的电荷密集区而发生主放电时,电流也不太大,一般在 10~20kA 以下。

在对地的雷云放电中,雷电的极性是由雷云中电荷的极性来定义的。雷云中的正电荷对地放电称为正极性雷电;负电荷对地放电称为负极性雷电。测量结果表明,90%左右的雷电是负极性的,这是由于雷云下部往往带负电荷的缘故。

### 1.3 雷暴日和雷暴小时

通常用雷暴日或雷暴小时来表示雷电活动的频繁程度。在一天中只要听到雷声就算一个雷暴日,在一个小时内只要听到雷声就算一个雷暴小时。一年内雷暴日的总数或雷暴小时的总数称为年雷暴日数或年雷暴小时数。在我国大部分地区,一个雷暴日约折合为 3 个雷暴小时。

我国各地雷暴日的多少与纬度及距海洋的远近有关。海南省及雷州半岛雷电活动频繁而强烈,年平均雷暴日高达 100~133。北回归线(北纬 23.5°)以南一般在 80 以上(但台湾省只有 30 左右),北回归线到长江一带约为 40~80,长江以北大部分地区(包括东北)多在 20~40,西北多在 20 以上。西藏沿雅鲁藏布江一带约达 50~80。我国把年平均雷暴日不超过 15 的地区叫少雷区,超过 15 但不超过 40 的地区叫中雷区,超过 40 但不超过 90 的地区叫多雷区,超过 90 的地区或根据运行经验雷害特别严重的地区叫强雷区。雷暴开始的月份各地也相差较大,长江流域一般在三月,而西北地区则推迟到五月。到十月以后,长江以北地区雷暴就基本停止了。

## 2 雷电参数

雷电参数是雷电过电压计算和防雷设计的基础,参数变化,计算结果随之变化。目前采用的参数是建立在现有雷电观测数据基础上的。

### 2.1 雷电参数的定义

定义雷电的关键参数有主放电通道波阻抗、雷电流幅值及其概率分布、雷电流波形和最大陡度、雷电流极性、重复放电次数和地面落雷密度。

#### 2.1.1 主放电通道波阻抗

从工程实用的角度和地面感受的实际效果出发,先导通道可近似为由电感和电容组成的均匀分布参数的导电通道。其波阻抗为

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \quad (8.4-1)$$

式中:  $Z_0$  为波阻抗,  $\Omega$ ;  $L_0$  为每米通道的电感量, H/m;  $C_0$  为每米通道的电容量 F/m, 它们分别按式 (8.4-2) 和式 (8.4-3) 估算

$$L_0 = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{1}{r} \quad (8.4-2)$$

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{l}{r_y}\right)} \quad (8.4-3)$$

式中:  $\mu_0$  为空气的导磁系数,数值上等于  $4\pi \times 10^{-7}$ ;  $\epsilon_0$  为空气的介电常数,数值上等于  $8.86 \times 10^{-12}$ ;  $l$  为空气的主放电长度, m;  $r$  为主放电电流的高导通道半径, m;  $r_y$  为主放电通道的电晕半径, m。

由于主放电的参数是随机的,所以  $Z_0$  的估算值也有一定的分散性。研究表明,主放电通道波阻与主放电通道雷电

流有关,雷电流越大,其值越小,一般  $Z_0$  为 300~3000 $\Omega$ 。规程建议雷电通道的波阻抗  $Z_0$  为 300~400 $\Omega$ 。

#### 2.1.2 雷电流幅值及其概率分布

主放电过程可视为一个电流波  $i_0$  沿着波阻抗为  $Z_0$  的先导通道投射到雷击点的波过程。对应的电压入射波  $u_0 = i_0 Z_0$ 。雷电流的幅值是指雷击小的接地阻抗的物体时流过该物体的电流。图 8.4-3 是雷击地面时等值电路。

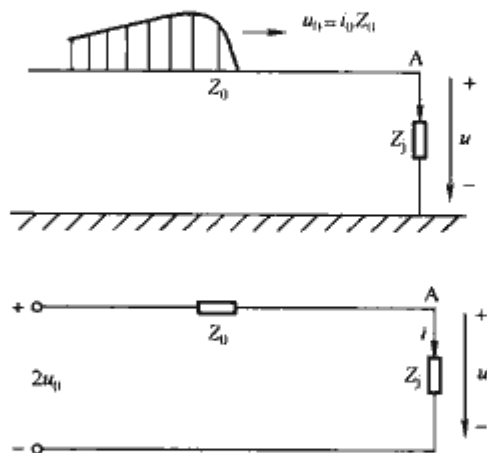


图 8.4-3 雷击地面时的等值电路

(a) 示意图; (b) 等值电路

由电压入射波  $u_0$  可求出通过雷击点接地电阻  $Z_1$  的电流为

$$i = \frac{2u_0}{Z_0 + Z_1} = \frac{2Z_0 i_0}{Z_0 + Z_1} \quad (8.4-4)$$

实际测量雷电流时,  $Z_1 \ll Z_0$ , 所以得  $i = 2i_0$ , 即实测到的雷电流为沿雷电通道传来的入射电流的两倍, 这就是我们定义的雷电流。

某一次雷击的电流幅值是随机的, 它与雷云中电荷多少有关, 又与雷电活动的频繁程度有关。其变动的范围也很大, 最小只有几千安, 最大可达 200kA 以上。对大量实测的雷电流幅值进行统计可得其幅值概率分布曲线。

我国 1962~1987 年在浙江省新杭线 I 回路共测得 703 次雷击数据, 将雷击塔顶的 104 个数据中的 95 个负极性数据进行拟合, 得到雷电流拟合公式 (8.4-5)。此公式被 DL/T 620—1997 所采用, 即年平均雷暴日超过 20 的地区雷电流幅值的概率分布为

$$\lg P = -\frac{I}{88} \quad (8.4-5)$$

式中:  $P$  为雷电流幅值超过  $I$  的概率;  $I$  为雷电流幅值, kA。

年平均雷暴日在 20 及以下的地区, 概率分布将减小, 推荐计算公式为

$$\lg P = -\frac{I}{44} \quad (8.4-6)$$

图 8.4-4 是对应式 (8.4-5) 的在我国目前一般地区使

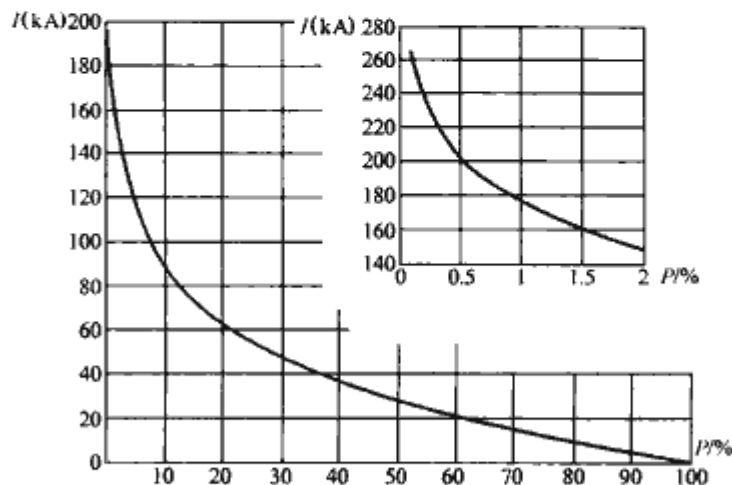


图 8.4-4 我国雷电流幅值概率曲线



用的雷电流幅值的概率曲线。

### 2.1.3 雷电流波形和陡度

雷电流的波头  $\tau_i$  值大致为  $1 \sim 4 \mu\text{s}$ ，平均在  $2.6 \mu\text{s}$  左右，波长  $\tau$  值在  $40 \mu\text{s}$  左右，我国在直击雷防雷设计中采取  $2.6/40 \mu\text{s}$  波形。雷电波波前的平均陡度为

$$\alpha = \frac{I}{2.6} \quad (8.4-7)$$

式中： $\alpha$  为雷电流陡度， $\text{kA}/\mu\text{s}$ ；一般认为陡度  $50 \text{kA}/\mu\text{s}$  是最大极限。

经过简化和典型化后，有图 8.4-5 所示的三种常用的计算波形。

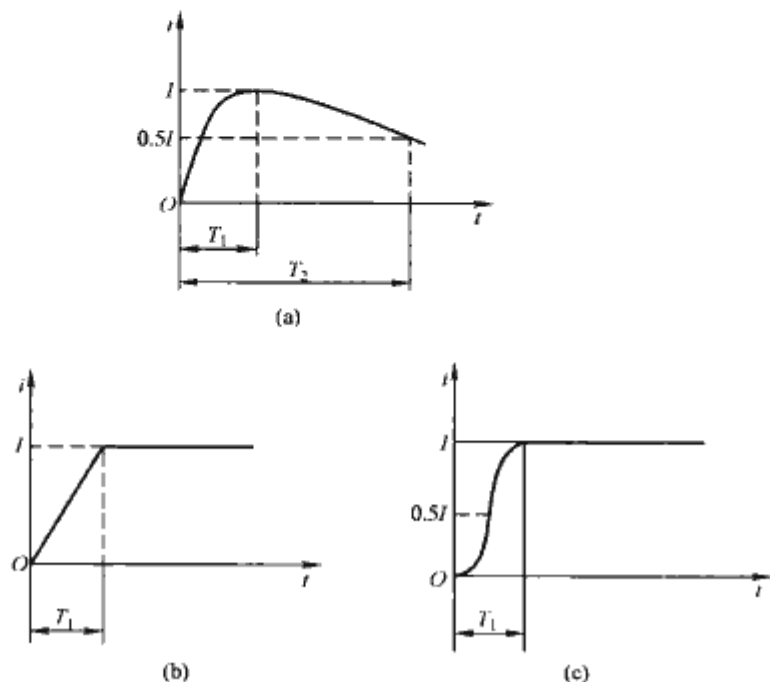


图 8.4-5 雷电流等效波形

(a) 标准冲击波形；(b) 等效斜角波前；(c) 等效半余弦波前

(1) 标准冲击波形如图 8.4-5 (a) 所示，由双指数公式表示为

$$i = I_0(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) \quad (8.4-8)$$

式中： $I_0$  是某一固定电流值； $\alpha$ 、 $\beta$  是两个常数； $t$  是作用时间。这是一种与实际雷电流波形最为接近的等效计算波形。

(2) 等效斜角波前波形如图 8.4-5 (b) 所示，斜角平顶波的陡度  $\alpha$  可由给定的雷电流幅值  $I$  和波前时间确定。斜角波的数学表达式简单，便于分析与雷电流波前有关的波过程和分析发生在  $10 \mu\text{s}$  以内的各种波过程。

(3) 等效半余弦波前波形如图 8.4-5 (c) 所示，雷电流的波前部分接近半余弦波，可用下式表达

$$i = \frac{1}{2} I(1 - \cos \omega t) \quad (8.4-9)$$

式中： $I$  为雷电流幅值， $\text{kA}$ ； $\omega$  为角频率， $\omega = \pi/\tau_i = \pi/2.6 \text{ rad/s} = 1.2 \text{ rad/s}$ 。半余弦波头的最大陡度出现在  $t = \frac{1}{2} \tau_i$  处，其值等于平均陡度的  $\pi/2$  倍。这种波形多用于分析雷电流波前的作用，因为用余弦函数波前计算雷电流通过电感支路时所引起的压降比较方便。在设计特殊高塔时，采用此种表示将使计算更加接近于实际且偏从严。

### 2.1.4 雷电流极性

雷电流极性由雷云电荷的极性决定。当雷云电荷为正时，所发生的雷云放电为正极性放电，雷电流极性为正；反之，雷电流极性为负。据统计，90%左右的雷电是负极性的，而且一般电气绝缘负极性的冲击耐压要比正极性高，所以在防雷设计中以负极性雷为准。

### 2.1.5 重复放电次数

在一个雷云单体中，常常有多个电荷密集中心，因此，一次雷云放电也常常包含多次放电脉冲，简称多重放电。根据 6000 次实测统计，平均重复放电 2~3 次，最多 42 次。放电之间的间歇时间通常为 30~50ms，最短为 15ms，最长达 700ms，而且间歇时间随放电次数增多而加长。

### 2.1.6 地面落雷密度

每雷暴日、每平方千米的地面落雷次数叫地面落雷密度  $\gamma$ 。世界各国的取值情况不同，在我国，各地的  $\gamma$  值随着年平均雷暴日数  $T$  的不同而不同。一般， $T$  较大的地区， $\gamma$  也较大。DL/T 620—1997 规定，在雷暴日  $T=40$  的地区， $\gamma$  取值为 0.07。

国外根据雷闪计数器的测量结果，常用以下公式计算  $\gamma$

$$\gamma = aT^b \quad (8.4-10)$$

式中一般取  $a=0.023$ ， $b=0.3$ （欧洲取  $b=0.61$ ）。以长江中下游地区为例，年平均雷暴日数取为 40，带入式 (8.4-10) 算出每雷暴日地面落雷次数为 0.069 56，约为 0.07，这与标准的取值相吻合。

如果测量的是每年、每平方千米的地面落雷次数  $N_g$ ，则  $\gamma$  与  $N_g$  的区别在于前者针对每雷暴日而言，而后者是针对每年而言，两者的关系为  $N_g = \gamma T$ 。我国标准采用的国际大电网会议 (CIGRE) 1980 年提出的计算公式

$$N_g = 0.023 T^{1.3} \quad (8.4-11)$$

仍以长江中下游为例，年平均雷暴日数取为 40，带入公式 (8.4-11) 算出每平方千米每年地面落雷次数为 2.782，再除以 40 即得到 0.069 55，约为 0.07，也与前面计算出的每雷暴日、每平方千米的地面落雷次数  $\gamma$  相吻合。实际上，在无法直接测量地面落雷密度时，可以采用雷电日数相关的经验公式来推算地面落雷密度  $\gamma$  或  $N_g$ 。

在雷云经常经过的峡谷，易形成雷云的向阳或迎风的山坡，土壤电阻率突变地带低电阻率地区的  $\gamma$  值比一般地区大很多，在选厂选线时应注意调查易击区，以便躲开或加强防护措施。

对于线路来说，由于高出地面，有引雷的作用，DL/T 620—1997 取线路及建筑物每侧的引雷宽度为  $2h$  ( $h$  在无避雷线时为最上层导线的平均高度，有避雷线时为避雷线的平均高度， $\text{m}$ )。由此可求得一般高度、没有架设避雷线的线路每年、每百公里的雷击次数为

$$N = \gamma \times \frac{4h}{1000} \times 100 \times T = 0.4\gamma Th = 0.4N_g h \quad (8.4-12)$$

取  $T=40$ ，将  $\gamma=0.07$  代入，得线路每年、每百公里雷击次数为

$$N = 1.12h \quad (8.4-13)$$

对于有避雷线的线路，令两根避雷线间的距离为  $D$  ( $\text{m}$ )，则可求得一般高度架空线路每年、每百公里的雷击次数为

$$N = \gamma \times \frac{(D+4h)}{1000} \times 100 \times T = 0.1\gamma T(D+4h) \quad (8.4-14)$$

取  $T=40$ ，将  $\gamma=0.07$  代入，得线路每年每百公里雷击次数为

$$N = 0.28(D+4h) \quad (8.4-15)$$

实际运算中，如果  $D \ll 4h$ ，可将  $D$  忽略。

每个变电站每年的雷击次数可按式计算

$$N = 0.07kT(a+4h)(b+4h) \times 10^{-6} \quad (8.4-16)$$

式中： $a$ 、 $b$ 、 $h$  为变电站的长度、宽度和高度， $m$ ； $k$  为选择性雷击系数，在一般地区  $k=1$ ，在有水的山谷、土壤电阻率  $\rho$  发生突变的低  $\rho$  处、矿区等， $k$  可达到 10 左右。

2.2 雷电参数的测定

可以用来测量雷电参数的工具和设备有电花仪、磁钢棒、磁带式雷电流记录仪和雷电定位系统。磁钢棒法是传统的测量雷电流幅值的方法，磁带法可以直接测量雷电流的幅值和最大陡度，智能型雷电定位系统则能实现大面积雷电参数的自动探测。

2.2.1 电花仪

图 8.4-6 是电花仪的结构原理图。电花仪由上、下两个电极、绝缘板（一般用厚约 4mm 的胶木板）和胶卷密封于暗盒内构成。在过电压波作用下，棒电极的电场强度较高，产生电晕，并随电压的增高沿绝缘介质的表面向外扩展，放出的电子使胶片感光，显影后得到圆形的放电图，称为电花图。电花图半径的大小决定于冲击电压的幅值和极性，冲击波的幅值愈高，半径也愈大。根据针—板放电理论，当棒电极为正极时，电晕放电容易向外扩展，所以放电半径较大；反之，负极性的放电半径较小。图 8.4-7 中分别画出了正负极性的电花图。

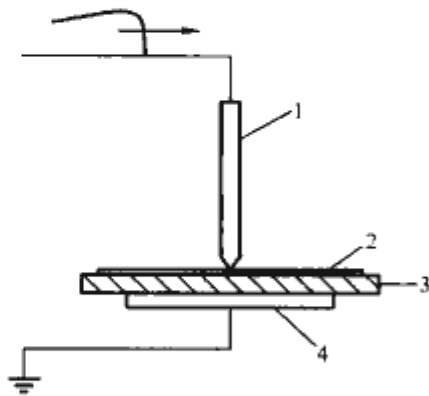


图 8.4-6 电花仪的结构原理图  
1—上电极；2—感光胶卷；  
3—绝缘板；4—下电极

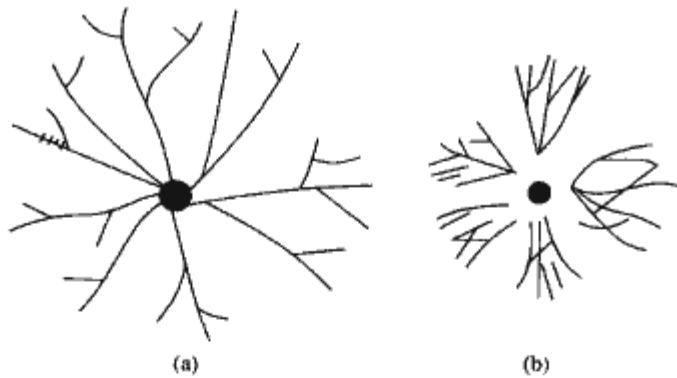


图 8.4-7 电花图  
(a) 正极性；(b) 负极性

根据电花图的半径和形状，并利用在实验室里求出的电花图半径与冲击电压幅值的关系曲线（校正曲线），即可确定冲击电压的幅值和极性。

2.2.2 磁钢棒法

磁钢棒是长 3cm，直径 0.8cm 的由磁钢粉和胶木粉压制成的圆柱形小棒。由于磁钢棒具有较强的矫顽力，所以雷电流流过后磁钢棒仍能保留较大的剩磁。雷电流的幅值越大，剩磁也越大。通过检测剩磁的大小就可确定被测电流幅值的大小，并检验出其极性。测量剩磁大小的方法有正切检磁计法和交流退磁法。

磁钢棒维护简单、价格便宜，磁钢棒法至今在我国仍普遍采用。1962~1987 年的 26 年中，在浙江省新杭线 I 回路上共测得数万个被雷电流幅值磁化了的磁钢棒磁性记录，通过检磁、换算和整理分析，共得到 703 个线路雷击数据。能区分极性的有 664 个数据，数据统计说明 90% 以上的雷是

负极性雷。

有完整雷电流幅值的 588 个数据，按雷击点的部位（击杆或击档）、极性（正或负）和地形（平原或山丘）分成六种情况，每种情况按雷电流幅值的大小分成若干组，求出雷电流幅值拟合公式，这三类六种情况下的拟合公式列于表 8.4-1~表 8.4-3 所示。

表 8.4-1 塔头电流的累积概率公式

名 称	雷击塔顶		雷击档内避雷线	
	正极性	负极性	正极性	负极性
数据个数	9	95	56	912
概率分布公式	$\lg P=0.02-\frac{I}{84.6}$ 或 $\lg P=-\frac{I}{86.9}$		$\lg P=-\frac{I}{56.2}$	$\lg P=-\frac{I}{51.0}$

注 表中数据摘自参考文献 [24]。

表 8.4-2 以正、负极性区分的雷电流概率统计公式

名 称	正极性	负极性
数据个数	37	551
概率分布公式	$\lg P=0.01-\frac{I}{101.6}$	$\lg P=0.13-\frac{I}{82.3}$

注 表中数据摘自参考文献 [24]。

表 8.4-3 以线路所经地形区分的雷电流概率统计公式

名 称	平原地段	山丘地段
数据个数	46	542
概率分布公式	$\lg P=-\frac{I}{93.4}$	$\lg P=-\frac{I}{94.2}$

注 表中数据摘自参考文献 [24]。

但用雷击档距所得到的概率公式来表征雷电流的幅值并不恰当，其幅值偏大。由于波的折、反射，磁钢棒记录到的是经反射后的最大电流幅值，此值并非就是雷击档内的雷电流向两侧分流时首次对磁钢棒磁化之值。而以极性和线路所经地形来区分的雷电流数据将雷击塔顶和雷击档距的情况混在一起，所拟合得到的概率公式也是不恰当的。最终将击杆的 104 个数据中的 95 个负极性数据进行拟合，并强迫其通过  $P=1$ ， $I=0$  的点，得到的回归方程为

$$\lg P=-\frac{I}{88} \tag{8.4-17}$$

此公式被 DL/T 620—1997 采用。

2.2.3 磁带法

采用高灵敏度的磁带预录基准信号（正弦信号或方波信号），当它放置在雷电流载体附近，在雷电流磁场的作用下，会消去一定长度的预录在磁带上的基准信号，其消去长度与被测的雷电流幅值大小成比例。通过检测预录基准信号的消去长度，可确定并直接读出被测雷电流幅值的大小。雷电流产生的磁场是一个瞬变磁场。当雷电流产生的磁力线穿过磁带金属性磁粉时，会在磁粉中产生涡流，涡流具有的抗磁作用与雷电流陡度的大小有关。

与磁钢棒相比磁带的材料便宜，同一型号磁带物理性质、电磁性质一致性好且耐受野外恶劣环境的物理、化学性能稳定，易于运输、便于安装和检测，并且精度与磁钢棒比有很大提高。

2.2.4 雷电定位系统

能精确定位的雷电定位系统（Lightning Location Sys-



tem, LLS) 产生于 20 世纪 70 年代中期, 由于其卓越的功能, 已在电力系统雷击故障点的自动检测中得到广泛应用。

(1) 原理图及组成。LLS 的原理框图如图 8.4-8 所示, 它由两个以上定向仪 (DF)、位置分析仪 (PA) 和若干个本地或远方显示仪 (RDP) 组成。根据电力系统调度的需要还在调度室加装了雷电定位信号指示仪 (SSD), 附设在 RDP 上。DF、PA、RDP 和 SSD 除了各自独立功能所需的电路和终端设备外都包含有一套预编程的微机系统。LLS 能大面积、全自动实时输出对地雷击 (地闪) 发生的时间、地点、雷电流幅值、雷电极性和回击次数, 并在彩色屏幕上实时输出雷电的运动轨迹 (雷暴图)。

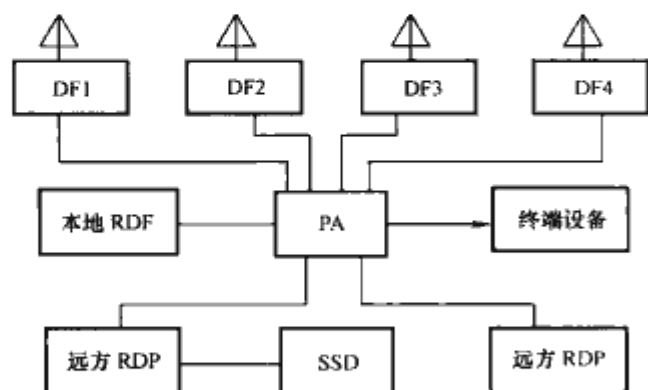


图 8.4-8 LLS 原理图

(2) 雷电定位的方法。在对中远距离雷电的回击场特征作出了卓有成效的实验研究, 并采取了一系列技术措施之后, 使 LLS 能获得精确的雷电定位。确定落雷地点一般有以下三种方法: 定向定位、时差定位和综合定位。

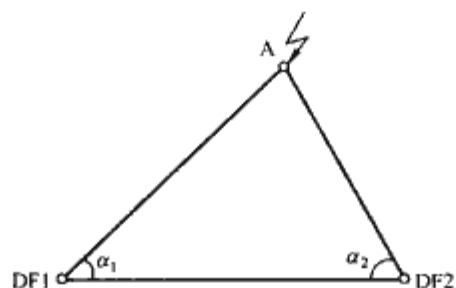


图 8.4-9 定向定位简化原理

1) 定向定位。由图 8.4-9 定向定位简化原理图可知, 当 A 点发生对地雷击, 方向探测站 DF1、DF2 分别测定雷电方向角  $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$ , 并根据两站所在位置的地理坐标和两站测到的雷电球面方位角, 计算出雷击点 A 的坐标。根据此坐标可计算出雷击点与 DF 站的距离, 即图 8.4-10 中的距离 D。

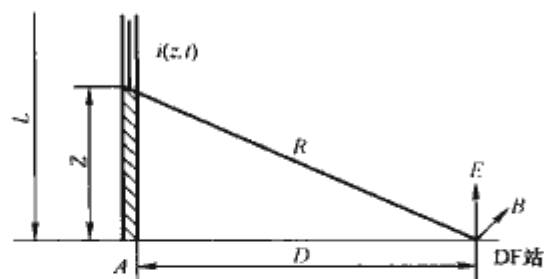


图 8.4-10 DF 站与回击通道之间的关系

测得 DF 中框形天线的感应电压  $U$ , 就可计算出雷击点的雷电流。

2) 时差定位。时差定位是测定雷电信号到达各探测站的时刻, 根据雷电信号到达各探测站的时间差计算雷电位置。如图 8.4-11 所示, DTF1、DTF2、DTF3 为三个雷电信号到达时间探测站, 其上设置高精度同步时钟, 测定雷电信号到达时刻 ( $T_1$ 、 $T_2$ 、 $T_3$ )。计算出雷电信号到达各探测站的三个时间差, 只有两个时间差是独立的, 落雷点就是与这两个时间差相应的两条双曲线的交点。它们一般有两个交点, 利用其他已知条件或再增加一个探测站就能确定真实的落雷

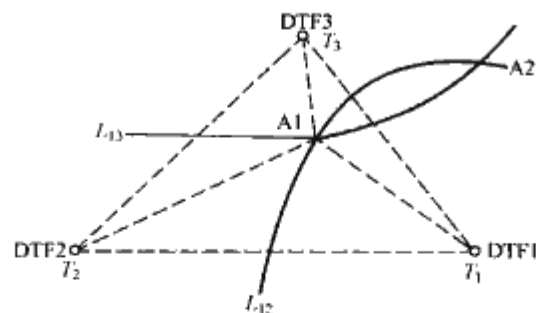


图 8.4-11 时差定位原理

点。只有当各探测站上的时钟高度同步时, 时差才能用来精确测定雷击点。GPS 技术能满足高精度雷击点测量的要求。

3) 综合定位。

a. “时间到达+定向”综合定位, 雷电综合定位系统的原理框图如图 8.4-12 所示, 与图 8.4-8 相比, 在每个方向探测站上增加了一块高精度 GPS 钟板, 用以计量雷电信号到达探测站的时刻  $T$ 。该方法是一种时差定位与定向定位的统计综合定位方法, 建立“时间到达+定向”综合定位模型, 解决了当三角形几何因子较差或极差时,  $A1$  与  $A2$  相距较近甚至很近, 而雷电方位角测量误差较大, 造成真实雷击点的误判的问题, 是一种在任何三站三角几何因子条件下的综合定位方式。

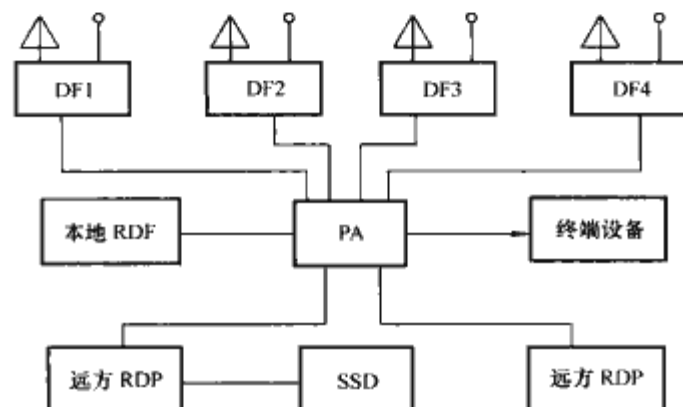


图 8.4-12 雷电综合定位系统的原理框图

b. “时差磁方向”综合定位法, 当收到落雷电磁信号的有效探测站数仅为两个的情况下, 为一条双曲线 (如图 8.4-13 所示为两站时确立的一条双曲线), 这时任一个站给出一个磁方向 (如  $\theta$ ), 则由交点确定落雷点的位置。这种综合定位方法称为“时差磁方向”综合定位法。

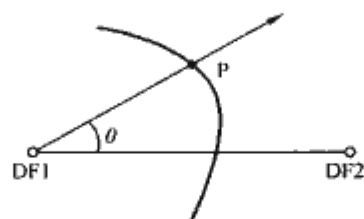


图 8.4-13 时差磁方向综合定位原理

### 3 雷电过电压保护设备

#### 3.1 避雷针和避雷线

##### 3.1.1 避雷针及其保护范围

避雷针的保护原理是, 当雷云放电时使地面电场畸变, 在避雷针的顶端形成局部场强集中的空间以影响雷电先导放电的发展方向, 使雷电对避雷针放电, 再经过接地装置将雷电流引入大地, 从而使被保护物体免遭雷击。避雷针必须高于被保护物体。

但避雷针 (高度一般 20~30m) 在雷云——大地这个大

电场之中的影响却是很有限制的。先导放电朝地面发展到某一高度  $H$  后, 才会在一定范围内受到避雷针的影响而对避雷针放电。 $H$  称为定向高度, 与避雷针的高度  $h$  有关。根据模拟试验, 当  $h \leq 30\text{m}$  时,  $H = 20h$ ; 当  $h > 30\text{m}$  时,  $H \approx 600\text{m}$ 。

避雷针的保护范围是由模拟试验确定的。“保护范围”只具有相对的意义, 不能认为在保护范围内的物体就完全不受雷直击, 在保护范围外的物体就完全不受保护。为此为“保护范围”规定一个绕击率, 所谓绕击系指雷电绕过避雷装置而击于被保护物的现象。我国有关规程所推荐的保护范围是对应 0.1% 的绕击率而言的。对于这么小的绕击率可认为保护作用已是够可靠的。

在保护范围内的物体, 当强大雷电流通过避雷针流入大地时, 必然在避雷针或接地装置上产生幅值很高的过电压。为了防止避雷针与被保护物之间的间隙击穿 (也称为反击), 它们之间应保持一定的距离。因此, 避雷针保护第一要对直击雷屏蔽, 第二要防反击。

避雷针的保护范围的计算方法是折线法。

(1) 单支避雷针。单支避雷针的保护范围是一个以避雷针为轴线的曲线圆锥体, 它的侧面边界线实际上是曲线, 工程上以折线代替曲线, 如图 8.4-14 所示。在被保护物高度  $h_x$  水平面上, 其保护半径  $r_x$  满足式 (8.4-18)。

$$\left. \begin{aligned} r_x &= (h - h_x)p & h_x &\geq \frac{h}{2} \\ r_x &= (1.5h - 2h_x)p & h_x &< \frac{h}{2} \end{aligned} \right\} \quad (8.4-18)$$

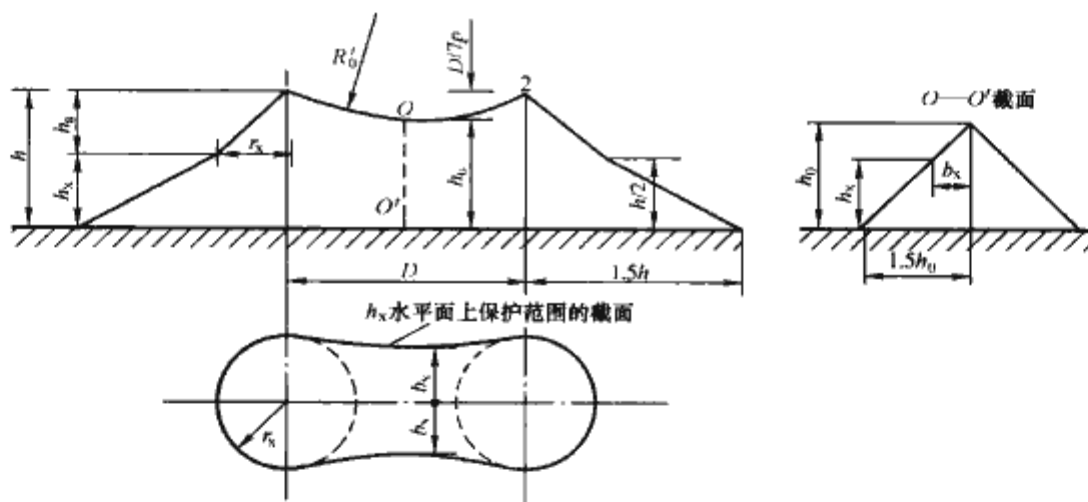


图 8.4-14 折线法单支避雷针的保护范围

$$\left. \begin{aligned} h_0 &= h - \frac{D}{7p} \\ b_x &= 1.5(h_0 - h_x) \end{aligned} \right\} \quad (8.4-19)$$

式中:  $h_0$  为两针间保护范围上部边缘最低点高度, m;  $D$  为两避雷针间的距离, m;  $p$  为高度影响系数;  $b_x$  为两针间  $h_x$  高度水平面上保护范围的一侧最小宽度, m; 当  $b_x > r_x$  时, 取  $b_x = r_x$ 。注意, 要两针能构成联合保护, 两针间的距离  $D$  不能太大, 即使被保护物高度为零, 两针间的距离也必须小于  $5hp$ , 而当被保护物高度为  $h_x$  时, 两针间的距离必须小于  $7(h - h_x)p$ 。

(3) 双支不等高避雷针联合。两针外侧保护范围仍分别按单针求出, 两针之间先作出高针的保护范围, 然后由低针 2 的顶点作水平线得到交点 3, 点 3 即为一假想的等高针的顶点, 再求出等高避雷针 2 和避雷针 3 的联合保护范围, 如图 8.4-16 所示。

通过避雷针 2 和避雷针 3 顶点及保护范围上部边缘最低点的圆弧, 其弓高按下式计算

式中:  $r_x$  为避雷针在  $h_x$  水平面上的保护半径, m;  $h$  为避雷针的高度, m, 当  $h \leq 30\text{m}$  时,  $\theta = 45^\circ$ ;  $h_x$  为被保护物的高度, m;  $p$  为高度影响系数。当  $h \leq 30\text{m}$  时,  $p = 1$ ; 当  $30\text{m} < h \leq 120\text{m}$  时,  $p = 5.5/\sqrt{h}$ ; 当  $h > 120\text{m}$  时, 按 120m 计算, 此时  $p = 5.5/\sqrt{120}$

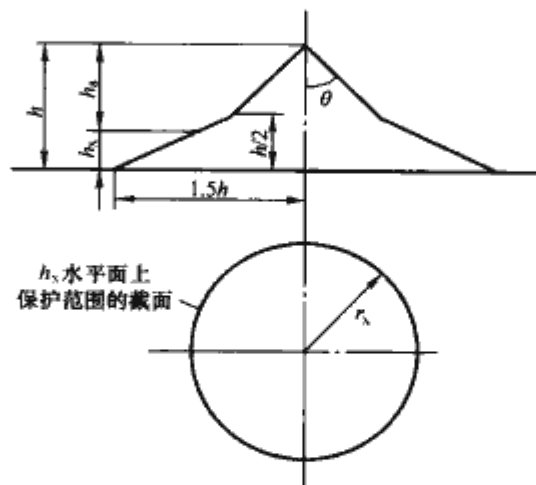


图 8.4-14 折线法单支避雷针的保护范围

(2) 双支等高避雷针的联合。等高双避雷针的联合保护范围要比两针各自保护范围的和要大。避雷针的外侧保护范围按单支避雷针的计算方法确定。由于两支避雷针的相互屏蔽效应, 两针中间部分保护范围要比两支单针的范围之和大得多。保护范围如图 8.4-15 所示。

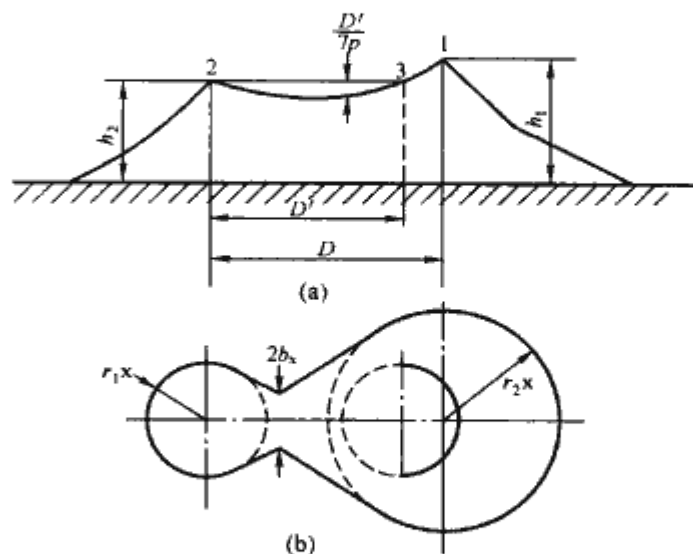


图 8.4-16 折线法两只不等高避雷针的保护范围

(a) 正视图; (b) 俯视图

$$f = D'/(7p) \quad (8.4-20)$$



式中:  $f$  为圆弧的弓高, m;  $D'$  为避雷针 2 和假想避雷针 3 间的距离, m。

#### (4) 多支等高避雷针的保护范围。

a. 三支等高避雷针所形成的三角形的外侧保护范围分别按两支等高避雷针的方法确定。如在三角形内被保护物最大高度  $h_m$  水平面上, 各相邻避雷针间保护范围的一侧最小宽度时, 则全部面积受到保护, 如图 8.4-17 所示。

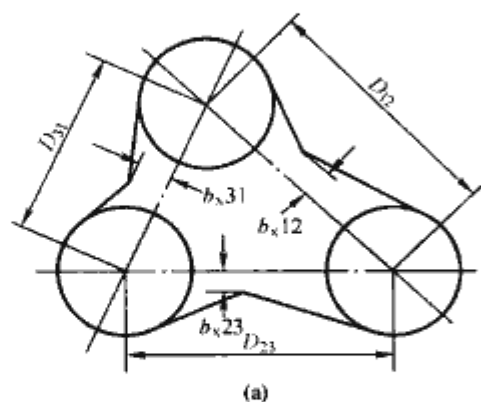


图 8.4-17 折线法三支避雷针的保护范围图

b. 四支及以上等高避雷针所形成的四角形或多角形, 分别按三支等高避雷针的方法计算。如各边的保护范围一侧最小宽度  $b_x \geq 0$  时, 则全部面积受到保护, 如图 8.4-18 所示。

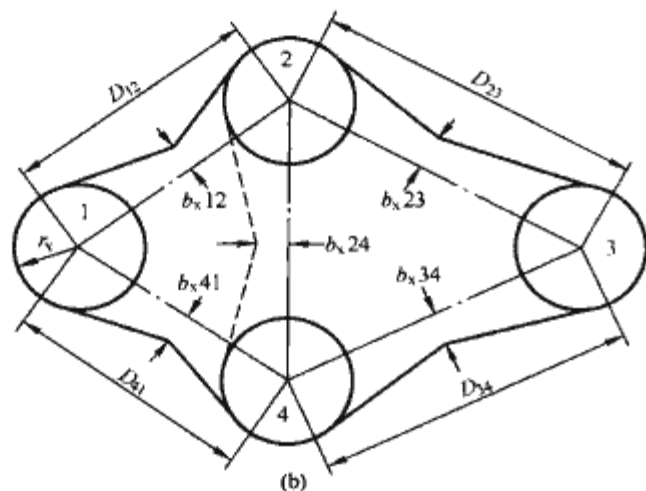


图 8.4-18 折线法四支避雷针的保护范围

#### 3.1.2 避雷线

避雷线的作用原理与避雷针相同, 主要用于输电线路的保护, 也可以用来保护发电厂和变电站。避雷线的保护范围的长度与线路等长, 而且两端还有其保护的半个圆锥体空间。与避雷针的保护原理一样, 雷电的定向高度  $H$  也取决于避雷线的高度  $h$ , 当  $h \leq 30\text{m}$  时,  $H = 10h$ ; 当  $h > 30\text{m}$  时,  $H \approx 300\text{m}$ 。

(1) 单根避雷线的保护范围。单根避雷线的保护范围如图 8.4-19 所示, 并可按下式计算

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 0.47(h-h_x)p & h_x &\geq \frac{h}{2} \text{ 时} \\ r_x &= (h-1.53h_x)p & h_x &< \frac{h}{2} \text{ 时} \end{aligned} \right\} \quad (8.4-21)$$

式中:  $r_x$  为避雷线在  $h_x$  水平面上的保护半径, m;  $h$  为避雷线的高度, m;  $p$  为高度影响系数, 取值与避雷针相同。

(2) 两根避雷线的保护范围。两根避雷线的保护范围如图 8.4-20 所示, 避雷线两边外侧的保护范围与单根时相同, 两避雷线之间的保护范围横截面内, 则由通过两线及保护范围上部边缘最低点  $O$  的圆弧确定。 $O$  点的高度为

$$h_0 = h - \frac{D}{4p} \quad (8.4-22)$$

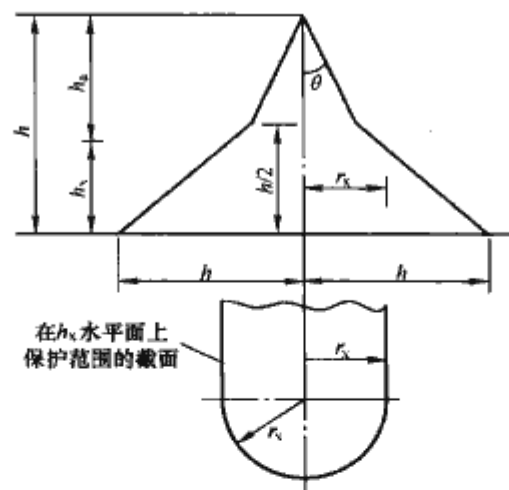


图 8.4-19 折线法单根避雷线的保护范围 ( $h \leq 30\text{m}$  时,  $\theta = 25^\circ$ )

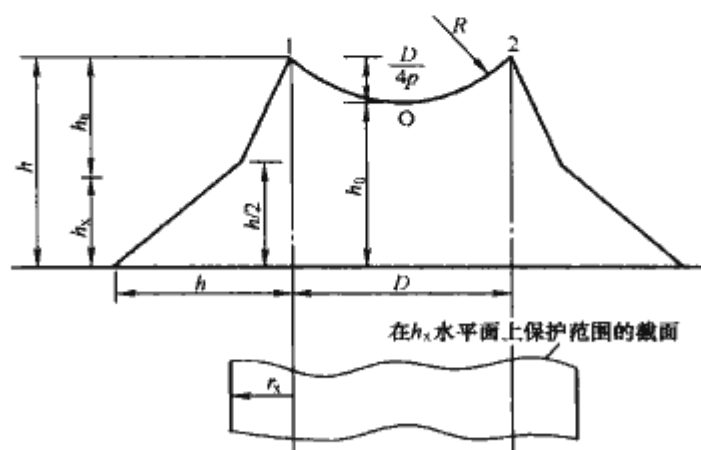


图 8.4-20 折线法两根平行避雷线的联合保护范围

式中:  $h_0$  为  $O$  点高度, m;  $h$  为避雷线的高度, m;  $D$  为两根避雷线间的水平距离, m;  $p$  为高度影响系数。

### 3.2 避雷器和 SPD

#### 3.2.1 避雷器

##### 3.2.1.1 概述

(1) 用途。电力系统输变电和配电设备在运行中受到各种各样的电压作用, 如长期作用的工作电压, 由于接地故障、甩负荷、谐振以及其他原因产生的暂时过电压、雷电过电压和操作过电压。雷电过电压和操作过电压可能有非常高的数值, 单纯靠提高设备绝缘水平的方法来承受这两种过电压, 既不符合经济考虑, 也往往在技术上行不通。积极的方法是采用专门的过电压限制器, 将入侵或突发的过电压限制在一个电力设备的绝缘能够承受的范围之内。避雷器是应用最广泛最有效的过电压限制器。它实质上是过电压能量的吸收器, 它与被保护设备并联运行, 当作用电压超过一定幅值以后避雷器总是先动作, 通过它自身泄放掉大量的能量, 限制过电压, 保护电气设备。

(2) 使用条件。避雷器与被保护设备并联安装, 为使电气设备得到可靠保护, 避雷器应满足下列基本条件:

- 1) 能长期承受系统的正常持续运行电压, 并可以短时承受经常出现的暂时过电压。
- 2) 在过电压的作用下, 放电电压低于被保护设备绝缘的冲击耐压。
- 3) 能承受过电压作用下产生的能量。
- 4) 灭弧性能好, 能迅速切断工频续流, 过电压消失后应能迅速恢复正常工作状态。

(3) 类别。保护间隙、排气式避雷器、阀式避雷器均属有间隙避雷器, 金属氧化物避雷器一般情况下不需要串联放电间隙, 又称无间隙避雷器。

## 3.2.1.2 保护间隙、排气式避雷器和磁吹阀式避雷器

(1) 保护间隙和排气式避雷器。保护间隙如图 8.4-21

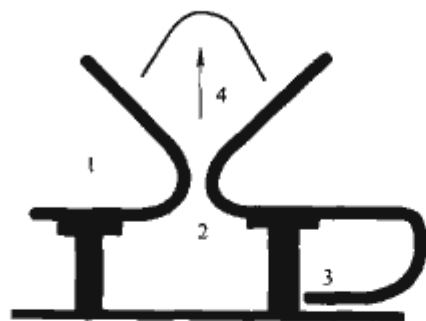


图 8.4-21 角型保护间隙

1—主放电体；2—放电间隙；  
3—辅助间隙；4—电弧运动方向

所示，其目的是为了使其工频续流电弧在电动力和上升热气流的作用下向上运动并拉长，有利电弧的自行熄灭。在我国保护间隙多用于 3~10kV 的配电系统中，保护间隙虽有一定的限制过电压的效果，但不能避免供电中断。

其优点是结构简单、价廉，主要缺点是熄弧能力低，与被保护设备的伏秒特性不易配合，动作后产生截波，不能保护带绕组的设备，往往需要与其他保护措施配合使用。

如图 8.4-22 所示，排气式避雷器靠过电压来使内部产气材料受激产生的高压气流对电弧产生强烈纵吹而灭弧。由于排气式避雷器动作时会喷出电离气体，安装时必须注意排气区内不能有邻近相的导电部分。外间隙不能过短，以免在管子受潮时可能在工作电压下发生沿面闪络，导致避雷器误动。另外，排气式避雷器的伏秒特性太陡，放电分散性比较大，难以跟被保护设备实现合理的绝缘配合。排气式避雷器动作后也会产生高幅值的截波，对变压器的纵绝缘不利。

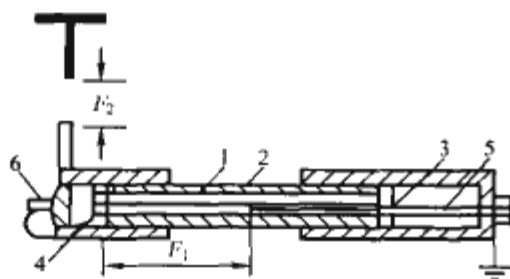


图 8.4-22 排气式避雷器

1—产气管；2—胶木管；3—棒电极；4—环电极；  
5—贮气室；6—动作指示器； $F_1$ 、 $F_2$ —内、外间隙

目前排气式避雷器只是用作变电站进线段保护的辅助手段，用来保护容量小、重要性不大的变电站及输电线路上个别的薄弱绝缘路段。如用作大跨度和交叉档的保护，也可与电缆段相配合，在直流电机的防雷保护中起限流作用。

(2) 碳化硅阀式避雷器的电气特性。阀式避雷器由装在密封瓷套中的放电间隙组和非线性电阻（阀片）组成如图 8.4-23 (a) 所示。为了保证避雷器有良好的保护特性，要求间隙应有平坦的伏秒特性和熄灭工频续流的能力，阀片电阻是非线性的，它在大电流（冲击电流）时呈现为小电阻，以保证其上的压降（残压）足够低，而在冲击电流过后，阀片在电网的工频电压作用下呈现为大电阻，以限制工频续流，有利于间隙灭弧。

阀式避雷器根据灭弧能力和流通能力的不同分为普通阀式避雷器和磁吹阀式避雷器。

普通阀式避雷器（FZ 系列）主要由多个平板型火花间隙 [见图 8.4-23 (b)]、低温阀片、并联分路电阻、瓷套、均压环等组成。

单个间隙的电极之间的电场是很均匀的，具有平坦的伏秒特性，放电分散性小，多个这样的间隙串联组成多重间隙保证了极间电场的均匀度，有利于实现绝缘配合；多个间隙串联使用时，由于对地电容的存在，使得沿串联间隙上的电

压分布不均匀，对间隙的闭合和开断都有影响。如图 8.4-23 (c) 所示，采用分路电阻与间隙并联的办法，为减小杂散电容的影响，使电压分布趋向均匀，来提高避雷器的工频击穿电压。改善了续流的灭弧条件，亦改善了开断条件。分路电阻接入后，并不改变冲击电压分布，冲击电压分布基本上取决于电容。对地电容的存在使冲击电压分布不均匀时，将带来有利影响，因为它能降低整个火花间隙的冲放电压，使各个间隙单元迅速地相继击穿，为被保护绝缘提供可靠保护。

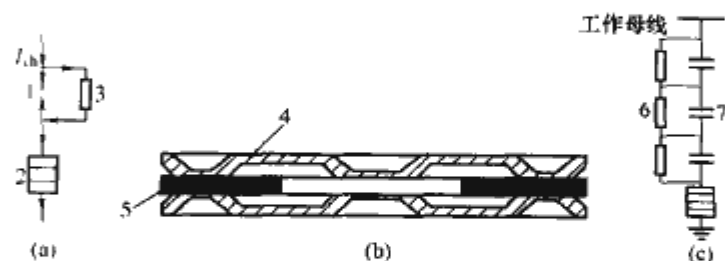


图 8.4-23 阀式避雷器的结构

(a) 单个碳化硅阀片的原理电路图；(b) 单个平板间隙结构；  
(c) 普通阀式避雷器的原理电路图

1—间隙；2—阀片；3—非线性并联电阻；4—黄铜电极；  
5—云母片（0.5mm 厚）；6—并联电阻；7—间歇电容

磁吹阀式避雷器（FCZ 系列）主要由拉长电弧式间隙或旋转式电弧间隙、照射装置、高温阀片、防爆装置、并联分路电阻、瓷套、均压环等组成。

磁吹阀式避雷器适用于工频续流比较大（峰值超过 80A）的场合。采用电弧运动的间隙，即磁吹放电间隙。它利用磁场使电弧加快运动来加强弧柱的去游离作用，以提高间隙的灭弧能力。磁吹阀式避雷器有 FCZ 型和 FCD 型两种，FCZ 型主要用于 35kV 及以上电压的变电站中，也可兼作某些内过电压的后备保护；FCD 型的部分间隙带有并联电容，用于保护旋转电机。

(3) 碳化硅阀式避雷器的电气特性基本参数。

1) 额定电压。措施加到避雷器端部的最大允许的工频电压有效值，单位为 kV。

2) 残压。放电电流通过避雷器时其端子间的最大电压值为避雷器的残压值，单位为 kV。

3) 冲击放电电压。避雷器的冲击放电电压是指雷电压（1.2/50 $\mu$ s）作用下避雷器的放电电压（峰值），单位为 kV。

4) 工频放电电压，在工频电压作用下，避雷器的放电电压有效值，单位为 kV。

5) 流通容量。避雷器的流通容量主要是指在规定的波形参数下，非线性电阻片耐受通过电流的能力，以电流的幅值、持续时间和通过次数表示。

## 3.2.1.3 金属氧化物避雷器（MOA）

(1) MOA 的基本工作原理。国外 20 世纪 60 年代开始研究开发 MOA，我国从 1976 年开始进行电力 MOA 的研究，现已开发出直至 500kV 的 MOA，由带串并联间隙发展到无间隙，电阻片通流容量不断提高。从部标到国标（GB 11032—1989），直至与 IEC 99—4 靠拢的国标 GB 11032—2000 已经正式完成。如今在电力系统中 MOA 得到广泛应用，为提高其运行的安全可靠性的，生产厂不断提高产品设计水平和制造质量，同时对运行中 MOA 进行严格有效的检测和定期预防性试验，并开展 MOA 的在线监测，这些都是保证其安全可靠运行的有效手段。

金属氧化物的阀片（MOV）以氧化锌为主，掺以微量的氧化铋、氧化钴、氧化锰等添加剂制成，具有极其优异的非线性特性，在正常工作电压下，其阻值很大（电阻率高达



$10^{10} \sim 10^{11} \Omega \cdot \text{m}$ ), 通过的漏电流很小 ( $\mu\text{A}$  级), 而在过电压的作用下, 限值会急剧变小。其伏安特性可用公式  $u = CI^a$  表示, 非线性系数  $a$  与电流大小有关,  $a$  一般只有  $0.01 \sim 0.04$ , 即使在大冲击电流 (例如  $10\text{kA}$ ) 下,  $a$  也不会超过  $0.1$ , 可见其非线性要比碳化硅阀片好, 已接近理想 ( $a=0$ )。如图 8.4-24 所示, 在  $I=10^4\text{A}$  时两种阀片在一定范围内残压基本相等。而在相电压作用下,  $\text{SiC}$  阀片将流过幅值达数百安的电流, 因而必须用火花间隙加以隔离; 而  $\text{ZnO}$  阀片在相电压下流过的电流的数量级只有  $10^{-5}\text{A}$ 。可以近似认为其续流为零。所以用这种阀片制成的 MOA 可以省去串联的火花间隙, 成为无间隙避雷器。

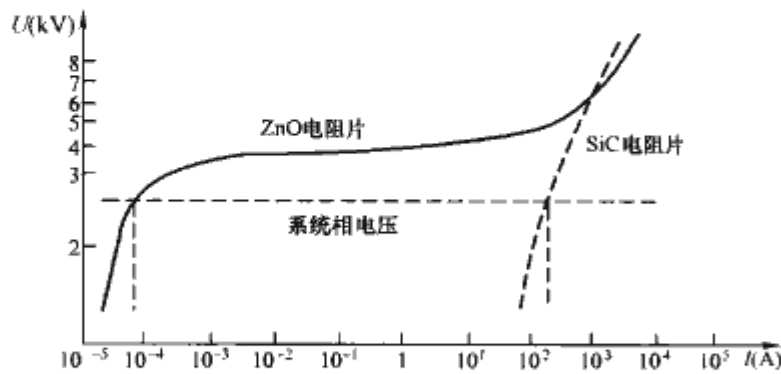


图 8.4-24 ZnO 阀片 SiC 阀片伏安特性的比较

### (2) MOA 的分类。

1) 按电压等级分类。MOA 按额定电压值来分类, 可分为高压类、中压类和低压类三类。高压类指  $66\text{kV}$  及以上等级的 MOA, 大致可划分为  $500$ 、 $330$ 、 $220$ 、 $110$ 、 $66\text{kV}$  五个电压等级; 中压类指  $3 \sim 66\text{kV}$  的 MOA, 大致可划分为  $3$ 、 $6$ 、 $10$ 、 $35\text{kV}$  四个电压等级; 低压类指  $3\text{kV}$  以下的 MOA, 大致可划分为  $1$ 、 $0.5$ 、 $0.38$ 、 $0.22\text{kV}$  四个电压等级。

2) 按用途分类。MOA 按用途可划分为系统用线路型、系统用电站型、系统用配电型、并联补偿电容器组保护型、电气化铁道型、电动机及电动机中性点型、变压器中性点型七类。

### 3) 按外套材料分类。

a. 瓷外套型。瓷外套 MOA 按耐污秽性能分为四个等级, I 级为普通型、II 级为用于中等污秽地区 (爬电比距  $20\text{mm/kV}$ )、III 级为用于重污秽地区 (爬电比距  $25\text{mm/kV}$ )、IV 级为用于特重污秽地区 (爬电比距  $31\text{mm/kV}$ )。

b. 复合外套型。复合外套 MOA 是用复合硅橡胶材料做外套, 并选用高性能的氧化锌电阻片, 内部采用特殊结构, 用先进工艺方法装配而成, 具有硅橡胶材料和氧化锌电阻片的双重优点。

c. 罐式。由 MOV、均压罩、外壳、放电计数器以及绝缘盆和电连接器等部分组成。其主要元件 MOV 封闭在接地的金属壳体内, 壳体内部充以绝缘性能优异、稳定性好的  $\text{SF}_6$  气体作为绝缘介质。罐式 MOA 主要是为封闭组合电器配套使用的, 用来保护电气设备的绝缘免受操作过电压和雷电过电压的冲击损坏, 并与断路器、隔离开关、互感器等设备共同组成封闭式组合电器。具有缩小绝缘距离, 占地面积小、内部电气性能不受外界大气、污秽等条件影响等优点, 对伏秒特性比较平坦的 GIS 保护特别有利。

4) 按结构性能分类。MOA 按结构性能可分为无间隙 (W)、带串联间隙 (C) 和带并联间隙 (B)。

### (3) MOA 的电气特性基本参数。

a. 标称放电电流。MOA 的标称放电电流分为五类, 在

选用时应根据避雷器的应用场合和避雷器的技术参数来选择, 如表 8.4-4 所示。

表 8.4-4 MOA 技术参数

标称放电电流 (峰值, kA)	避雷器额定电压 (有效值, kV)	大电流冲击电流值 (峰值, kA)	大电流压力释放 预期对称电流 (有效值, kA)	小电流压力释放 电流值 (有效值, A)	避雷器适用场合
20	$420 \leq U_N \leq 468$	100	80、63 40、20	800	电站用避雷器 发电机用避雷器
10	$90 \leq U_N \leq 468$	100 (65)	40、20 10		
5	$4 \leq U_N \leq 25$	65 (40)	16		配电用避雷器
	$5 \leq U_N \leq 17$		—		补偿电容器用避雷器
	$5 \leq U_N \leq 90$		16		电站用避雷器
	$5 \leq U_N \leq 108$		16		电气化铁道用避雷器
	$42 \leq U_N \leq 84$		10		电动机用避雷器
2.5	$4 \leq U_N \leq 13.5$	25	5		低压避雷器
1.5	$0.28 \leq U_N \leq 0.5$	10	—		电机中性点用避雷器
	$2.4 \leq U_N \leq 15.2$		5		变压器中性点避雷器
	$60 \leq U_N \leq 207$		5		电站用避雷器

注 1. 表中数据摘自参考文献 [35]。  
2. 括号内大电流冲击峰值为推荐值。  
3. 根据运行条件, 电流峰值可取其他值 (较高或较低)。

b. 额定电压。按 IEC 标准规定, 避雷器在注入标准规定的能量后, 必须能耐受相当于额定电压数值的暂时过电压至少  $10\text{s}$ 。

避雷器额定电压可按下式选择

$$U_N \geq kU_1 \quad (8.4-23)$$

式中:  $U_N$  为额定电压,  $\text{kV}$ ;  $k$  为切除短路故障时间系数,  $10\text{s}$  及以内切除故障  $k=1.0$ ,  $10\text{s}$  以上切除故障  $k=1.3$ ;  $U_1$  为暂时过电压,  $\text{kV}$ 。在选择避雷器额定电压时, 仅考虑单相接地、甩负荷和长线电容效应引起的暂时过电压。

### c. 持续运行电压和持续运行电流。

(a) 避雷器最大持续运行电压  $U_c$ 。  $U_c \leq 0.8U_r$  ( $U_r$  为避雷器额定电压,  $\text{kV}$ ), 且在直接接地系统中  $U_c \geq U_m/\sqrt{3}$  ( $U_m$  为系统最高工作电压,  $\text{kV}$ )。在非直接接地系统下,  $10\text{s}$  及以内切除故障时,  $U_c \geq U_m/\sqrt{3}$ ;  $10\text{s}$  以上切除故障时,  $U_c \geq U_m$  ( $35 \sim 66\text{kV}$ ) 及  $U_c \geq 1.1U_m$  ( $3 \sim 10\text{kV}$ )。

(b) 持续运行电流。持续运行电流是指在持续运行电压下, 流过避雷器的工频电流, 包括阻性电流和容性电流。持续运行电流通常在数百至上千微安之间, 阻性电流在几十至几百微安之间。

d. 工频电压耐受时间。工频电压耐受时间指在规定动作负载条件下, 对金属氧化物施加不同大小的暂时过电压, 避雷器不损坏、不发生热崩溃所对应的最长持续时间。

e. 冲击保护水平。避雷器标称放电电流 ( $8/20\mu\text{s}$ ) 下的残压值为避雷器的雷电冲击保护水平。陡波标称放电电流 ( $1/5\mu\text{s}$ ) 下的残压值与标称放电电流下的残压值之比不得大于  $1.15$ 。避雷器雷电冲击保护水平应满足保护电力设备绝缘配合的要求。即满足电气设备全波冲击绝缘水平与雷电冲击保护水平之比不得小于  $1.4$ 。避雷器操作冲击电流 (波前  $30 \sim 100\mu\text{s}$ ) 下的残压值为避雷器的操作冲击保护水平。操

作冲击绝缘配合系数应满足：电气设备的操作冲击绝缘水平与操作冲击保护水平之比值不得小于 1.15。

f. 参考电流和参考电压。工频参考电流是用于确定避雷器工频参考电压的工频电流阻性分量的峰值。在工频参考电流下测出的避雷器上的工频电压的有效值即为工频参考电压（kV）。直流参考电流用于确定避雷器直流参考电压，直流参考电流通常为 1~20mA。在直流参考电流下测出的避雷器上的电压即为直流参考电压（kV）。

g. 压比。压比为阀片在标称电流下的残压与其参考电压的比值。压比越小，表明通过冲击大电流时的残压越低，避雷器的保护性能越好。

h. 荷电率。持续运行电压的峰值与直流参考电压的比值称为避雷器的荷电率。荷电率的高低直接影响到避雷器的老化过程。通常取 55%~75%。

i. 流通容量。流通容量分雷电冲击电流和长时间方波电流两种。前者包括 4/10μs、65kA 大电流耐受 2 次和 8/20μs 标称雷电流耐受 20 次；后者为 2ms 方波电流和长线能量释放，其电流幅值与电压等级、输电线路长度有关，耐受 20 次。

j. 外绝缘水平。爬电比距可按下式确定

$$\lambda = L/U_m \tag{8.4-24}$$

式中：L 为瓷套爬电距离，cm；U<sub>m</sub> 为系统最高工作线电压，kV。

MOA 爬电比距的选择，要根据不同污秽等级的要求值进行选取，在选择上要取上限值，以确保其运行的安全性。

(4) 有间隙 MOA。在配电网中出现单相接地、谐振过电压、操作过电压时，无论电压高低、能量大小、持续时间长短、无间隙 MOA 都会动作以泄放过电压能量。这是无

间隙 MOA 与碳化硅阀式避雷器在限制过电压时的本质区别。在配电网中用无间隙 MOA 替代有间隙碳化硅阀式避雷器，应注意不能排除高幅值长时间过电压作用下损坏的可能性，故不能将 MOA 作为限制间隙电弧接地过电压和谐振过电压的保护措施。相同保护水平下 MOA 造价比碳化硅阀式避雷器高，一般情况下，中性点非有效接地系统中不推荐使用无间隙 MOA。而限制开断电容器组、开断电动机时产生的过电压，则应用无间隙 MOA 具有明显的优越性。

带间隙 MOA 集中了 MOA 和碳化硅阀式避雷器的优点，有间隙隔离工频电压，又无工频续流、还可以降低残压。

在图 8.4-25 (a) 中，间隙分路电阻 r<sub>1</sub>、r<sub>2</sub> 与电阻片 R 组成分压结构，可要求 r<sub>1</sub>、r<sub>2</sub> 与 R 分别承担外加电压的一半，达到既降低 R 的电压负荷，又减轻间隙灭弧负担的目的。ZnO 阀片的非线性保证了灭弧过程中间隙仅承担 50% 的恢复电压。

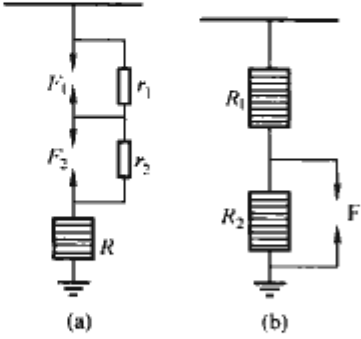


图 8.4-25 有间隙 MOA 原理接线图  
(a) 带串联间隙的 MOA；  
(b) 带并联间隙 MOA

图 8.4-25 (b) 中，R<sub>1</sub> 和 R<sub>2</sub> 是 MOV 在正常运行条件下，系统工作电压由 R<sub>1</sub> 和 R<sub>2</sub> 共同承担，单位阀片上的电压负荷比较低；当通过大幅值雷电流时，R<sub>2</sub> 上的压降使并联放电间隙 F 击穿，使 R<sub>2</sub> 短接，避雷器压降仅由 R<sub>1</sub> 决定，故残压和相应的残压比显著下降。

表 8.4-5 和表 8.4-6 分别列出了我国 110~500kV 和国外 550kV 交流 MOA 避雷器的电气特性。

表 8.4-5 国产 110~500kV 交流 MOA 的电气特性

系统额定电压 (有效值,kV)	避雷器 额定电压 (有效值,kV)	系统最高 电压 (有效值,kV)	持续运行 电压 (有效值,kV)	工频参考 电流 (峰值, mA)	工频参考 电压 (峰值,kV)	陡波冲击残压 (峰值,kV)		(波头 30μs、 2kA 电流) 操作冲击 电压(峰值,kV)	雷电冲击残压 (峰值,kV,波形 8/20μs)		
						波头 1μs	波头 0.5μs		5kA	10kA	20kA
110	96	126	73	2	148	262	275		222	238	255
	100					273	286		232	248	266
	108					295	309		250	268	278
220	192	252	140	2	272	524	549	414	443	476	510
	200				283	546	573	431	462	496	532
	228				322	622	652	491	527	565	602
330	288				407	725	768	578	618	665	712
	290				410	730	774	582	622	670	716
500	420	550	318	3	594	1045	1097	826	894	950	1026
	444				628	1095	1149	875	937	995	1075
	468				662	1465	1222	920	996	1059	1143

表 8.4-6 国外 550kV 交流 MOA 的电气特性

额定电压 (有效值,kV)	持续运行电压 (有效值,kV)	起始动作 电压峰值 (参考电流, mA)	10kV 陡波冲击 残压(峰值)/kV		操作冲击残压 (峰值,kV,波头>30μs)			雷电冲击残压 (峰值,kV,波形 8/20μs)			
			波头 1μs	波头 0.6μs	1kA	2kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
420				1142(15kA)			825	899	950	1012	1118
444				1209(15kA)			874	952	1006	1071	1184



续表											
额定电压 (有效值,kV)	持续运行电压 (有效值,kV)	起始动作 电压峰值 (参考电流,mA)	10kV 陡波冲击 残压(峰值)/kV		操作冲击残压 (峰值,kV,波头>30μs)			雷电冲击残压 (峰值,kV,波形 8/20μs)			
			波头 1μs	波头 0.6μs	1kA	2kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
420 444		594(3) 628(3)		1044 1086	817 861	844 892	865 915	914	966 1006	1022 1063	1110 1155
420 444		550(1) 580(1)		1093 1155				884 935	950 1004	1017 1075	
420 444		567(2) 599(2)						1003 1061	1046 1106	1146 1212	
420 444		567(2) 599(2)					877 927	894 946	932 986	1007 1066	
420 444	324 342		1021 1080		806 852			881 932	928 981	984 1040	
420 444	340 360		1122 1188		877 928		898 963	979 1037	1037 1098	1085 1148	1190 1260

3.2.1.4 特高压避雷器

在特高压绝缘配合上,世界各国研究的结果都倾向于采用高性能的避雷器,可进一步提高输电系统的可靠性,降低系统的绝缘水平,减少输变电设备的体积和质量。特高压领域中操作波放电特性直接影响线路、设备的外绝缘尺寸及造价。解决这一问题的途径是尽量降低操作过电压水平。研究表明,采用带分合闸电阻的断路器、高性能 MOA 以及并联电抗器可使操作过电压小于 1.6Up。

表 8.4-7 和表 8.4-8 是国内外开发的一些特高压避雷器的技术参数。

表 8.4-7 国内开发的 750kV 避雷器及准备开发的 1000kV 避雷器技术参数

项 目 名 称	Y20W- 600/1380GW	YH20W- 648/1391GW	YH20W- 826/1620
系统电压(有效值,kV)	750	750	1000
避雷器额定电压(有效值,kV)	600	648	828
持续运行电压(有效值,kV)	462	498	635
雷电冲击电流 20kA 下残压(峰值,kV)	1380	1491	1620
操作冲击电流 2kA 下残压(峰值,kV)	1142	1234	1437
4/10μs 大电流冲击耐受(kA)	100	1000	400
吸收能量(MJ)	11.4	12.4	50
工频耐受电压(有效值,kV)	1040	1040	1100
雷电冲击耐受电压(峰值,kV)	2350	2350	2250
操作冲击耐受电压(峰值,kV)	1675	1675	1675
避雷器外套型式	瓷套	瓷套、复合外套	瓷套、罐式、复合外套
使用场合	电站	电站、线路	电站、线路

表 8.4-8 国外几家公司特高压避雷器主要技术参数

系统电压 (有效值, kV)	1150	1050	1000	1500	1000	1000
避雷器额定电压 (有效值, kV)			720	1200	960	826

续表

持续运行电压 (有效值, kV)	694		578	1000	608	635
雷电冲击残压 (峰值, kV)	1766/ 15kA		1590/ 20kA	2610/ 20kA	1850/ 20kA	1620/ 20kA
操作冲击残压 (峰值, kV)	1570/ 2kA		1410/ 3kA			
4/10μs 大电流冲击耐受 (kA)		100			150	100
吸收能量 (MJ)		30	28		24	55
工频耐受电压 (有效值, kV)	1100					
雷电冲击耐受电压 (峰值, kV)			2059			2250
操作冲击耐受电压 (峰值, kV)	1790		1750			1800
质量 (kg)	1700		1100			13000
避雷器外套型式	瓷套	罐式	复合外套 (悬挂式)	瓷套	瓷套、复合外套	罐式
使用场合	电站	电站	电站、线路	电站	电站、线路	电站

注 表中数据摘自参考文献 [39]。

3.2.2 电涌保护器 (SPD)

3.2.2.1 电涌的来源及其危害

国际电工委员会 IEC 664-1 中定义:电涌为超过相应稳定的电压峰值的任何电压峰值。瞬间的高电压电流导通,当电压及电流高于正常值的双倍时,称之为电涌。电涌是指瞬态电冲击,包括电涌冲击、电流冲击和功率冲击。此处所谓瞬态是指持续时间大大低于工频周期 (0.02s) 的瞬变过程,是电路中出现的一种短暂的电流、电压波动,在电路中通常持续约百万分之一秒。220V 电路系统中的 5kV 或 10kV 的瞬间 (百万分之一秒) 电压波动,即为电涌或瞬态过电。

电涌按其来源分为雷电电涌过电压和操作电涌过电压。

(1) 雷电电涌过电压分为感应雷击电涌过电压、直接雷击电涌过电压、雷击传导电涌过电压和振荡电涌过电压。

1) 感应雷击电涌过电压: 雷击闪电产生的高速变化的电磁场, 闪电辐射的电场作用于导体, 感应很高的过电压, 这类过电压具有很陡的前沿并快速衰减。

2) 直接雷击电涌过电压: 直接落雷在电网上, 由于瞬间能量巨大, 破坏力极强, 目前还没有一种设备能对直接落雷进行保护。

3) 雷击传导电涌过电压: 由远处的架空线传导而来, 由于接于电力网的设备对过电压有不同的抑制能力, 因此传导过电压能量随线路的延长而减弱。

4) 振荡电涌过电压: 动力线等效一个电感, 并于大地及邻近金属物体间存在分布电容, 构成并联谐振回路。在 TT、TN 供电系统, 当出现单相接地故障的瞬间, 由于高频成分出现谐振, 在线路上产生很高过电压, 主要损坏二次仪表。

(2) 操作电涌过电压分为载流和重燃电涌过电压和静电放电过电压。

1) 载流和重燃电涌过电压: 由接通和分断控制设备时产生, 特别是电动机或变压器负载, 在起动阶段或故障时分断, 出现载流和重燃过电压, 常使电动机绕组或变压器击穿损坏。

2) 静电放电: 干燥的绝缘体 (如毛制品), 在干燥的环境通过摩擦产生静电, 能量较小, 主要损坏集成电路。

**3.2.2.2 雷电和操作电涌的峰值与很多因素有关, 出现在建筑物内的电涌从几千伏到几十千伏, 如不加以限制会损坏电子设备。电涌对设备的损坏形式有飞弧、电晕和单相接地几种。**

(1) 在被损的部件上留下明显的电弧痕迹的称为飞弧。

(2) 在绝缘体表面上, 有明显的电蚀痕迹的叫电晕。被蚀部位绝缘下降; 控制电路的 IC 等元件损坏; 一般电子设备、家用电器的整流元件、稳压元件损坏。

(3) 接地故障造成设备带电 (单相接地) 或设备相间短路 (电机相间短路)。

### 3.2.2.3 电涌保护及电涌保护器 (SPD)

(1) 电涌保护。电涌保护主要是保护电子设备免受雷电电涌的危害, 也兼而使电子设备免受大部分操作电涌的危害。通过泄放雷电流、限制浪涌电压来保护电子设备, 是电子设备防雷的主要手段, 也是内部防雷保护的主要措施, 从而成为综合防雷体系中的重要组成部分。仅有接闪器和接地装置并不能避免雷电波沿线路的入侵; 也不能在实际可能的低接地电阻值下防止反击。为了保护电子设备还需要电涌保护。反过来, 电涌保护也以外部防雷保护为前提, 电涌保护也应与内部防雷保护其他措施 (等电位连接, 屏蔽) 密切配合。

(2) SPD 的定义。SPD (Surge Protective Device) 是 IEC 标准中对电涌保护器 (过电压保护器) 的英文缩写。SPD 的定义应是电涌保护器, 用以限制瞬态过电压和引导电涌电流的一种器具, SPD 除具有防雷的功能外, 还有抑制投切过电压的作用, 它至少应包括一种非线性元件。

(3) SPD 的基本原理。电涌保护器并联在被保护设备两端, 通过泄放浪涌电流、限制浪涌电压来保护电子设备。泄放雷电流和限制浪涌电压这两个作用都是由其非线性元件 (一个非线性电阻, 或是一个开关元件) 完成的。在被保护电路正常工作、瞬态电涌未到来以前, 此元件呈现极高的电

阻, 对被保护电路没有影响; 而当瞬态电涌到来时, 此元件迅速转变为很低的电阻, 将浪涌电流旁路, 并将被保护设备两端的电压限制在较低的水平。到电涌结束, 该非线性元件又迅速、自动地恢复为极高电阻, 保证了电路工作的连续性和可靠性。

(4) SPD 的类型。电涌保护器一般可由气体放电管、放电间隙、半导体放电管、氧化锌压敏电阻、齐纳二极管、滤波器、保险丝等元件组成。

从工作原理和性能上, 电涌保护器可分为电压开关型、限压型和组合型三类。

1) 电压限制型 SPD。电压限制型 SPD 的核心保护元件为各种非线性电阻性元件, 具有连续的伏安特性, 随着电流增大, 电阻连续减小。电源 SPD 中最普遍的是金属氧化物非线性电阻 (简称 MOV), 有时又称压敏电阻。此外, 还有箝位二极管、瞬态电压抑制器 (一种专门用来限制瞬态大电流的二极管, 简称 TVS) 和硅雪崩二极管 (简称 SAD) 等。SPD 可用其中的一种, 也可以是几种的混合, 均称作电压限制型。限压型 SPD 无电涌出现时为高阻抗, 随着电涌电流和电压的增加, 阻抗跟着连续变小, 又称 “箝压型” SPD。通常采用压敏电阻、抑制二极管作为组件, 其特点是残压低。测试该器件一般采用  $8/20\mu\text{s}$  的模拟雷电冲击电流波形。一般安装在雷电保护区建筑物内, 疏导  $8/20\mu\text{s}$  的雷电冲击电流。

2) 电压开关型 SPD。电压开关型 SPD 的核心保护元件是各种开关型器件, 如开放的空气间隙、封闭的气体放电管、晶闸管和三端双向可控硅元件等。电源 SPD 中最常用的是间隙。开关型器件也是非线性元件, 但伏安特性不连续, 在小电压时基本上为开路状态; 电压高到一定程度时两电极间电阻突然降低, 转为短路状态。其特点是放电能力强, 但残压高, 为  $2\sim 4\text{kV}$ 。测试该器件一般用  $10/350\mu\text{s}$  的模拟雷电流波形。一般安装在建筑物直击雷防护区 (LPZ0) 和第一屏蔽防护区 (LPZ1) 的交界处。

图 8.4-26 详细地描绘出了限制电压型电涌保护器和电压开关型电涌保护器的动作过程。

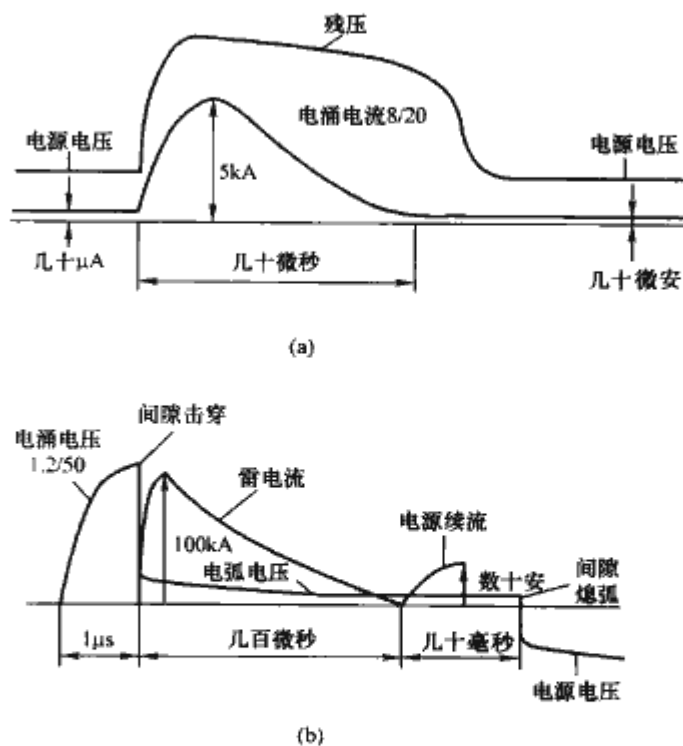


图 8.4-26 SPD 的动作过程

(a) 电压限制型 SPD; (b) 电压开关型 SPD

3) 组合型。组合型 SPD 指电压开关型元件和电压限制



型元件的组合，两者串联或并联。组合型 SPD 也具有非线性特性，但是伏安特性不连续。在一般雷电过电压保护时，由限压型组件承受浪涌电流，其标称放电电流可达 10~20kA；若遇较大量级雷电流过电压，第一级由限压型组成的电路保险管可自动断开，由第二级电压开关型组件进行雷电过电压保护。组合型 SPD 能承受冲击电流容量一般大于 100kA。

这三种结构原理的 SPD 的优缺点见下表 8.4-9。

表 8.4-9 各种结构类型 SPD 的优缺点比较表

类型	特 性						
	响应时间	动作平稳性①	动作分散性②	续流	泄漏电流	电压保护水平	老化
电压限制型	较快 <25ns	平稳	无	极小	有	较低	会，但可延缓
电压开关型	较慢 <100ns	突变	大	很大可自熄	基本无	高，但可触发降低	不会
组合型（串联）	较慢	较平稳	大	较小	基本无	高，但可触发降低	不会
组合型（并联）	MOV 较快	先平稳后突变	小	很大可自熄	有	高，但可触发降低	会，但可延缓

① 指元件的阻抗是否突变，突变会引起电路的振荡和干扰。

② 指击穿电压的分散性，使电压保护水平发生变化。

(5) 电涌保护器的主要性能指标。

1) 最大持续运行电压  $U_c$ 。SPD 的最大持续运行电压  $U_c$  是指可持续施加于 SPD 上的最大交流均方根电压或直流电压，它应大于低压网络内可能出现的工频过电压，其值按接地系统类型选择见下表。

表 8.4-10 各类接地系统最大持续运行电压选择

接地系统	TT	TN-S	TN-C	IT
$U_c (M_c^①)$	$\geq 1.55U_0^②$	$\geq 1.15U_0$	$\geq 1.15U_0$	$\geq 1.15U_0$
$U_c (M_d^③)$	$\geq 1.15U_0$	$\geq 1.15U_0$		

注 1. 表中数据摘自参考文献 [56]。

2. 线间电压为 380V。

①  $M_c$  表示共模保护，即相线对地和中性线对地的保护。

②  $U_c$  表示相线与中性线间的标称电压，在 220/330V 三相系统中， $U_0=220V$ 。

③  $M_d$  表示差模保护，即相线对中性线间的保护，对 TT 系统和 TN-S 系统是必须的。

2) 冲击电流  $I_{imp}$ 。规定包括幅值电流  $I_{peak}$  和电荷  $Q$ 。

3) 标称放电电流  $I_n$ 。流过 SPD 8/20 $\mu s$  电流波的峰值电流。用于对 SPD 做 II 级分类试验，也用于对 SPD 做 I 级和 II 级分类试验的预处理。

(6) 电涌保护器的安装原则。

1) 电涌保护器必须能承受预期通过它们的雷电流。在建筑物进线处和其他防雷区界面处的最大电涌电压应与所属系统的基本绝缘水平和设备允许的最大电涌电压协调一致。为使最大电涌电压足够低，其两端的引线应做到最短，不超过 0.5m。

2) 当电源进线端的电涌保护器与被保护设备之间距离较远（大于 30m）时，或者 SPD 的电压保护水平  $U_P$  加上其两端引线的感应电压以及反射波效应不足以保护敏感设备，则应在被保护设备处安装第二级 SPD，其标称放电电流不宜小于 5kA (8/20 $\mu s$ )。

3) 当在线路上多处安装 SPD 时，电压开关型 SPD 与限压 SPD 之间的线路，长度不宜小于 10m，限压型 SPD 间的线路长度不宜小于 5m。

4) 为防止 SPD 因各种原因损坏时，每级 SPD 须设熔丝或断路器保护。

5) 当保护设备的线路有屏蔽时，SPD 宜靠近屏蔽线路末端安装。

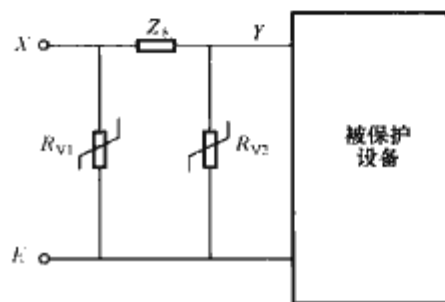


图 8.4-27 两级保护 SPD

(7) 多级 SPD 的动作顺序。当单级 SPD 不能将入侵的冲击过电压抑制到规定的保护电平以下时，就要采用含有二级、三级或更多级非线性抑制元件的 SPD。图 8.4-27 是两级保护

SPD 的例子。图中非线性元件  $RV_1$  和  $RV_2$  都是压敏电阻，实用中  $RV_1$  也可以是气体放电管， $RV_2$  也可以是稳压管或浪涌抑制二极管 (TVS 管)。两级之间的隔离元件  $Z_s$  可以是电感  $L_s$  或电阻  $R_s$ ， $RV_1$  和  $RV_2$  的导通电压分别是  $U_{n1}$  和  $U_{n2}$ ，所选用的元件总是  $U_{n2} < U_{n1}$ 。

低压供电系统可以通过变电站处的保护、建筑物主配电盘处的保护、建筑物内分配电盘处的保护和末端的负载保护保护用户设备免受电涌的侵害。图 8.4-28 是一个三级联动的电涌保护器对浪涌电压的抑制的实例。

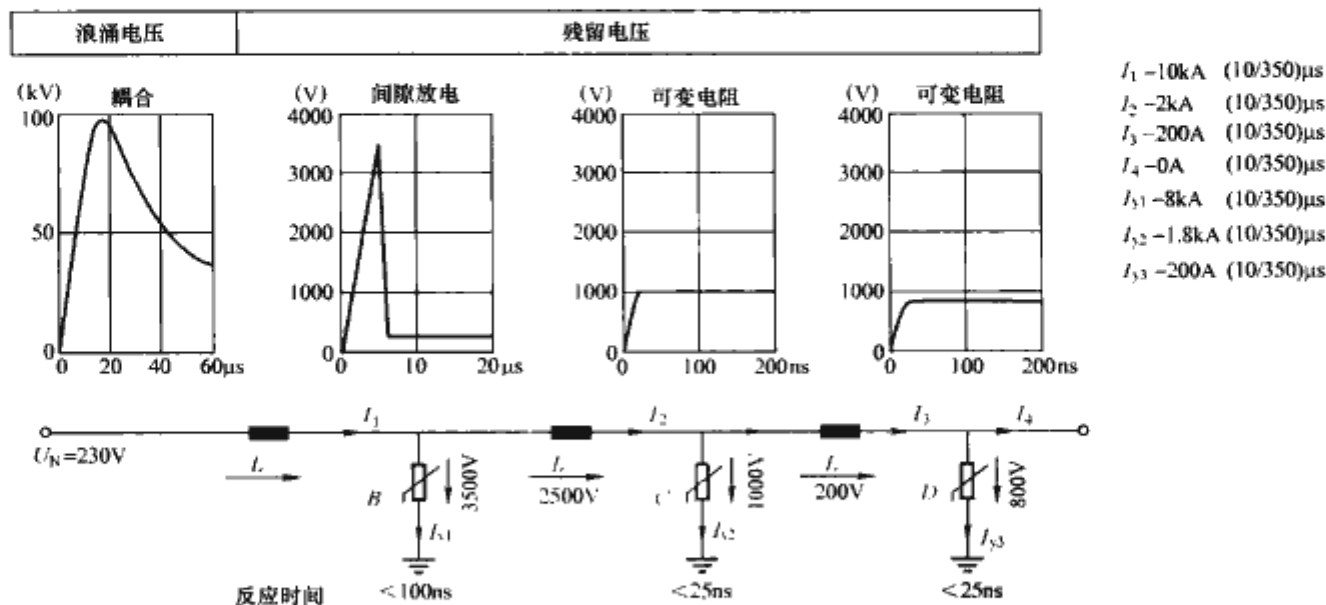


图 8.4-28 完整的浪涌保护器三级联动系统防雷示意图

3.3 防雷接地装置

3.3.1 接地的分类

接地装置由接地体和接地引线构成。接地体指埋入大地与土壤相接触的金属导体。接地引线指电气回路或电气设备与接地体之间的电气连线。接地体可以分为自然接地体和人工接地体两类。平常所说的接地体指的是人工接地体。接地可以分为以下四种类型：

(1) 工作接地。根据电力系统正常运行方式的需要将电网中某一点接地，例如电网中性点的接地和利用大地作为大地导体时的接地。国家规程 DL/T 621—1997《交流电气装置的接地》中对接地电阻的大小有明确的规定：在中性点直接接地系统中，即 110kV 及以上的交流系统中，接地电阻  $R$  以保证短路电流  $I$  在接地体上的压降不超过 2000V 为标准，即  $R \leq 2000/I$ 。式中， $I$  应采用在接地网内、外短路时，经接地装置流入地中的最大短路电流的周期性分量初始值。当接地电流大于 4000A 时，要求接地电阻不超过 0.5Ω，越小越好。在高土壤电阻率地区，由于现场条件的限制，地网面积较小，要使接地电阻小于 0.5Ω，从经济上看是不合理的，从技术上看也难以达到。允许在大接地短路电流系统中接地电阻  $R$  可以提高到不超过 5Ω，但是此时要采取均压措施，将接触电势、跨步电势限制在保证人身和设备的安全的范围内。表 8.4-11 为部分接地设备的接地电阻要求。

表 8.4-11 部分接地设备接地电阻要求

设备类型		要求 (Ω)
大接地短路电流系统		$\leq 0.5$
小接地短路电流系统		$\leq 10$
高压设备单独接地时		$\leq 10$
低压保护接地		$\leq 4$
配电变压器	100kVA 以上	$\leq 4$
	100kVA 以下	$\leq 10$
带电作业临时接地装置		5~10

(2) 保护接地。某些电气设备的金属外壳必须妥善接地，以免绝缘损坏时外壳带电危及人身安全。正常情况下设备的接地点没有电流入地，金属外壳为零电位，但当设备发生故障时，接地电流流入大地，和接地点相连的金属外壳和附近地面的电位都会升高，并形成一定的地表电位分布。在地面上离设备水平距离为 0.8m 处与沿设备外壳、架构或墙壁垂直距离 1.8m 处两点间的电位差，称为接触电势。人体接触这两点时所承受的最大电位差，称为接触电压。地面上水平距离为 0.8m 的两点间的电位差，称为跨步电势。人体两脚接触该两点时所承受的电压，称为跨步电压。它们都可能达很高数值使通过人体的电流超过危险值（一般规定为 10mA），减小接地电阻或改进接地装置的结构形状可以降低接触电位差和跨步电位差。高压设备接地保护要求的接地电阻为 1~10Ω。

(3) 防雷接地。防雷接地与前两种接地有两点区别，一是雷电流的幅值大，二是雷电流的等值频率高。雷电流的幅值大（数十千安），就会使地中电流密度  $\delta$  增大，因而提高了土壤中的电场强度，在接地体附近尤为显著。若地中电场强度超过土壤击穿场强时会发生局部火花放电，使土壤电阻率减小；也可以认为土壤的电阻率没有变化，但接地体的等效直径大大增加。结果是使接地装置的冲击接地电阻小于工频电流下的数值。这种效应称为火花效应。雷电流的等效频

率高，会使接地极本身呈现明显的电感作用，阻隔电流向接地体远方流通。对于长度较大的接地体这种影响更为显著，结果使接地体得不到充分利用，这种效应称为电感效应。

冲击接地电阻与工频接地电阻的比值，称为冲击系数  $\alpha$

$$\alpha = \frac{R_{ch}}{R_g} \tag{8.4-25}$$

冲击系数  $\alpha$  与接地体的几何尺寸、雷电流幅值和波形以及土壤电阻率等因素有关，多靠试验确定。一般情况下由于火花放电效应大于电感效应，故  $\alpha < 1$ ；但对电感效应明显的情况，例如伸长接地体，则可能  $\alpha \geq 1$ 。架空输电线路杆塔的接地电阻一般不超过 10~30Ω；避雷器的接地电阻一般不超过 5Ω。

(4) 防静电接地。当制造、输送或储存低导电性物质、压缩空气和液化气体时，经常由于摩擦而产生静电。这些静电不仅聚集在管道、容器和贮罐上，而且还聚集在加工设备上形成高压电位，对人身及设备的安全构成威胁。当这些物质的电阻率很高时，就很容易产生危险的静电电位和火花放电。为了防止静电电荷积累，消除静电所产生的危害，凡使用和制造体电阻率大于  $10^6 \Omega \cdot m$  的物质，相关场所均应采取防静电接地。其接地装置可与电力设备的工作、保护和重复接地装置共用。

如果在不利条件下，某种物体任何一点的漏电阻率不超过  $10^6 \Omega \cdot m$ ，就认为该物体是静电接地了，接地电阻值一般为 100Ω。为了防止电气设备的漏电或雷击的危险，一起加以考虑时，其接地电阻值宜在 4~10Ω 之间。

3.3.2 接地装置

(1) 接地装置分类。接地体分为自然接地体与人工接地体。接地体包括水平接地体、垂直接地体、水平接地网、复合（立体）接地网和引外接地体等。水平接地体是水平埋在地中的一般为镀锌扁钢、圆钢的金属导体；垂直接地体指垂直埋设在地中的一般是角钢或钢管的金属导体；水平接地网指一组水平埋设的金属导体构成的，边缘闭合而且在中间敷设均压导体的网格；复合接地网指水平接地网和垂直接地体共同构成的接地网，又称为立体接地网；引外接地体指的是在主接地网以外的土壤电阻率较低的地方敷设的辅助接地网，这些辅助接地网通过连接导体与主接地网连接。

(2) 工频接地电阻计算。人工接地体一般采用结构钢制成。但材料不应有严重的锈蚀、厚薄或粗细不均匀等现象，同时铸钢管、棒材也不宜采用。多用角钢和钢管。表 8.4-12 为人工接地材料的规格。

表 8.4-12 人工接地材料规格

材料类别		最小尺寸
角钢（厚度，mm）		4
钢管（管壁厚，mm）		3.5
圆钢（直径，mm）		8
扁钢	截面积（mm <sup>2</sup> ）	48
	厚度（mm）	4

表 8.4-13 为不同类型接地体的工频接地电阻的常见计算方法。

表 8.4-13 不同类型接地体工频接地电阻计算公式

接地体型式	适用条件	计算公式
单根水平式	长约 60m 的接地体	$R \approx 0.03\rho l$
$n$ 根水平放射式	$n \leq 12$ ，每根长约 60m	$R \approx 0.06\rho (n+1.2)$



续表

接地体型式	适用条件	计算公式
单根垂直式	长约 3m 的接地体	$R \approx 0.3\rho$
$n$ 根垂直接地体	长约 3m 的接地体	$R \approx 0.3\rho/n\eta^{(2)}$
环形接地带		$R \approx 0.6\rho/\sqrt{S}$
钢筋混凝土杆的自然接地		一个拉线盘 $R \approx 0.28\rho$ 单杆 $R \approx 0.3\rho$ 双杆 $R \approx 0.2\rho$ 拉线、单双杆 $R \approx 0.1\rho$
复合式接地网	面积大于 $100\text{m}^2$ 的闭合接地网	$R = 0.5\rho/\sqrt{S} \approx 0.28\rho/r^{(3)}$ 或 $R = \sqrt{\pi\rho}/(4\sqrt{S})$ + $\rho/L = \rho/(4r)$ + $\rho/L^{(4)}$

- ①  $\rho$  为土壤电阻率,  $\Omega \cdot \text{m}$ 。  
②  $\eta$  为接地体敷成一排时的利用系数。  
③  $r$  为与接地网总面积  $S$  等值的圆半径, 即接地网的等效半径,  $\text{m}$ 。  
④  $L$  为接地网水平和垂直接地体的总长度,  $\text{m}$ 。

表 8.4-14、表 8.4-15、表 8.4-16 分别列出了工程上常见土壤的电阻率、接地体敷成一排时的利用系数和接地体敷成环形时的利用系数。

表 8.4-14 工程上常见土壤的电阻率

土壤类别	近似电阻率 $/\Omega \cdot \text{m}$
陶黏土	10
泥炭、泥灰岩、沼泽地	20
捣碎の木炭	40
黑土、田园土、陶土	50
黏土	60
砂质黏土、可耕地	100
黄土	200
含砂黏土、砂土	300
多石土壤	400
砂、砂砾	1000

表 8.4-15 接地体敷成一排时的利用系数

接地体间的距离与 接地体长度之比 $a/l$	接地体根数 $n$	利用系数 $\eta$
1	2	0.84~0.87
2	2	0.90~0.92
3	2	0.93~0.95
1	3	0.76~0.80
2	3	0.85~0.88
3	3	0.90~0.92
1	5	0.67~0.72
2	5	0.79~0.83
3	5	0.85~0.88
1	10	0.56~0.62
2	10	0.72~0.77
3	10	0.79~0.83

表 8.4-16 接地体敷成环形时的利用系数

接地体间的距离与 接地体长度之比 $a/l$	接地体根数 $n$	利用系数 $\eta$
1	4	0.66~0.72
2	4	0.72~0.80
3	4	0.80~0.84
1	6	0.58~0.72
2	6	0.71~0.75
3	6	0.78~0.82
1	10	0.52~0.58
2	10	0.66~0.71
3	10	0.74~0.78

续表

接地体间的距离与 接地体长度之比 $a/l$	接地体根数 $n$	利用系数 $\eta$
1	20	0.44~0.50
2	20	0.61~0.66
3	20	0.68~0.73

(3) 冲击接地电阻的计算。接地体的冲击系数  $a$  一般小于 1,  $a$  值通常由试验方法求得, 按图 8.4-29 所示的曲线来确定。

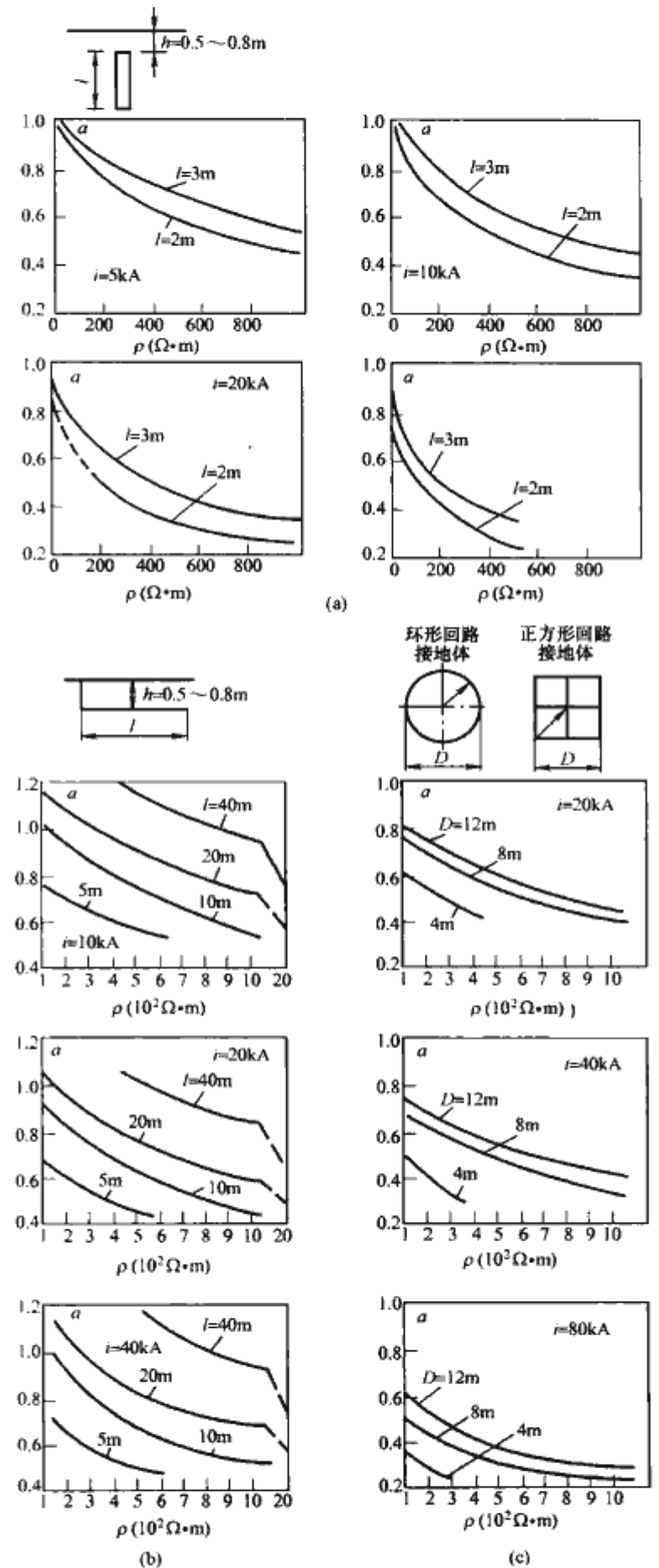


图 8.4-29 冲击系数曲线

- (a) 垂直接地体的冲击系数  $a$  与  $l$ 、 $i$  及  $\rho$  的关系曲线;  
(b) 水平接地体的冲击系数曲线;  
(c) 环形或方形接地体的冲击系数曲线

(4) 输电线路杆塔以及发电厂、变电站的接地。输电线路的可靠性要求每一根杆塔一般都应敷设接地装置，并与避雷线可靠连接，以使集中避雷线或塔顶的雷电流通过较低的接地电阻泄入大地。对杆塔接地电阻的要求列于表 8.4-17，或者敷设 6~8 根总长不超过 500m 的放射线，或用两根连续伸长接地线，阻值不作规定。

高压线路杆塔的混凝土基础也起着某种程度上的接地体作用，只有在土壤电阻率  $\rho \leq 300 \Omega \cdot \text{m}$  时，自然接地体才能起作用。杆塔自然接地电阻估算值如表 8.4-18 所示。

表 8.4-17 装有避雷线的线路杆塔工频接地电阻













土壤电阻率( $\Omega \cdot \text{m}$ )	$\leq 100$	100~500	500~1000	1000~2000	$> 2000$
接地电阻( $\Omega$ )	$\leq 10$	$\leq 15$	$\leq 20$	$\leq 25$	$\leq 30$

表 8.4-18 杆塔自然接地电阻估算值

杆塔型式	钢筋混凝土杆			铁塔	
	单杆	双杆	有 3~4 根拉线的单双杆	单柱式	门形
工频自然接地电阻 ( $\Omega$ )	$0.3\rho$	$0.2\rho$	$0.1\rho$	$0.1\rho$	$0.06\rho$

表 8.4-19 列出了几种常见的典型杆塔接地装置及其冲击接地电阻的估计值。

表 8.4-19 典型杆塔接地装置及其冲击接地电阻的估计值

土壤电阻率( $\Omega \cdot \text{m}$ )	接地装置平面示意图	工频接地电阻(上限)估算值 ( $\Omega$ )	冲击接地电阻(上限)估算值 ( $\Omega$ )	
			60kA 以下	100kA 以下
$\leq 100$	 或 	10	7.4	4.5
100~300	 或 	15	13	9.5
300~500	 或 	15	13.5	12.8
500~1000	 或 	20	17	15.6
1000~2000	 或 	25	20	19
2000~4000	 或 	30	22	20
$\geq 4000$	6 条 100m 或 8 条 80m 射线或 2 条连续伸长接地线	不规定	30	29

发电厂和变电站内集中了最重要的电气设备，要综合考虑工作接地、防雷接地和安全接地的要求。要求敷设一个统一的接地网，然后在避雷针和避雷器下面加设集中接地体跟接地网相连。接地网通常用  $4 \times 4\text{mm}$  的扁钢或  $\phi 20$  的圆钢水平敷设，排列成间距 3~10m 的长孔或方孔形，埋入地下 0.6~0.8m，其面积大体与发电厂和变电站的占地面积相同。

接地网的总接地电阻可按式 (8.4-26) 估算

$$R = \frac{0.443\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L} \approx \frac{0.5\rho}{\sqrt{S}} \quad (8.4-26)$$

式中： $R$  为接地网总电阻， $\Omega$ ； $L$  为接地体的总长度（包括水平和垂直的）， $\text{m}$ ； $S$  为接地网的面积， $\text{m}^2$ 。

(5) 接地装置接地电阻的测量。

1) 接地电阻测量仪表法。对于输电线路杆塔或小型发电厂、变电站测量工频接地电阻，可以采用接地电阻测量仪（即接地电阻表）。目前使用最广泛的有 ZC-8 型接地电阻测量仪，其原理电路如图 8.4-30 所示。

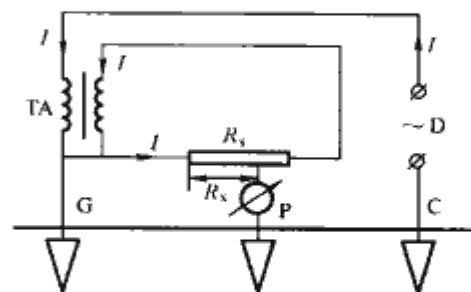


图 8.4-30 ZC-8 型接地电阻测量仪的原理电路图

D 为手摇交流发电机，交流电源经变比为 1:1 的电流互感器 TA 加在被测电极 G 和电流极 C 间，电流  $I$  经 G、C 在地中构成回路，在 G、P 间形成电位差  $U_{GP}$ 。同时，电流互感器次级电流  $I$  在  $R_x$  上的压降也作用于 G、P 间，调节  $R_x$  使检流计的电流指零时，则有

$$U_{GP} = IR_x \quad (8.4-27)$$

然后求  $U_{GP}$  与流经接地电极的电流  $I$  的比值即得被测接地极的接地电阻值。

2) 电流表法。对于大、中型发电厂和变电站地网接地电阻的测量，由于其地网尺寸很大，所以宜用大功率的交流电源，采用图 8.4-31 所示的电压-电流表法进行测量。以半球形电极接地网为例，电流自地网 1 流入，经远处电流极 3 流出，再用电压表测出地网 1 与中间电压极 2 之间的电压  $U_{12}$ ，然后求这个电压和电流的比值，这就是接地电阻值  $R$ 。

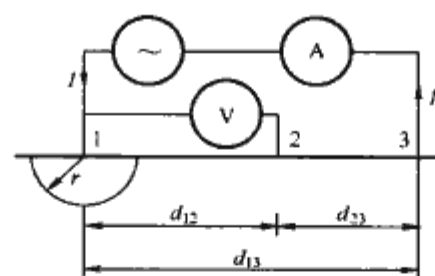


图 8.4-31 半球形接地网接地电阻的测量

3) 四极法。如图 8.4-32 所示，1、2 为电流极，电流从 1 流入，从 2 流出；3、4 为电压极，测量其间的电压。通过分别计算由电极 1 的入地电流和电流 2 的出地电流引起的在电压极 3、4 间的电压之和  $U$ ，可以求出该处土壤的电阻率  $\rho = 2\pi a (U/I) = 2\pi a R_0$ ，再由  $R_0 = \rho / (2\pi a)$  求出接地电阻。

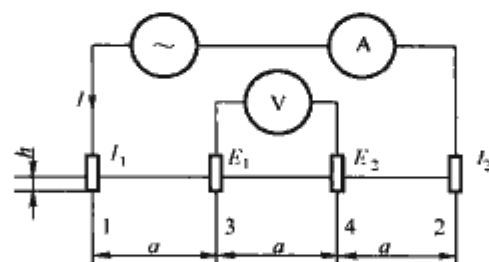


图 8.4-32 四极法测量土壤电阻率

(6) 接地装置的热稳定性。在电力系统正常工作或出现故障时，工作电流或短路电流将经接地线流向接地体，再由接地体向四周的土壤散流，当电流流经接地线和接地体时会



引起这些金属导体发热，如果这些金属导体的截面选择不当，导体就可能因过热而烧断。当电流由接地体向周围土壤流散时还会引起土壤发热，使土壤中的水分蒸发甚至老化，引起土壤电阻率上升，最终会改变接地装置的接地电阻大小，影响设备的接地保护。

另外，接地体埋于土壤中会出现腐蚀现象。接地体金属和土壤中的电解液间的电化学反应是产生腐蚀作用的原因。交流接地体的腐蚀主要是自然腐蚀；直流接地体的腐蚀称为电解腐蚀。直流接地体由于要求长期通过千安级的大电流，其腐蚀现象尤为突出，必须采用专门的防腐措施。

1) 接地线的最小截面。根据热稳定条件，未考虑腐蚀时，接地线的最小截面应符合式 (8.4-28) 要求

$$S_g \geq \frac{I_g}{c} \sqrt{t_e} \tag{8.4-28}$$

式中： $S_g$  为接地体和接地引线的最小截面， $\text{mm}^2$ ； $I_g$  为流过接地线的短路电流值，A（按 5~10 年发展规划、系统最大运行方式确定）； $t_e$  为短路电流的等效持续时间，s； $c$  为接地线材料的热稳定系数，根据材料的种类，性能及最高允许温度和短路前接地线的初始温度确定。

在校验接地线的热稳定时， $I_g$ 、 $t_e$  及  $c$  应采用表 8.4-20 所列数值。接地线的初始温度一般取  $40^\circ\text{C}$ 。

表 8.4-20 校验接地热稳定用的  $I_g$ 、 $t_e$  和  $c$  值

系统接地方式	$I_g$ (A)	$t_e$ (s)	$c$		
			钢	铝	铜
有效接地	单(两)相接地短路电流	见下文 a) 和 b)	70	120	210
低电阻接地	单(两)相接地短路电流	2	70	120	210
不接地、消弧线圈接地和高电阻接地	异点两相接地短路电流	2	70	120	210

a) 发电厂、变点站的继电保护装置配置有 2 套速动保护、近接地后备保护、断路器失灵保护和自动重合闸时， $t_e$  可按下式取值

$$t_e \geq t_m + t_f + t_0 \tag{8.4-29}$$

式中： $t_m$  为主保护动作时间，s； $t_f$  为断路器失灵保护动作时间，s； $t_0$  为断路器开断时间，s。

b) 配有 1 套速动保护，近或远（或远近结合的）后备保护和自动重合闸，有或无断路器失灵保护时， $t_e$  可按下式取值

$$t_e \geq t_0 + t_r \tag{8.4-30}$$

式中： $t_r$  为第一级后备保护时间，s。

根据热稳定条件，未考虑腐蚀时，接地装置地极的截面不宜小于连接至该接地装置的接地线截面的 75%。

2) 接地线的防腐蚀。敷设在大气和土壤中有腐蚀性场所的接地体和接地引下线，应根据腐蚀的性质经过技术经济比较采用热镀锌，加高效膨润土降阻防腐剂或刷沥青漆，或采用阴极保护等措施。

在设计中对接地线腐蚀问题一般情况下应吸取当地的运行经验，按当地接地线的腐蚀数据进行处理。当地无数据时，可暂按下列数据处理。

a) 对镀锌或镀锡的扁钢、圆钢，埋于地下的部分，其腐蚀速度取  $0.065\text{mm/a}$ （a 指每年），但对于焊接处必须采取措施，如刷沥青漆等。但  $0.065\text{mm/a}$  是指一般中性土壤，如果土壤 pH 值在 6.5 以下，或土壤土质比较疏松，腐蚀率可达  $0.085\sim0.265\text{mm/a}$ 。南方和北方也有区别，在实际工

程中应区别对待。

b) 如无防腐的接地线，其腐蚀速度在一般地区按如下方式处理：

$\rho=50\Omega\cdot\text{m}\sim300\Omega\cdot\text{m}$  地区，扁钢取  $0.1\sim0.2\text{mm/a}$ ，圆钢取  $0.3\sim0.4\text{mm/a}$ ；

$\rho>300\Omega\cdot\text{m}$  地区，扁钢取  $0.1\sim0.08\text{mm/a}$ ，圆钢取  $0.3\sim0.09\text{mm/a}$ ；

$\rho<50\Omega\cdot\text{m}$  地区，扁钢取  $0.08\sim0.1\text{mm/a}$ ，圆钢取  $0.3\sim0.09\text{mm/a}$ 。

c) 接地体的寿命，应与地面设备一致，一般应按 25~30 年考虑，设计时可按上述防腐要求选择导线截面参见表 8.4-21。

d) 对于敷设在屋内或地面上的接地线，一般均应采取防腐措施，如镀锌、镀锡或刷防腐漆。这样可不必按埋于地下条件考虑，只要适当留有裕量即可。

表 8.4-21 钢接地体和接地线的最小规格

种类	规格及单位	地上		地下
		屋内	屋外	
圆 钢	直径 (mm)	6	8	10
扁 钢	截面 ( $\text{mm}^2$ )	48	48	48
	厚度 (mm)	4	4	4
角 钢	厚度 (mm)	2.5	3	4
钢 管	管壁厚度 (mm)	2.5	3.5	3.5

3) 发电厂、变电站中电器设备接地装置要特别注意的事项。

a) 在有效接地系统中，发电厂、变电站电气设备接地线的截面，应按接地短路电流进行热稳定效验。钢接地线的短时温度不应超过  $400^\circ\text{C}$ ，铜接地线不应超过  $450^\circ\text{C}$ ，铝接地线不应超过  $300^\circ\text{C}$ 。

b) 校验不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中电气设备接地线的热稳定时，敷设在地上的接地线长时间温度不应大于  $150^\circ\text{C}$ ，敷设在地下的接地线长时间温度不应大于  $100^\circ\text{C}$ 。

当按  $70^\circ\text{C}$  的允许载流量曲线选定接地线的截面时，对于敷设在地上的接地线，流过接地线的计算电流应采用单相接地故障电流的 60%；对于敷设在地下的接地线，流过接地线的计算电流应采用单相接地故障电流的 75%。

c) 与架空送、配电线路相连的  $6\sim66\text{kV}$  高压电气设备接地线，还应按两相异地短路校验热稳定，接地线的短时温度同 a)。

(7) 新型接地装置。

1) 空腹式接地装置，空腹式接地装置的安装如图 8.4-33 所示。图中，A 为筒内吸水保水材料与天然水的混合填充区域（圆筒内虚线之下的区域），B 为筒内天然水的填充区域（圆筒内虚线之上的区域），c 圆筒四周低电阻率黏土回填区域，D 为地表面区域，回填一般泥土。

当铁塔四周土地条件受限制时，选择 SZJ 型接地装置作为铁塔接地系统的主要接地体，使铁塔接地电阻符合工程要求。SZJ 型接地装置是空腹式接地装置的换代产品。该装置具有优良的流散特性，可以长期保持接地体周围土壤的自然润湿，冲击接地电阻比较小，接地体表面全部镀锌具有优良的防腐性能。单套 SZJ 型接地装置的技术指标如表 8.4-22 所示。

表 8.4-22 SZJ 型接地装置技术指标

名 称	数 值				
安装区域的土壤电阻率 $\rho$ ( $\Omega\cdot\text{m}$ )	$<200$	$<400$	$<700$	$<1000$	$<2000$
工频接地电阻 ( $\Omega$ )	$<10$	$<20$	$<35$	$<50$	$<100$

2) TSC 式新型消弧线圈，TSC 式消弧线圈由带二次绕



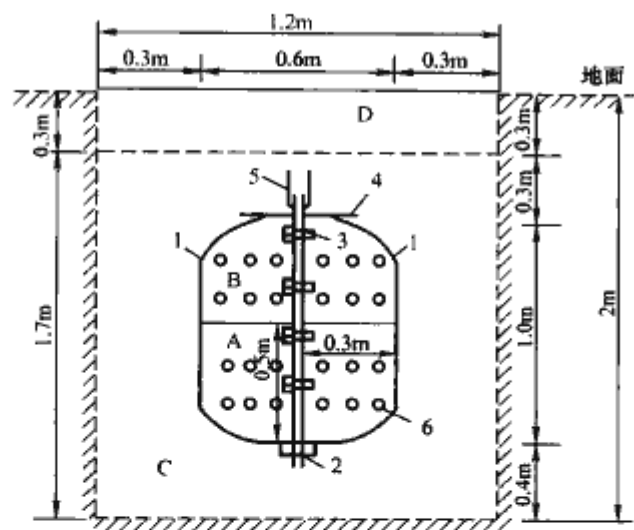


图 8.4-33 空腹式接地装置的安装示意图

- 1—两个钢制半圆筒；2—两个半圆筒的连接法兰；3—两个半圆筒的连接螺栓；4—圆筒顶盖，筒盖上钻有多个渗水小孔；5—两个半圆筒分别与水平接地网相连的连接引线；6—半圆筒上钻的多个渗水小孔

组的消弧线圈和多组不同容量的 TSC 构成，如图 8.4-34 所示。晶闸管作为零压开关控制二次侧电容器组的投切，实现消弧线圈等值电抗的阶梯变化。控制器检测晶闸管两端的电压，当晶闸管上电压为零时触发相应的晶闸管，晶闸管一经触发就保持导通，相应的电容器组投入运行。当 TSC 投入撤消指令时，触发才停止，晶闸管在电流过零时关断。这种完全由硬件电路实现了晶闸管零压开关的触发与闭锁，其抗干扰能力强，是一种新型的中性点接地装置，具有良好的应用前景。

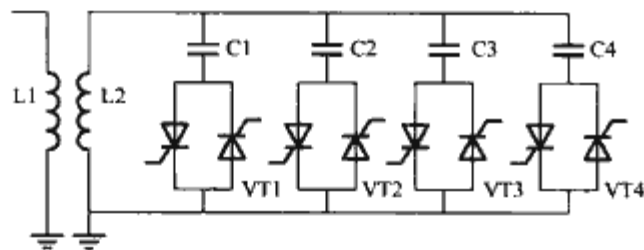


图 8.4-34 TSC 式消弧线圈的结构

## 4 输电线路防雷保护

输电线路由于分布在野外，面积广，易受雷击，输电线路跳闸原因约有 60% 是因为雷击输电线路引起的。此外，雷击线路以后所形成的雷电波将沿输电线侵入变电站和发电厂，对电力设备安全运行带来危害，因此对输电线路雷击防护十分重要。

根据过电压的形成过程，一般将线路发生的雷击过电压分为两种。一种是雷击线路附近地面，由于电磁感应所引起的，称为感应雷过电压；另一种是雷直接击于线路引起的，称为直击雷过电压。直击雷可以分两种情况，一种是雷电直接击于导线（无避雷线时）或绕过避雷线（屏蔽失效）上，也称直击雷；另一种是雷电击于避雷线或杆塔上，再通过感应和耦合效应作用于输电线上，称为反击雷。

### 4.1 直击雷防护

#### 4.1.1 架设避雷线

架设避雷线是输电线路防雷保护的最基本和最有效的措施。一般的，110kV 及以上电压等级的输电线路都应全线架设避雷线，保护角一般采用  $20^\circ \sim 30^\circ$ 。平原上的 220kV 及 110kV 线路可用单根避雷线，保护角为  $25^\circ$ ；山区 220kV 线

路也要采用双避雷线，保护角在  $20^\circ$  以下。300~500kV 及以上的超高压、特高压线路都架设双避雷线，保护角在  $15^\circ$  左右。35kV 及以下的线路绝缘水平很低，一般不沿全线架设避雷线，可采用中性点经消弧线圈接地或不接地。

#### 4.1.2 装设避雷针

安装避雷针是架空输电线路常用的一种防雷措施，可以有效地防护直击雷对线路的危害，当雷电被吸引到针上时，将有数千安的高频电流通过避雷针及其接地引下线和接地装置，运用避雷针时必须注意由于安全距离不足引起的反击的问题。

### 4.2 反击雷防护

#### 4.2.1 安装避雷针和架设避雷线

架设避雷线作为一项最基本的防雷击措施，除了上述防直击雷的作用外，对防止反击也有贡献，这是因为它具有分流、耦合和屏蔽作用。

#### 4.2.2 加强线路绝缘

由于输电线路个别地段需采用大跨越高杆塔（如跨河杆塔），这就增加了杆塔落雷的机会。高塔落雷时塔顶电位高，感应过电压大。为降低线路跳闸率，可在高杆塔上增加绝缘子串片数，或者更换新型的绝缘子，加大大跨越档导线与地线之间的距离，以加强线路绝缘。在 35kV 及以下的线路可采用瓷横担等冲击闪络电压较高的绝缘子来降低雷击跳闸率。

#### 4.2.3 采用消弧线圈接地的方式

在雷电活动强烈而接地电阻又难以降低的地区，对于 110kV 及以下电压等级的电网中，可考虑采用系统中性点不接地或经消弧线圈接地方式。这样可以使绝大多数雷击单相闪络接地故障被消弧线圈消除，不至于发展成持续工频电弧。而当雷击引起二相或三相闪络故障时，第一相闪络并不会造成跳闸，先闪络的导线相当于一个避雷线，增加了分流和对未闪络相的耦合作用，使未闪络相绝缘上的电压下降，从而提高了线路的耐雷水平，雷击跳闸率大约可以降低 1/3 左右。

#### 4.2.4 采用不平衡绝缘方式

在现代高压及超高压线路上，同杆架设的双回路线路日益增多，对此类线路在采用通常的防雷措施尚不能满足要求时，可考虑采用不平衡绝缘方式来降低双回路雷击同时跳闸率，以保障线路的连续供电。不平衡绝缘的原则是使双回路的绝缘子串片数有差异，这样，雷击时绝缘子串片数少的回路先闪络，闪络后的导线相当于地线，增加了对另一回路导线的耦合作用，提高了线路的耐雷水平使之不发生闪络，保障了另一回路的连续供电。一般认为双回路绝缘水平的差异宜为相电压峰值的  $\sqrt{3}$  倍，差异过大将使线路的总跳闸率增加。

#### 4.2.5 耦合地埋线

耦合地埋线可起两个作用，一是降低接地电阻，连续伸长接地线是沿线路在地中埋设 1~2 根接地线，并可与下一基塔的杆塔接地装置相连，此时对工频接地电阻值不作要求。二是起分流和耦合的作用。根据运行经验，在一个 20 基杆塔的易击段埋设耦合地埋线后，10 年中只发生一次雷击故障，显著地提高了线路耐雷水平。

#### 4.2.6 预放电棒与负角保护针

预放电棒的作用机理是减小导、地线间距，增大耦合系数，降低杆塔分流系数，加大导线、绝缘子串对地电容，改善电压分布；负角保护针可看成装在线路边导线外侧的避雷



针，其目的是改善屏蔽，减小临界击距。预放电棒与角保护针常一起装设。

4.2.7 降低杆塔接地电阻

降低杆塔接地电阻是减小反击跳闸率的基本措施之一，在土壤电阻率低的地区，应充分利用铁塔、钢筋混凝土杆的自然接地电阻。高土壤电阻率地区，可采用多根放射形接地体，或连续伸长接地体。

4.2.8 装设自动重合闸

由于线路绝缘具有自恢复性能，大多数雷击造成的冲击闪络在线路跳闸后能够自行消除，因此安装自动重合闸装置对降低线路的雷击事故率效果较好。资料显示，我国 110kV 及以上的高压线路重合闸成功率达 75%~95%，35kV 及以下的线路约为 50%~80%。

4.2.9 安装线路避雷器

在线路雷电活动强烈或土壤电阻率很高、降低接地电阻比较困难的线段，采用在线路交叉处和在高杆塔上加装管形避雷器，或线路防雷用带串联间隙的复合外套 MOA，以提高线路的雷击跳闸事故。

当杆塔接地电阻较小时（如 15Ω），杆塔电位升高对绝缘子的反击可能性较小，主要考虑雷电绕击导线，故单回线路以在两侧各装 1 支（共 2 支）MOA 为宜；双回线路可在

上面两侧各装 1 支（共 2 支）；当杆塔接地电阻较大时（如 60Ω），主要考虑雷击杆塔的反击，单回线路可在三相各装 1 支（例如最上端），双回线路可在最上端各装 1 支（共 2 支）。

5 发电厂和变电站的防雷保护

发电厂和变电站的雷害来源有三个方面：

- （1）雷直击于发电厂和变电站的导线或设备上。
- （2）发电厂和变电站避雷针落雷时产生的感应过电压。
- （3）沿线路传来的雷电波。

5.1 直击雷防护

在发电厂和变电站的建筑物及露天配电装置中，必须加装多根避雷针（线），并可靠接地。同时，雷击避雷针（线）时，雷电流流经接地引下线，会在接地电阻和避雷针铁塔本身的电感上产生压降，因此被保护物不能与避雷针靠得太近，以免发生反击。

5.1.1 直击雷保护的对象和措施

对发电厂、变电站必须进行防雷保护的对象和措施，详见表 8.4-23。

表 8.4-23 发电厂和变电站必须进行防雷保护的对象和措施

序 号	建筑物及构筑物名称	建筑物结构特点	防雷措施	
1	35kV 屋外配电装置	钢筋混凝土结构	装设独立避雷针	
2	110kV 及以上配电装置	金属结构	在架构上装设避雷针或装设独立避雷针	
		钢筋混凝土结构	在架构上装设避雷针或装设独立避雷针。当在架构上装设避雷针时，可将架构支柱主钢筋作引下线接地，作引下线的钢筋不少于 2 根	
3	屋外安装的变压器		装设独立避雷针	
4	屋外组合导线及母线桥		装设独立避雷针；在不能装设独立避雷针时，可以考虑在附近主厂房屋顶装设避雷针	
5	主控制楼（室）	金属结构	金属架构接地	但在雷电活动特别强烈地区应设独立避雷针
		钢筋混凝土结构	钢筋焊接成网并接地	
6	屋内配电装置	钢筋混凝土结构	钢筋焊接成网并接地	
7	制氢站、露天氢气贮罐、氢气罐贮存室、易燃油泵房、露天易燃油贮罐、厂区内的架空易燃油管道、装卸油台和天然气管道、露天天然气贮罐		装设独立避雷针保护并应采取防止感应雷的措施	
8	变压器检修间	钢筋混凝土结构	钢筋焊接成网并接地	
9	主厂房	钢筋混凝土结构	钢筋焊接成网并接地，但在雷电活动特别强烈地区应设独立避雷针	
10	烟囱	砖或钢筋混凝土结构	烟囱口装避雷针并专设引下线接地，其接地电阻应不大于 10Ω	
11	冷却水塔	金属结构石棉水泥板护板	金属结构接地，其接地电阻应不大于 10Ω	
		金属结构木板护板	金属结构上装避雷针，金属结构接地，其接地电阻应不大于 10Ω	
		钢筋混凝土结构	在冷却水塔口装避雷针，机力通风塔口装避雷带，并专设引下线接地，引下线不少于 2 根，其接地电阻应不大于 10Ω	
12	岸边水泵房厂外除灰泵房	钢筋混凝土结构	钢筋焊接成网并接地，其接地电阻不大于 10Ω	
13	细粉分离器	金属结构	应构成良好电气回路，并将相邻各细粉分离器用两根导体连接成等电阻。每个细粉分离器应单独与总接地网连接，并在连接处加装集中接地装置，其接地电阻应不大于 10Ω	
14	卸煤装置	钢筋混凝土结构	钢筋焊接成网并接地，其接地电阻不大于 10Ω，但装卸桥或门形抓只需钢轨接地	

### 5.1.2 避雷针的装设原则及其接地装置的要求

(1) 独立避雷针宜设独立的接地装置。在一般地区, 其工频接地电阻不宜超过  $10\Omega$ 。若降低接地电阻有困难, 该接地装置可与主接地网连接。但为防止反击  $35\text{kV}$  及以下设备, 要求避雷针与主接地网的地下连接点至设备与主接地网的地下连接点, 沿接地体的长度不得小于  $15\text{m}$ 。

独立避雷针不应设在人经常通行的地方, 避雷针及其接地装置与道路等的距离不宜小于  $3\text{m}$ , 否则应采取均压措施, 或铺设砾石或沥青地面 (厚  $5\sim 8\text{cm}$ ), 以保证人身不受跨步电压的危害。

(2) 对于电压  $110\text{kV}$  及以上的配电装置, 一般将避雷针装在配电装置的架构或屋顶上, 但对于  $\rho > 1000\Omega \cdot \text{m}$  的地区, 宜装设独立避雷针。否则应通过验算, 采取降低接地电阻或加强绝缘等措施, 防止反击事故。

对于  $63\text{kV}$  的配电装置, 允许将避雷针装在配电装置架构或屋顶上, 但在  $\rho > 500\Omega \cdot \text{m}$  的地区, 宜装设独立避雷针。

$35\text{kV}$  及以下配电装置架构或屋顶, 不宜装设避雷针, 因其绝缘水平很低, 雷击时易引起反击。

(3) 对于  $110\text{kV}$  及以上的配电装置, 可将线路的避雷线引到出线门形构架上, 在  $\rho > 1000\Omega \cdot \text{m}$  的地区, 应装设集中接地装置。

$35\sim 63\text{kV}$  配电装置的绝缘水平较低, 在  $\rho \leq 500\Omega \cdot \text{m}$  的地区, 才允许将避雷线引到出线门形构架上, 但应装设集中接地装置; 当  $\rho > 500\Omega \cdot \text{m}$  时, 避雷线应在终端杆上终止, 最后一档线路的保护可采用独立避雷针, 也可在终端杆上加装避雷针。

### 5.1.3 避雷线保护的技术要求

(1) 避雷线应具有足够的截面和机械强度。一般采用镀锌钢绞线, 截面不小于  $35\text{mm}^2$ , 在腐蚀性较大的场所, 还应适当加大截面或采取其他防腐措施, 在  $200\text{m}$  以上档距, 宜采用不小于  $50\text{mm}^2$  截面。

(2) 尽量缩短一端绝缘的避雷线的档距, 减小雷击点到接地装置的距离。

(3) 对一端绝缘的避雷线, 应通过计算选定适当数量的绝缘子个数。

(4) 当有两根及以上一端绝缘的避雷线并行敷设时, 可考虑将各条避雷线的绝缘末端用与避雷线相同的钢绞线连接起来。

(5) 避雷线的布置, 应尽量避免万一断落时造成全厂停电或大面积停电事故。例如尽量避免避雷线与母线互相交叉的布置方式。

(6) 当避雷线附近有电气设备、导线或  $63\text{kV}$  及以下架构时, 应验算避雷线对上述设施的间隙距离。

(7) 尽量降低避雷线接地端的工频接地电阻, 一般不宜超过  $10\Omega$ 。

### 5.1.3 独立避雷针、避雷线的距离要求

独立避雷针、避雷线与配电装置带电部分间的空气中距离, 以及独立避雷针、避雷线的接地装置与接地网的地中距离, 应符合下列要求。

(1) 独立避雷针与配电装置带电部分、发电厂和变电站电力设备、架构接地部分之间的空气中距离  $S_k$  应符合下列要求

$$S_k \geq \frac{U_A}{500} = 0.3R_{ch} + 0.1h \quad (8.4-31)$$

式中:  $U_A$  为雷击避雷针时, 避雷针上与被保护物同高度的

点的点位,  $\text{kV}$ ;  $R_{ch}$  为独立避雷针的冲击接地电阻,  $\Omega$ , 通常不宜大于  $10\Omega$ ;  $h$  为被保护物的高度,  $\text{m}$ ; 空气绝缘的平均耐压强度取  $500\text{kV}/\text{m}$ 。

(2) 独立避雷针的接地装置与发电厂、变电站接地网的地中距离  $S_d$  应符合下列要求

$$S_d \geq \frac{U_d}{300} = 0.5R_{ch} \quad (8.4-32)$$

式中:  $U_d$  为避雷针接地体上的电位,  $\text{kV}$ , 土壤的平均冲击耐压强度取  $300\text{kV}/\text{m}$ 。

实际运行经验认为, 距离  $S_d$  可以放宽些, 只要符合下列条件即可, 即

$$S_d \geq 0.3R_{ch} \quad (8.4-33)$$

(3) 避雷线与配电装置带电部分、发电厂和变电站电力设备、架构接地部分之间的空气中距离, 应符合下列要求:

对一端绝缘另一端接地的避雷线

$$S_k \geq 0.3R_{ch} + 0.16(h + \Delta l) \quad (8.4-34)$$

式中:  $R_{ch}$  为独立避雷线的冲击接地电阻,  $\Omega$ ;  $h$  为避雷线支柱的高度,  $\text{m}$ ;  $\Delta l$  为避雷线上校验的雷击点与接地支柱的距离,  $\text{m}$ 。

对两端接地的避雷线

$$S_k \geq \beta[0.3R_{ch} + 0.16(h + \Delta l)] \quad (8.4-35)$$

式中:  $\beta$  为避雷线分流系数;  $\Delta l$  为避雷线上校验的雷击点与最近支柱间的距离,  $\text{m}$ 。

避雷线分流系数可按下列式计算

$$\beta = \frac{\frac{\tau_l R_{ch}}{12.4(l_2 + h)}}{1 + \frac{\Delta l + h}{l_2 + h} + \frac{\tau_l R_{ch}}{6.2(l_2 + h)}} \quad (8.4-36)$$

式中:  $l_2$  为避雷线上校验的雷击点与另一端支柱间的距离,  $l_2 = l - \Delta l$ ,  $\text{m}$ ;  $l$  为避雷线两支柱的距离,  $\text{m}$ ;  $\tau_l$  为雷电流波头长度, 一般取  $2.6\mu\text{s}$ 。

(4) 避雷线的接地装置与发电厂、变电站接地网间的地中距离, 应符合下列要求。

对一端绝缘另一端接地的避雷线

$$S_d \geq 0.3R_{ch} \quad (8.4-37)$$

对两端接地的避雷线

$$S_d \geq 0.3\beta R_{ch} \quad (8.4-38)$$

(5) 对避雷针和避雷线,  $S_k$  不宜小于  $5\text{m}$ ,  $S_d$  不宜小于  $3\text{m}$ 。

## 5.2 侵入雷防护

配电装置对侵入雷电波的过电压保护是采用避雷器及与避雷器相配合的进线保护段等保护措施。

$220\text{kV}$  及以下的配电装置电气设备绝缘与避雷器通过雷电流为  $5\text{kA}$  幅值的残压进行配合;  $330$ 、 $500\text{kV}$  配电装置电气设备绝缘与避雷器通过雷电流为  $10\text{kA}$  幅值的残压进行配合。

进线保护段的作用, 在于利用其阻抗来限制雷电流幅值和利用其电晕衰耗来降低雷电波陡度, 并通过进线段上避雷器的作用, 使之不超过绝缘配合所要求的数值。

### 5.2.1 设备与避雷器间的保护距离

假设避雷器离被保护设备 (以变压器为例) 电气距离为  $l$ , 避雷器的动作电压和动作后的残压均为  $u_i$ , 有陡度为  $a$  (单位为  $\text{kV}/\mu\text{s}$ ) 的侵入波流向避雷器, 侵入波波速为  $v$ , 则被保护设备上电压比避雷器动作电压 (或残压) 高出  $\Delta U$ , 可求得



$$\Delta U = 2\alpha r = 2a \frac{l}{v} \quad (8.4-39)$$

即当  $\Delta U$  给定时，避雷器与被保护设备间允许的电气距离（也称避雷器的保护距离，或保护范围），将由来波的陡度决定。为此，要对进入变电站的雷电波的陡度加以限制。由同样的分析可知，当避雷器放在设备后面距离为  $l$  处时，可得到同样的公式。

实际上，35kV 及以上变电站往往有多路出线，当一路来波时，可以从另外几路分流出一部分，因此，避雷器到变压器的最大允许电气距离比一路进线时大。三路进线时，可比一路进线的值增大 20%；四路以上进线时，可比一路进线的值增大 35%。对于同杆架设的双回线路，因为有同时遭受雷击的可能，所以在决定  $l_m$  值时，该双回线只按一回考虑，且在雷季中，应尽量避免将其中一回路断开。

对于规模较大的高压、超高压变电站，一般需要根据经验设计出避雷器布置，经过计算或模拟试验的验证后，确定出合理的保护接线。

根据多年设计运行经验，对于 220kV 及以下的一般变电站，只要保证在每一段可能单独运行的母线上都有一组避雷器，就可使整个变电站得到保护。只有当母线或设备连接线很长的大型变电站，或靠近大跨越、高杆塔的特殊变电站，经过计算或试验证明以上布置不能满足要求时，才需要考虑是否在适当的位置增设避雷器。

500kV 敞开式变电站一般的保护接线是，在每回线路入口处的出线断路器的线路侧装设一组线路型避雷器，在每台变压器的出口装设一组电站型避雷器；如果线路入口有并联电抗器并且通过断路器进行操作，则在电抗器侧增设一组避雷器。只有当变电站的规模很大，母线很长，经过计算或模拟试验证明不能满足要求时，才需要考虑是否在母线或旁路母线的适当位置增设避雷器。

### 5.2.2 变电站的进线段保护

#### (1) 35kV 及以上变电站的进线段保护。

1) 架空进线保护。对于 35~110kV 无避雷线的线路，在靠近变电站的一段进线段上，必须架设避雷线，以保证雷电波只在此进线段外出现，进线段内出现雷电波的概率将大大减少。架设避雷线的线段为进线保护段，其长度一般取为 1~2km，如图 8.4-35 所示。

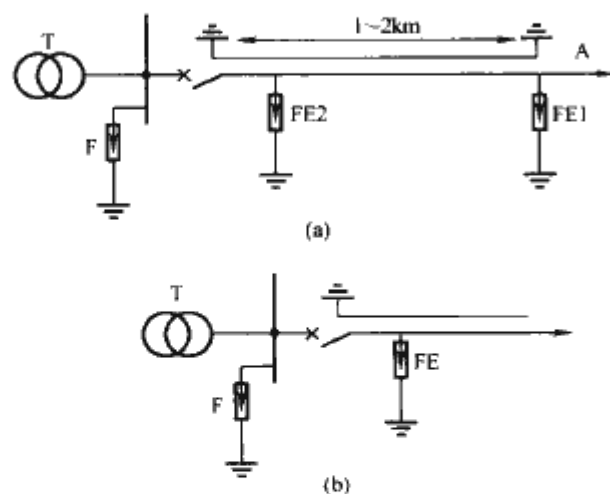


图 8.4-35 35kV 及以上变电站的进线段保护接线

- (a) 未沿全线架设避雷线的线路的变电站的进线段保护接线；  
(b) 全线有避雷线的变电站的进线段保护接线

有关规程规定不同电压等级进线段的耐雷水平见表 8.4-24。在木杆或木横担钢筋混凝土杆线路进线段的首端，应装设一组避雷器 FE1，杆塔工频接地电阻不宜大于 10Ω。铁塔或铁横担、瓷横担的钢筋混凝土杆线路，以及全线有避

雷线的线路，进线段首端一般不装设避雷器 FE1。同时，进线段避雷线的保护角一般不应超过 20°，最大不应超过 30°。

表 8.4-24 进线段的耐雷水平 kV

额定电压	35	66	110	220	330	500
进线段的耐雷水平	30	60	75	110	150	175

对于全线有避雷线线路，也将变电站附近 2km 的一段进线段列为进线段保护段，此段的耐雷水平及保护角也应符合上述规定。

当进线段首端落雷时，流经避雷器的雷电流可按下述方法估算。最不利情况是进线段首端落雷时，侵入波最大幅值为线路绝缘的 50% 冲击闪络电压  $U_{50\%}$ 。

可用图 8.4-36 的等值电路按式 (8.4-40) 估算流经避雷器雷电流的最大值  $I_b$ ，即

$$2U_{50\%} = I_b Z + nU_{bm} \quad (8.4-40)$$

式中： $Z$  为进线段导线波阻抗； $n$  为变电站进线的总路数； $U_{bm}$  为避雷器残压的最大值。

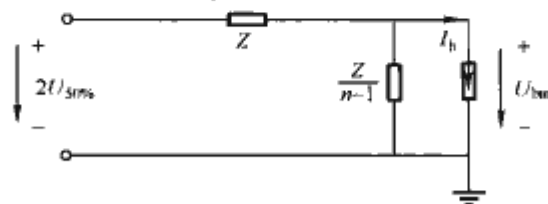


图 8.4-36 等值电路

当  $U_{50\%}$  大大超过导线的临界电晕电压，侵入波作用下将产生冲击电晕，直角波头的雷电波自进线段首端向变电站的传播过程中，波头变缓，进入变电站雷电波的陡度  $\alpha$  可估算为

$$\alpha = \frac{U}{\tau_1} = \frac{U}{\left(0.5 + \frac{0.008U}{h_d}\right)l} \quad (8.4-41)$$

$$\alpha' = \frac{\alpha}{v} = \frac{a}{300} \quad (8.4-42)$$

式中： $\alpha$  为雷电波陡度的估算值，kV/μs； $\alpha'$  为电压沿导线升高的空间陡度，kV/m； $h_d$  为进线段导线悬挂平均高度，m； $l$  为进线段长度，km。

表 8.4-25 列出了用式 (8.4-41) 计算出的不同电压等级变电站侵入波的计算用陡度  $\alpha'$  值。

表 8.4-25 变电站侵入波计算用的陡度  $\alpha'$

额定电压 (kV)	侵入波陡度 $\alpha'$ (kV·m <sup>-1</sup> )	
	1km 进线段	2km 进线段全线有避雷线
35	1.0	0.5
66	1.1	0.6
110	1.5	0.75
154		1.0
220		1.5
330		2.2

注 长度在 1~2km 的进线段，计算陡度可用补插法确定。

在线路绝缘水平很低的情况下，为限制侵入波的幅值，可在进线段首端装设一组排气式避雷器 FE，如图 8.4-35 所示。雷雨季节中，如变电站 35~110kV 的隔离开关或断路器可能经常处于断路状态，而此时线路侧又带电，当雷电波侵入时，在此断开点将发生全反射，可能使断开的断路器或隔离开关对地闪络，将导致工频短路。因此，必须在靠近隔离开关或断路器处装设一组排气式避雷器，FE2（图 8.4-

35) 在断路器闭合运行时, 侵入雷电波不应使 FE2 动作。  
 设进线段的绕击率为  $p_a$ , 雷击杆塔时超过耐雷水平的概率为  $P_1$ , 变电站有  $n$  路进出线, 则变电站平均每年雷害事故数  $N$  为

$$N = 0.07Thn \frac{l_0}{100} (p_a + gP_1) \quad (6.4-43)$$

式中:  $T$  为雷暴日数;  $h$  为避雷线的平均高度, m;  $l_0$  为进线段的长度, km;  $g$  为击杆率。  
 也就是说, 变电站平均  $1/N$  年才发生一次雷害事故,  $1/N$  为变电站的耐雷指标, 单位为年。

2) 电缆进线保护。35kV 及以上电缆进线段, 在电缆与架空线的连接处应设避雷器, 其接地端应与电缆的金属外皮连接。对三芯电缆, 末端的金属外皮应直接接地, 如图 8.4-37 (a) 所示。对单芯电缆, 金属外皮一端应经无间隙金属氧化物电缆护层保护器 (YWDL) 或保护间隙 (JX) 接地, 如图 8.4-37 (b) 所示。

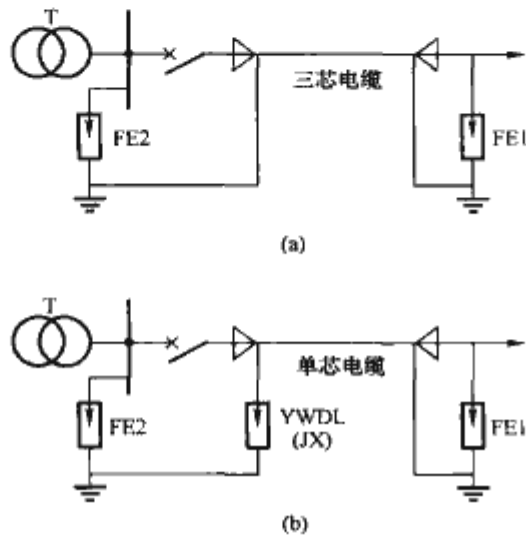


图 8.4-37 具有 35kV 及以上电缆段的变电所进线保护接线

(a) 三芯电缆段的保护接线; (b) 单芯电缆段的保护接线

如电缆长度不超过 50m, 或虽超过 50m, 但经校验, 装一组避雷器即能符合保护要求时, 图 8.4-35 中可只装 FE1 或 FE2。如电缆长度超过 50m, 且断路器在雷季可能经常断路运行时, 应在电缆末端装设排气式避雷器或氧化锌避雷器。

连接电缆段的 1km 架空线路, 应架设避雷线。

如果全部进线全长均为地下电缆, 则变电站可不安装防护雷电过电压的避雷器。

(2) 小容量变电站的进线保护。对进出线很少的小容量变电站, 由于避雷器到变压器的距离可以选择在 10m 以内, 其允许的来波陡度可适当增大, 因此其进线段的长度可以缩短到 500~600m。为限制流入变电站避雷器的雷电流, 在进线段首端可装设一组排气式避雷器或保护间隙, 其接地电阻不应超过 5Ω。图 8.4-38 是容量为 3150~5000kVA、35kV 变电站的进线保护接线; 容量在 3150kVA 以下者, 还可进一步简化, 如图 8.4-39 所示。

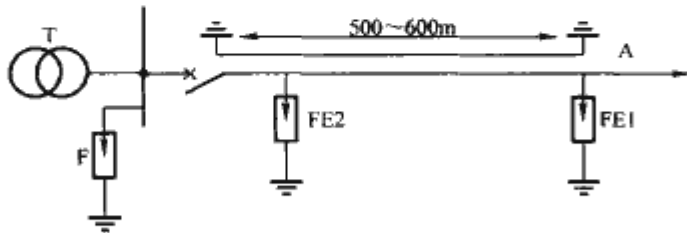


图 8.4-38 3150~5000kVA 的 35kV 变电站简化进线保护  
 对于 35~66kV 变电站, 如进线段装设避雷线有困难或

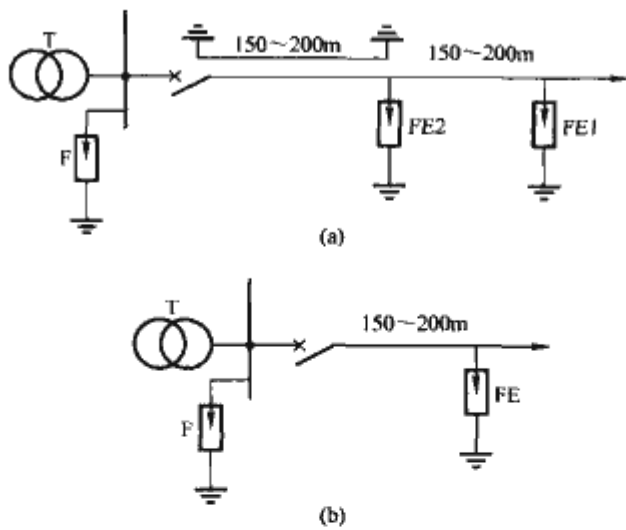


图 8.4-39 3150kVA 以下 35kV 变电站的简化进线保护  
 (a) 简化进线保护之一; (b) 简化进线保护之二

杆塔接地电阻难以下降时, 可在进线的终端杆上安装有一组 1000μH 左右的电抗线圈来代替进线段。保护接线简化的变电站, 阀型避雷器与主变压器和电压互感器的最大电气距离不宜超过 10m。

### 5.2.3 变压器中性点保护

我国生产的电力变压器的中性点绝缘水平, 在 66kV 及以下时, 与相端的绝缘水平相等, 为全绝缘的; 而在 110kV 及以上时, 一般都低于相端, 为分级绝缘的, 但也生产少数全绝缘变压器 (仅用于中性点不接地系统)。电力变压器中性点的绝缘耐压值见表 8.4-26。

表 8.4-26 35~500kV 变压器中性点试验电压 kV

参数	额定电压	中性点绝缘等级	工频试验电压 (有效值)	变压器冲击试验电压 (幅值)
数值	35	35	85	180
	66	60	140	300
	110	35, 60, 110	85, 140, 200	425
	220	110	200	835
	330	154	275	1175 (不带励磁) 1540 (不带励磁)
	500(自耦变压器 直接接地或经 小电抗接地)	35	85	180

66kV 及以下电力网中性点是非直接接地的。35~66kV 中性点雷害较少, 一般不需保护。对于中性点非直接接地的个别 110kV 的电网, 变压器中性点是全绝缘的, 此时由于线路上装有避雷线而线路的绝缘较高, 中性点也不需要保护。

但在多雷区单路进线的中性点非直接接地的 35~110kV 变电站, 宜在中性点加装避雷器保护。装有消弧线圈的变压器且有单路进线的可能性时, 也应在中性点上加装避雷器, 并且后者在非雷雨季节也不许退出运行, 以限制操作过电压。

110kV 及以上电网中性点一般是直接接地的, 但为了限制单相短路电流并满足继电保护需要, 部分变压器中性点是不接地的, 如果中性点是半绝缘, 就要进行保护。避雷器选择方法是, 灭弧电压高于单相接地时中性点电位升高, 残压低于中性点冲击耐压值。

为可靠灭弧, 中性点避雷器至少应采用灭弧电压为 35% $U_m$  ( $U_m$  为电网最大运行线电压) 的避雷器, 一般用



40% $U_m$  的避雷器。变压器中性点用无间隙金属氧化锌避雷器保护时,应符合下列要求:

(1) 避雷器的持续运行电压和额定电压应不低于表

8.4-27所列数值。

(2) 避雷器能承受所在系统的暂时过电压和操作过电压能量。

表 8.4-27 无间隙金属氧化物避雷器持续运行电压和额定电压

系统接地方式		持续运行电压(kV)		额定电压(kV)	
		相 地	中性点	相 地	中性点
有效接地	110kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.45U_m$	$0.75U_m$	$0.57U_m$
	220kV	$U_m/\sqrt{3}$	$0.13U_m(0.45U_m)$	$0.75U_m$	$0.17U_m(0.57U_m)$
	330、500kV	$U_m/\sqrt{3}$ ( $0.59U_m$ )	$0.13U_m$	$0.75U_m$ ( $0.8U_m$ )	$0.17U_m$
不接地	3~20kV	$1.1U_m, U_{mR}$	$0.64U_m, U_{mR}/\sqrt{3}$	$1.38U_m, 1.25U_m$	$0.8U_m, 0.72U_{mR}$
	35、66kV	$U_m$	$U_m/\sqrt{3}$	$1.25U_m$	$0.72U_m$
消弧线圈	$U_m, U_{mR}$	$U_m/\sqrt{3}, U_{mR}/\sqrt{3}$	$1.25U_m, 1.25U_{mR}$	$0.72U_m, 0.72U_{mR}$	
低电阻	$0.8U_m$		$U_m$		
高电阻	$1.1U_m, U_{mR}$	$1.1U_m/\sqrt{3}, U_{mR}/\sqrt{3}$	$1.38U_m, 1.25U_{mR}$	$0.8U_m, 0.72U_{mR}$	

注 1. 220kV 括号外和括号内数据分别对应变压器中性点经电抗器接地和不接地。  
2. 330、500kV 括号外和括号内数据分别与工频过电压 1.3p.u. 和 1.4p.u. 对应。  
3. 220kV 变压器中性点经电抗器接地和 330、500kV 变压器或高压并联电抗器中性点经电抗器接地时,接地电抗器的电抗与变压器或高压并联电抗器的零序电抗器之比小于或等于 1/3。  
4. 110、220kV 变压器中性点不接地,且绝缘水平低于规定值避雷器参数需另行研究确定。

110~220kV 系统中部分变压器中性点不接地,只需在部分变压器中性点上加装对地的间隙,其间隙距离的选择应保证只在内部过电压下动作,而在雷电过电压下不动作。

500kV 变压器的中性点直接接地或经小电抗接地,其绝缘水平为 35kV 级,并用相应等级的避雷器保护。

5.2.4 三绕组变压器、自耦变压器和配电变压器防雷保护

(1) 三绕组变压器防雷保护。三绕组变压器在正常运行时,要在低压绕组任一相直接出口处对地加一只避雷器。低压绕组连有 25m 以上金属外皮电缆时,不必装避雷器。

至于中压侧绕组,其绝缘水平比低压绕组高,一般可不加避雷器。但当三绕组变压器高、中压之间的变比较大而中压侧又有长时间开路运行可能时,则应考虑在中压侧的一相出口上加装一只避雷器。

分裂绕组变压器和三绕组变压器类似,在运行中同样可能有一个分支绕组开路,所以也应在每个分支绕组的任一相出口处,装设一只避雷器保护。

(2) 自耦变压器防雷保护。自耦变压器有可能高、低压绕组长期运行,而中压绕组端子开路,也可能中、低压绕组长期运行而高压绕组端子开路。以这种方式运行时,除应按三绕组变压器的规定,在低压非自耦绕组上加一只避雷器,还需按照自耦变压器本身特点加以保护。

冲击波从高压端袭入时,开路的中压端上可出现最大电压,约为高压侧来波的 2/K 倍(K 为变比)。在自耦变压器的中压侧套管与断路器之间应装有一组避雷器。

冲击波从中压侧套管袭入时,高压端的电压可超过中压侧来波的 2K 倍。自耦变压器的高压套管与断路器之间也应加装一组避雷器。

当中压侧有出线,而高压侧有雷电波侵入时,中压端相当于接地,雷电波大部分将加在高一中压绕组上,可能使其损坏。当高压侧连有出线而中压侧进波时也有类似情况,且高一中压绕组越短(即变比 K 越小)越危险,因此当变比小于 1.25 时,在高一中压绕组之间还应加装一组避雷器,如图 8.4-40 (a) 中虚线 F2、3,此时避雷器的灭弧电压应

大于高压或中压侧接地短路条件下高一中压绕组出现的最高工频电压。也可采用图 8.4-40 (b) 所示的“自耦”避雷器(带有中间抽头)保护方式。

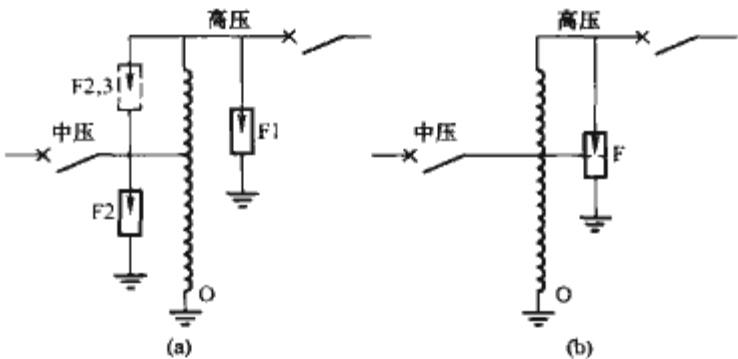


图 8.4-40 自耦变压器避雷器配置 (a) 一般情况配置; (b) “自耦”式配置

(3) 配电变压器防雷保护。如图 8.4-41 所示,其 3~10kV 侧应三相分别加装避雷器保护。

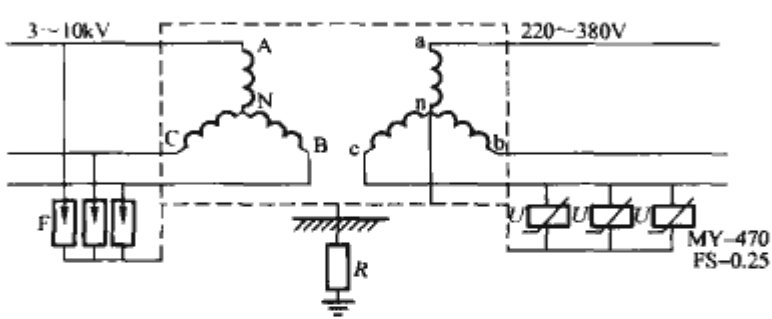


图 8.4-41 配电变压器的保护接线

FS 的接地端应直接同变压器铁壳连接后共同接地,以免将接地电阻 R 上的压降加到变压器绝缘上。雷电流流过时,变压器外壳将具有 IR 的电压,可能由外壳向 220/380V 低压侧反击,必须将低压侧中性点也连在变压器外壳上,即构成变压器高压侧避雷器的接地端点,低压绕组中性点和变压器铁壳三点联合接地。但是当高压侧落雷时,压降 IR 会转到低压绕组,对用户引起危害,这点可用加强用户防雷保护办法来弥补。

在上述情况下，仍会在高压绕组侧产生“正变换”和“反变换”过电压，应在低压侧加装避雷器或压敏电阻来防止其产生。

5.2.5 发电机的防雷保护

发电机（包括调相机、变频机和大型电动机）防雷保护的主要困难是其冲击绝缘水平很低，要比同一电压等级的变压器冲击绝缘水平低得多。特别对大容量单匝电机来说，匝间电容很小，主绝缘冲击系数很低，接近于 1（变压器的冲击系数为 2~3）。表 8.4-28 列出了电机出厂耐压值与相应的

磁吹阀型避雷器和氧化锌避雷器特性参数的比较。

磁吹避雷器必须与电容器、电抗器、电缆段，甚至与变压器（防雷变压器的变比为 1：1）联合起来，才能可靠地保护电机。

电机防雷时要求限制来波陡度，为保护匝间绝缘，要求  $u < 5\text{kV}/\mu\text{s}$ 。同时，由于波在绕组内运动时的强烈衰减，实测结果表明，将电压上升速度限制到  $2\text{kV}/\mu\text{s}$  以下时，电机绕组中性点电压才会下降到基本上等于来波电压，不会损坏中性点绝缘。

表 8.4-28 电机耐压值与相应 FCD 型及 YW 型避雷器特性比较								kV	
电机额定电压	电机出厂工频耐压试验电压	电机出厂冲击耐压估算值（幅值）	同级变压器出厂冲击试验电压（幅值）	运行中交流耐压 $2.5U_N$	运行中直流耐压 $2.5U_N$	FCD 3kA 残压（幅值）	YW 3kA 残压（幅值）		
3.15	$2U_N+1$	10.3	43.5	6.7	7.9	9.5	7.8		
6.3	10MW 以下： $2U_N+1$	19.2	60	13.4	15.8	19	15.6		
	100MW 以上： $2.5U_N$	22.3							
10.5	$2U_N+3$	34.0	80	22.3	26.3	31	26		
13.8	$2U_N+3$	43.3	108	29.3	34.5	40	34.2		
15.75	$2U_N+3$	48.8	108	33.4	39.4	45	39		

（1）直配电机防雷保护。由于架空线遭受雷击或感应雷击率较高，又没有变压器来限制来波陡度，对电机绝缘威胁很大，应采取以下保护措施：

- 1) 发电机出线母线上装一组 FCD 型避雷器或氧化锌避雷器，取其 3kA 下的残压与电机绝缘水平相配合。
  - 2) 在发电机电压母线上装一组并联电容器 C，每相电容量为  $0.25\sim0.5\mu\text{F}$ 。
  - 3) 采用进线段保护，使流经 FCD 中的雷电流小于 3kA。
  - 4) 发电机中性点有引出线时，中性点加装一组避雷器。
- 为了使流过 FCD 的雷电流不超过 3kA，普遍采用长为  $100\sim150\text{m}$  的电缆进线，配合 FCD 和 C 保护电机，防雷保护接线如图 8.4-42 所示。

线的每相导线上装设不大于  $0.15\mu\text{F}$  的电容器或 FCD。在升压变压器的发电机电压侧，宜装一组避雷器。

2) 当发电机具有直配架空线路，除限制感应过电压要求装设电容器外，应考虑保护电机匝间绝缘和降低在母线上产生振荡过电压的要求装设电容器。

a) 保护匝间绝缘：对中性点有阀式避雷器保护的电机，匝间绝缘强度只能承受陡度在  $5\text{kV}/\text{m}$  以下的侵入波，应在每相安装  $0.5\sim1.0\mu\text{F}$  电容器，一般装  $0.8\mu\text{F}$ 。

当电机绕组为三角形或星形接线，但中性点不能引出、无法用避雷器保护时，或对于双排非并绕线圈电机，应限制侵入波陡度在  $2\text{kV}/\mu\text{s}$  以下，在每相装设  $1.5\sim2.0\mu\text{F}$  电容器。

b) 降低母线振荡过电压：应考虑电缆的电容和电感以及母线的电容和电感所构成的振荡回路，当电缆首端的排气式避雷器动作时，在母线上可能产生频率很高的振荡过电压，要求每相具有  $0.25\sim0.3\mu\text{F}$  电容。

3) 保护电容器接成星形，中性点直接接地。电容器宜有短路保护。

5.2.6 气体绝缘变电站的过电压保护

气体绝缘变电站（GIS）是将除变压器以外变电站内的高压电器设备（包括母线）封闭在一个接地的金属壳内，并充以一定压力的高绝缘强度的气体作为相间及相对地的绝缘。目前采用的气体主要是  $\text{SF}_6$  气体，充气压力为 3~4 个大气压。GIS 具有全封闭的金属外壳，可不具体考虑直接遭受雷击的问题。

就架空输电线路与 GIS 变电站的连接来说，有经过和不经过电缆段的区别。与变压器的连接，有直接相连的，也有经一段电缆线或架空线路连接的，但后者应尽量避免，以有利于保护变压器。以下就对防雷保护来说比较严重的简化接线（即一条架空线路进入 GIS 变电站，GIS 末端连接变压器），来说明 GIS 的过电压保护接线方式。

（1）与架空线路直接相连的 GIS 变电站的保护接线方式。如图 8.4-43（a），对于母线长度不大（大约 50m 以下）的 GIS 变电站，在 GIS 入口处（ $\text{SF}_6$  管道与架空线路连接

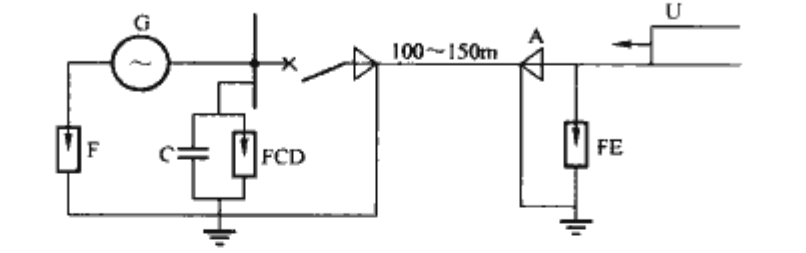


图 8.4-42 直配电机防雷保护接线

电缆进线段必须与首端的排气式避雷器 FE 联合作用，才能对电机防雷起作用。还应根据电机容量、雷电活动的强弱和相对运行可靠性的要求来确定电机接线方式。

（2）经变压器送电的电机防雷保护。冲击波由高压绕组传递到低压绕组，当电机断路器开路时，静电分量可使电机绝缘（母线）破坏，而当电机断路器闭合时，电磁分量也可能将电机绝缘击穿。

多雷区，经升压变压器送电的特别重要的发电机，在出线上宜装避雷器与保护电容器（ $C=0.25\sim0.5\mu\text{F}$ ）并联并在电机中性点上加一个相电压避雷器。

（3）降低母线振荡过电压和感应过电压的措施。

1) 当发电机与升压变压器之间的母线桥或组合导线无金属屏蔽部分的长度不大于 50m 时，应在发电机回路或母



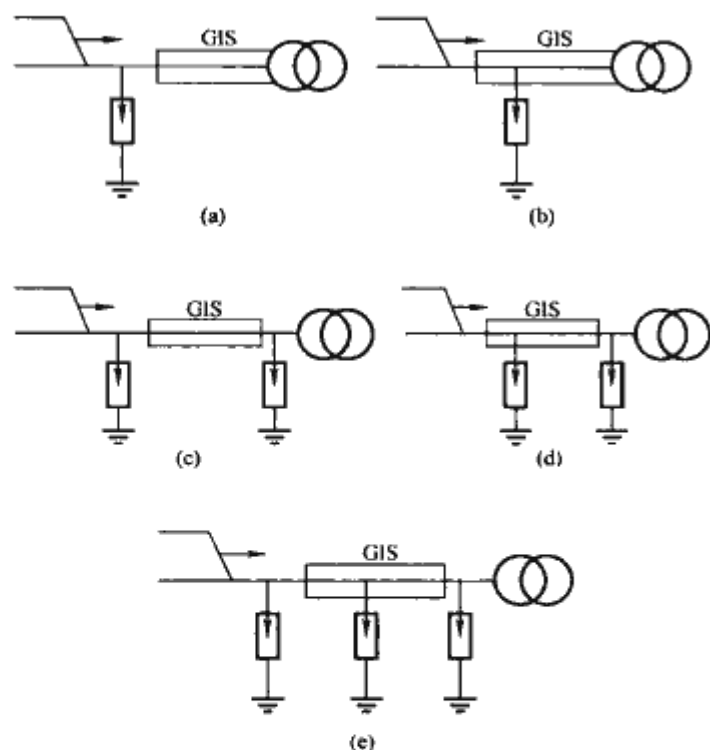


图 8.4-43 与架空线路直接相连的 GIS 变电站的保护接线  
(a) 母线长度不大的 GIS 变电站；(b) 在 GIS 入口处内侧装设 MOA；(c) 母线长度较长的 GIS 变电站（一）；(d) 母线长度较长的 GIS 变电站（二）；(e) 规模大、母线长的 GIS

处) 外侧装设一组无间隙金属氧化物避雷器 (MOA)，若经过验算合格，也可用常规避雷器，其接地端应与管道金属外壳连接。或如图 8.4-43 (b)，在 GIS 入口处内侧装设金属氧化物避雷器，均能得到可靠的保护，但后者比前者的效果更好。

如图 8.4-43 (c) ~ (d)，对于母线较长的 GIS 变电站，上述保护方式不能满足要求时，考虑在变压器出口处加装一组避雷器。如果变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分到 GIS 入口处避雷器间的最大电气距离不超过参考值，即 63kV 级时为 40m，110 及 220kV 级时为 120m，或虽然超过，但经校验装一组避雷器能符合保护要求时，可按上述只装一组；否则，应在变压器出口处加装一组。

如图 8.4-43 (e)，对于规模大，母线长的 GIS，可能需要在母线中部增加一组避雷器。

(2) 经电缆段进线的 GIS 变电站的保护接线方式。电缆—GIS 系统的受电方式基本上有两种：一是由架空线路直接供电，见图 8.4-44 (a)、(b)。二是由敞开式变电站 (AIS) 全电缆出线供电，见图 8.4-44 (c)、(d)，或者两种方式同有。一般 GIS 都有两种以上电源，由两回以上电缆线路供电，互为备用。GIS 有处于电缆线路末端的终端变电站，见图 8.4-44 (a)、(c)，有在电缆线路中间 T 接挂串式的，见图 8.4-44 (b)、(d)。

由架空线直接供电的部分只在进线电缆首端装有避雷器，由敞开式变电站供电的部分，没有加装任何避雷器。在相同的雷击条件下，前者的过电压水平比后者高得多，但尚低于设备的绝缘基本冲击耐压水平 (BIL) 值，只是绝缘配合裕度太小。

经电缆段进线的 GIS 变电站的保护接线如图 8.4-45 所示。一般在电缆段首端装设一组无间隙金属氧化物避雷器，其接地端应与电缆的金属外皮连接，如图 8.4-45 (a) 所示。在与电缆段连接处的 GIS 入口处外侧或内侧装有第二组避雷器后，保护效果很好。电缆末端至变压器或 GIS 一次回路的任何电气部分间的最大电气距离不超过参考值，即 63kV 级时为 40m，110 及 220kV 级时为 120m，或虽超过但

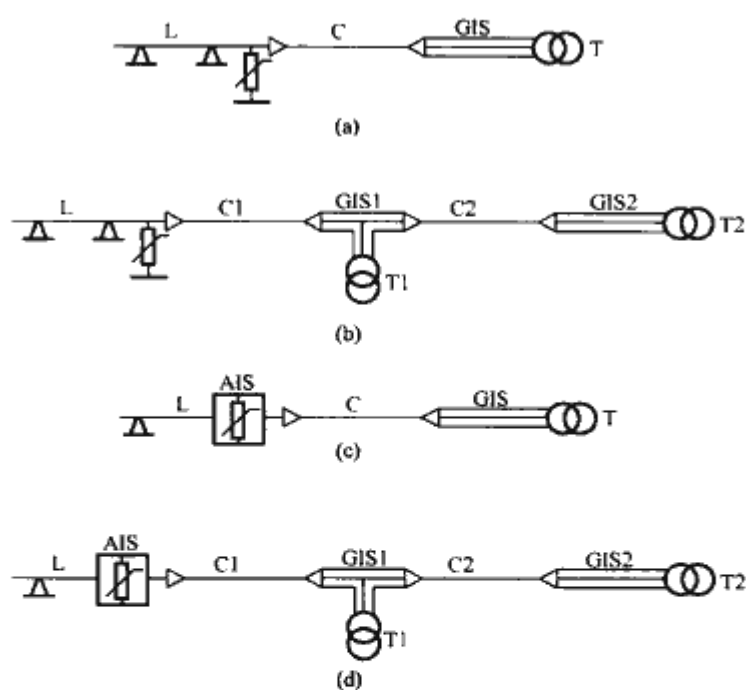


图 8.4-44 电缆—GIS 系统的供电方式和网络接线  
(a) 架空线路直接供电，GIS 处于电缆线路末端的终端变电站；(b) 架空线路直接供电，GIS 为在电缆线路中间 T 接串式；(c) 敞开式变电站全电缆出线供电，GIS 处于电缆线路末端的终端变电站；(d) 敞开式变电站全电缆出线供电，GIS 为在电缆线路中间 T 形接串式  
L—架空线 C—电缆线 T—主变压器

经校验装一组避雷器即能符合保护要求时，可只装设一组；否则应在变压器出口处加装一组。一些实际的 GIS 变电站，不仅在电缆段首端，而且常常在 GIS 内部也装有避雷器保护，如图 8.4-45 (b) 或 (c) 所示。

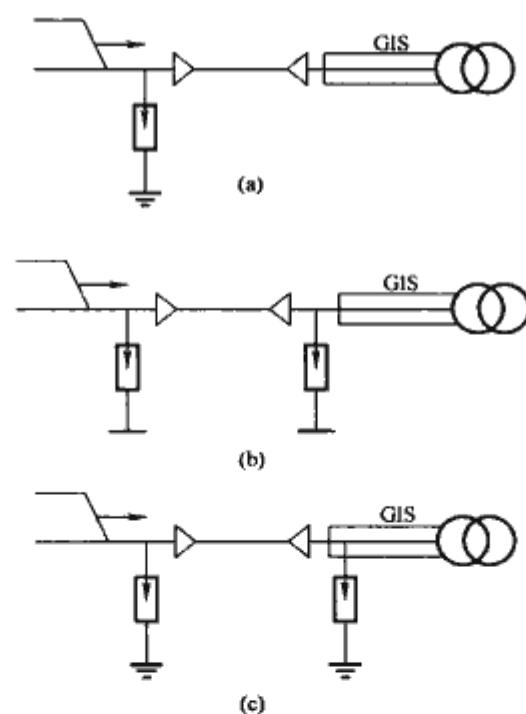


图 8.4-45 经电缆段进线的 GIS 变电站的保护接线  
(a) 接地端与电缆金属外皮连接；(b) GIS 内部装设避雷器保护（一）；(c) GIS 内部装设避雷器保护（二）

如图 8.4-46 所示，对三芯电缆，末端的金属外皮应与 SF<sub>6</sub> 管道金属外壳连接接地；对单芯电缆，末端的金属外皮应经无间隙金属氧化物电缆护层保护器接地。

必须强调，对连接电缆段的架空线路上 1km 范围内还应架设避雷线保护。

若进线全长为电缆的 GIS，可经校验后确定是否需要装设避雷器。但对有多路进出线的 GIS 装置尚需进行专门的计算。

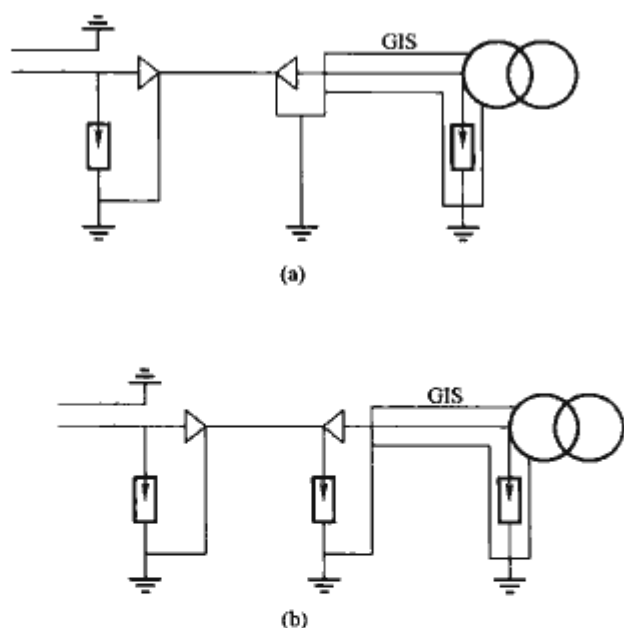


图 8.4-46 单芯电缆和三芯电缆进线的 GIS 保护接线  
(a) 三芯电缆时的保护方式; (b) 单芯电缆时的保护方式

## 6 雷电过电压

雷电过电压可分为直击雷过电压和感应雷过电压。雷直击于线路引起的过电压，称为直击雷过电压；雷击于线路附近地面，由于静电感应和电磁感应在导线上产生的过电压称为感应雷过电压。

衡量线路耐雷性能的主要指标是耐雷水平和雷击跳闸率。

耐雷水平是指雷击线路时线路绝缘不发生闪络的最大雷电流幅值，kA。线路的耐雷水平较高，防雷性能较好。

雷击跳闸率是指雷电活动强度都折算为每年 40 个雷暴日和 100km 的线路长度的条件下，每年雷击而引起的线路跳闸的次数，次/(100km·年)。它是衡量线路耐雷性能的综合指标。

(1) 雷击次数  $N$ 。  $T=40$  的地区，避雷线或导线平均高度为  $h$  的线路，每 100km 每年的雷击次数为

$$N = 0.28(D + 4h) \quad (8.4-44)$$

式中：  $D$  为两根避雷线间的距离，m。

(2) 建弧率  $\eta$ 。在线路冲击闪络的总数中，可能转化为稳定工频电弧的比例称为建弧率。按下式计算

$$\eta = (4.5E^{0.75} - 14) \times 10^{-2} \quad (8.4-45)$$

式中：  $E$  为作用于电弧路径的平均电位梯度，kV/m。

若  $E \leq 6$  kV/m，可以认为建弧率  $\eta=0$ ，线路不会因雷击引起跳闸。

(3) 雷击跳闸率  $n$ 。架空线路的雷击跳闸率  $n$  应是雷击杆塔跳闸率  $n_1$  和绕击导线跳闸率  $n_2$  之和

$$\begin{aligned} n &= n_1 + n_2 = NgP_{l_1}\eta + NP_{\alpha}P_{l_2}\eta \\ &= N(gP_{l_1} + P_{\alpha}P_{l_2})\eta \end{aligned} \quad (8.4-46)$$

式中：  $P_{l_1}$  为不小于雷击塔顶耐雷水平  $I_1$  的概率；  $P_{l_2}$  为不小于绕击导线耐雷水平  $I_2$  的概率；  $P_{\alpha}$  为线路绕击率；  $g$  为击杆率，即雷击杆塔次数占雷击总次数的比值。

### 6.1 感应雷过电压

#### 6.1.1 线路的感应雷过电压

(1) 无避雷线。实际测量结果证实，当  $S > 65$  m 时，感应过电压幅值  $U_g$  可近似地按下式求得

$$U_g = \frac{25Ih_d}{S} \quad (8.4-47)$$

式中：  $U_g$  为感应电压幅值，kV；  $I$  为雷电流的幅值，kA；

$h_d$  为导线悬挂的平均高度，m；  $S$  为雷击点距线路的水平距离，m。

由于雷击地面时雷击点的自然接地电阻较大，雷电流幅值  $I$  一般不超过 100kA。实测证明，感应过电压一般不超过 400~500kV，对 110kV 及以上的线路，由于绝缘水平较高，一般不会引起闪络事故。

(2) 有避雷线。当雷击线路附近大地时，需考虑避雷线的电磁屏蔽作用。应用叠加原理，假设避雷线不接地，导线和避雷线上感应过电压分别为

$$U'_{gd} = 25 \frac{Ih_d}{S} \quad (8.4-48)$$

$$U'_{gd} = 25 \frac{Ih_b}{S} = U'_{gd} \frac{h_b}{h_d} \quad (8.4-49)$$

式中：  $U'_{gd}$ 、 $U'_{gb}$  分别为导线和避雷线上感应过电压幅值，kV；  $h_d$ 、 $h_b$  分别为导线和避雷线对地平均高度，m。但实际上避雷线是接地的，电位为零值。为此，设想在不接地的避雷线上叠加一个  $(-U'_{gb})$  的电压，于是此电压将在导线上产生耦合电压  $(-kU'_{gb})$ ， $k$  是避雷线与导线间的耦合系数。若近似地取  $\frac{h_b}{h_d} \approx 1$ ，则  $(-kU'_{gb}) \approx (-kU'_{gd})$ ，作用在绝缘串两端的感应雷过电压下降为

$$U_{gd} \approx U'_{gd} - kU'_{gd} = 25 \frac{Ih_d}{S} (1 - k) \quad (8.4-50)$$

耦合系数越大，则感应过电压越低。对于单避雷线， $k=0.2$ ，对于双避雷线， $k=0.3$ 。

#### 6.1.2 雷击杆塔塔顶时导线上的感应过电压

(1) 无避雷线。当  $S < 65$  m 时，对地雷击一般都会被杆塔所吸引。雷直击杆塔时，导线上的感应过电压近似为

$$U_g = ah_d = \frac{I}{2.6} h_d \quad (8.4-51)$$

式中：  $U_g$  为导线上感应过电压幅值，kV；  $a$  为感应过电压系数，kV/m，其值等于以 kA/ $\mu$ s 为单位的雷电流的平均陡度值。

(2) 有避雷线。考虑避雷线的屏蔽作用，导线上的感应过电压可写成

$$U'_{gd} = ah_d(1 - k) \quad (8.4-52)$$

式中：  $U'_{gd}$  为导线上感应过电压幅值，kV；  $a$  为感应过电压系数，kV/m；  $h_d$  为导线对地平均高度，m；  $k$  为避雷线与导线间的耦合系数。

#### 6.1.3 避雷针遭雷击后产生的感应过电压

如图 8.4-47 (a) 所示，设避雷针的针体 N 点附近有孤立导体 P，当雷击避雷针而使针体电位抬高时，在高电位电场的作用下，在针体附近有限长的孤立导体 P 上将出现静电感应过电压  $u_s$ ，其值为

$$u_s = u_N \frac{C_{12}}{C_{12} + C_{22}} \quad (8.4-53)$$

如图 8.4-47 (b) 所示，设针体附近存在开口环，则雷击避雷针时雷电流  $i$  在避雷针周围形成的磁场将使开口环的开口处出现电磁感应过电压  $u_M$ ，其值为

$$u_M = M \frac{di}{dt} = \left( 0.2c \ln \frac{a+b}{a} \right) \frac{di}{dt} \quad (8.4-54)$$

严重时可使空气间隙击穿，从而使油气或爆炸物起火爆炸。

可见，在安装避雷针后仍然有可能发生严重的直击雷害事故，需限制雷电流的幅值及其陡度。

### 6.2 直击雷过电压

各电压等级线路应有的耐雷水平值见表 8.4-29。



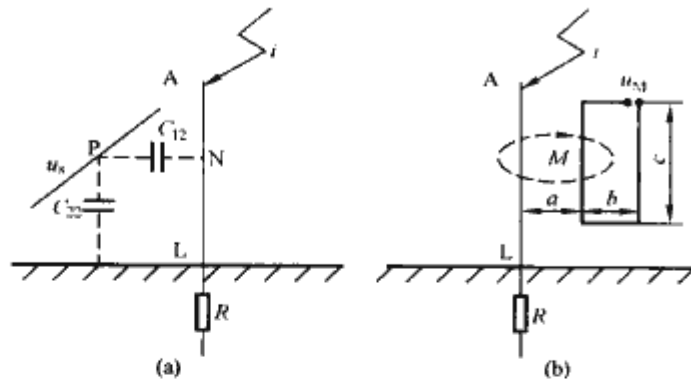


图 8.4-47 雷击接地导线产生的过电压  
(a) 静电感应过电压; (b) 电磁感应过电压

表 8.4-29 各电压等级线路的耐雷水平

额定电压 (kV)	35	66	110	220	330	500
耐雷水平 $I_0$ (kA)	20~30	30~60	40~75	75~110	100~150	125~175
雷电流超过 $I_0$ 的概率 (%)	59~46	46~21	35~14	14~5.6	7.3~2.0	3.8~1.0

66kV 及以下架空线路一般无避雷线, 遭受直击雷的概率较大, 110kV 及以上均敷设有一根或两根避雷线。但是在有避雷线保护的线路中, 由于各种随机因素, 仍然会有雷绕过避雷线而击于导线的可能性。

#### 6.2.1 雷直击于架空线的直击雷过电压

(1) 无避雷线。66kV 及以下架空线路一般无避雷线。雷击导线, 雷电流沿导线向两侧分流, 形成过电压波向两侧传播, 如图 8.4-48 (a) 所示。

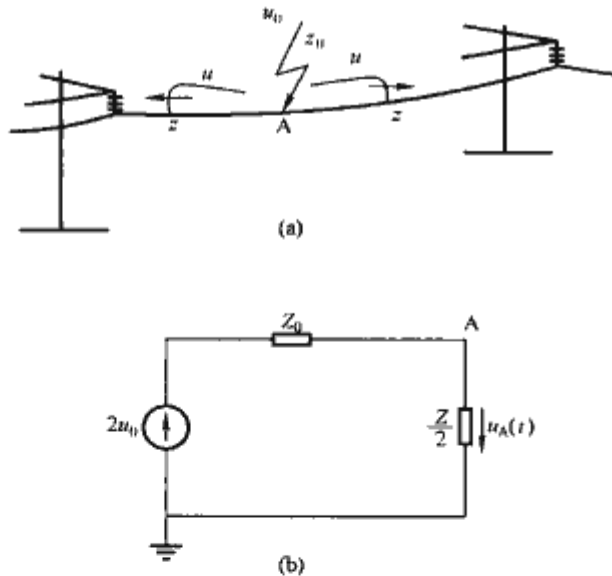


图 8.4-48 雷击导线  
(a) 示意图; (b) 等值电路

当雷直击架空导线, 等于沿主放电通道 (波阻抗为  $Z_0$ ) 袭来一个幅值为  $\frac{I}{2}$  的电流波。由于架空线长度远大于雷电波波长, 架空线可视为无限长导线, 此时雷电流波遇到的是两侧导线的波阻相并联后的  $Z/2$ , 取  $Z_0 \approx Z/2$ , 近似认为在雷击点没有波的折、反射发生, 于是可求得雷击点的直击雷过电压的幅值为

$$U_A = \frac{I}{2} \frac{Z}{2} = \frac{IZ}{4} \quad (8.4-55)$$

若考虑电晕的影响, 取 220kV 及以下线路的波阻  $Z$  为  $400\Omega$ , 则雷击点电位为

$$U_A \approx 100I \quad (8.4-56)$$

绝缘子串 50% 的正极性冲击放电电压为  $U_{50\%}$ , 如果  $U_A > U_{50\%}$ , 线路绝缘就发生闪络。

(2) 有避雷线。雷绕击导线时产生的过电压与无避雷线的情况相同。

#### 6.2.2 击杆率 $g$ 和绕击率 $P_0$

击杆率  $g$  指雷击杆塔次数占雷击线路总次数的比例, 一般可按表 8.4-30 所列数值取值。

表 8.4-30 击杆率  $g$

地 形	避雷线根数	
	1	2
平 原	1/4	1/6
山 区	1/3	1/4

装设避雷线后, 雷绕击于导线的概率用绕击率  $P_0$  表示。对平原地区线路

$$\lg P_0 = \frac{\alpha \sqrt{h}}{86} - 3.9 \quad (8.4-57)$$

对山区线路

$$\lg P_0 = \frac{\alpha \sqrt{h}}{86} - 3.35 \quad (8.4-58)$$

式中:  $P_0$  为绕击率, 指雷击线路中出现绕击的比率;  $\alpha$  为杆塔上避雷线对外侧导线的保护角, ( $^\circ$ );  $h$  为杆塔高度, m。

山区线路的绕击率约为平地线路的 3 倍, 或相当于保护角增大  $8^\circ$  的情况。用两根避雷线时, 只要其间距不超过避雷线与中间导线高度差的 5 倍, 中间导线被绕击的概率极小, 可忽略不计。

#### 6.3 反击雷过电压

##### 6.3.1 雷直击架空线路杆塔时的直击雷过电压

(1) 无避雷线。防雷计算中, 对一般高度 (约 40m 以下) 的杆塔, 工程上常忽略其对地电容, 而只取杆塔电感  $L_{gt}$  分析计算, 等值电路如图 8.4-49 所示。

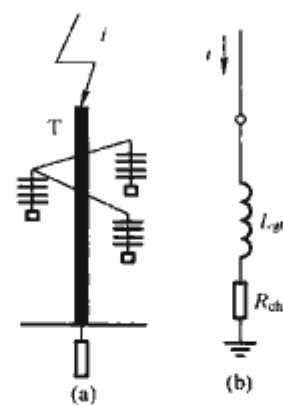


图 8.4-49 雷击线路杆塔  
(a) 示意图; (b) 等值电路

其中,  $L_{gt}$  的参考值可取表 8.4-31 中的数值, 由此得塔顶电位

$$u_T = iR_{ch} + L_{gt} \frac{di}{dt} \quad (8.4-59)$$

其幅值为

$$U_T = I \left( R_{ch} + \frac{L_{gt}}{2.6} \right) \quad (8.4-60)$$

表 8.4-31 杆塔电感和波阻的估算值

杆塔型式	无拉线 混凝土单杆	有拉线 混凝土单杆	无拉线 混凝土双杆	铁塔	门形 铁塔
杆塔电感 ( $\mu\text{H} \cdot \text{m}^{-1}$ )	0.84	0.42	0.42	0.50	0.40
杆塔波阻 ( $\Omega$ )	250	125	125	150	125

雷击塔顶时，导线上产生感应雷过电压  $U_k$  由式 (8.4-51) 计算，通常雷云电荷为负极性，故此感应电压为正极性，则作用在绝缘子串上的过电压

$$U_j = U_T - (-U_k) = I \left( R_{ch} + \frac{L_{gl}}{2.6} + \frac{h_d}{2.6} \right)$$
 (8.4-61)

单相线路在此电压下遭过反击后，此相导线具有塔顶电位  $U_T$ ，在其他两相导线上出现耦合电压  $kU_T$ ，其他两相导线上的感应雷过电压下降至  $ah_d(1-k)$  ( $a$  为雷电流陡度)。未闪络两相绝缘子链承受的过电压为

$$U'_j = U_T - [kU_T - ah_d(1-k)]$$
$$= I \left( R_{ch} + \frac{L_{gl}}{2.6} + \frac{h_d}{2.6} \right) (1-k)$$
 (8.4-62)

当  $U'_j > U_{50\%}$  时，在两相中耦合系数  $k$  比较小的一相被反击。

耐雷水平  $I$  为

$$I = \frac{U_{50\%}}{\left( R_{ch} + \frac{L_{gl}}{2.6} + \frac{h_d}{2.6} \right) (1-k)}$$
 (8.4-63)

(2) 有避雷线。如图 8.4-50 (a) 所示，雷击塔顶时，雷电流  $i$  的主要部分通过杆塔入地，另一部分则经两侧的避雷线和相邻杆塔分流入地。可采用图 6.4-50 (b) 的集中参数等效电路计算塔顶电位。

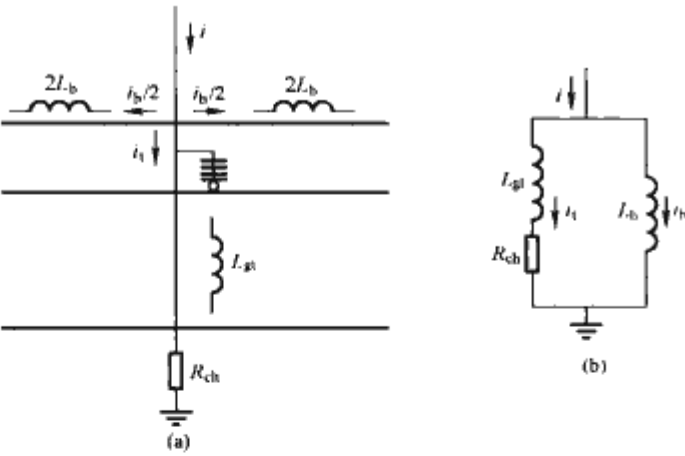


图 8.4-50 雷击有避雷线线路的杆塔顶部  
(a) 示意图；(b) 等效电路

此时塔顶电位为

$$u_T = i_1 R_{ch} + L_{gl} \frac{di_1}{dt}$$
 (8.4-64)

式中： $i_1$  为分流后流过此杆塔的雷电流，因有避雷线的分流作用而小于雷电流  $i$ 。 $i_1$  可表示为

$$i_1 = \beta i$$
 (8.4-65)

式中： $\beta$  为分流系数， $\beta < 1$ 。在工程上， $\beta$  可按式计算

$$\beta = \frac{1}{1 + \frac{L_{gl}}{L_b} + \frac{R_{ch}}{L_b} \times \frac{\tau_1}{2}}$$
 (8.4-66)

取  $\tau_1 = 2.6 \mu\text{s}$ 。对不同等级、不同避雷线根数和典型的档距长度，可计算  $\beta$  值，具体数据见表 8.4-32。

表 8.4-32 分流系数  $\beta$  值

线路额定电压 (kV)	避雷线根数	$\beta$
110	1	0.90
	2	0.88
220	1	0.92
	2	0.88
330	1	0.86
	2	
500	1	0.86~0.82
	2	

当塔顶电位为  $U_T$  时，与塔顶相连的避雷线上也有相同的电位  $U_T$ ，导线上将产生耦合电压  $kU_T$ ，此电压与雷电流同极性。此外，由于雷电通道电磁场的作用，在导线上尚有感应过电压  $ah_d \left( 1 - k \frac{h_b}{h_d} \right)$ ，此电压与雷电流反极性，所以导线电位的幅值为

$$U_d = kU_T - ah_d \left( 1 - k \frac{h_b}{h_d} \right) \approx kU_T - ah_d(1-k)$$
 (8.4-67)

因此，线路绝缘子串上两端电压为塔顶电位和导线电位之差，即

$$U_j = I \left( \beta R_{ch} + \beta \frac{L_{gl}}{2.6} + \frac{h_d}{2.6} \right) (1-k)$$
 (8.4-68)

一般情况应是导线的电位高于塔顶的电位，但当雷电流较大、冲击接地电阻较大时，塔顶的电位将高于导线电位，当  $U_j$  大于绝缘子冲击闪络电压  $U_{50\%}$  时，绝缘子串闪络。

通常，单根避雷线的  $k$  值约为 0.14，双根避雷线的  $k$  值约为 0.30。

雷击塔顶反击导线的耐雷水平为

$$I = \frac{U_{50\%}}{\left[ \beta \left( R_{ch} + \frac{L_{gl}}{2.6} \right) + \frac{h_d}{2.6} \right] (1-kk_1)}$$
 (8.4-69)

式中： $k_1$  为避雷线电晕引起的修正系数，其值见表 8.4-33 所示。

表 8.4-33 耦合系数的电晕修正系数

额定电压 (kV)	20~35	60~110	154~330	500
双避雷线	1.1	1.2	1.25	1.28
单避雷线	1.15	1.25	1.30	—

6.3.2 雷击档距中央的避雷线时的直击雷过电压

当避雷线与导线的空气间隙满足式 (8.4-70) 时，一般不会出现击穿事故

$$S = 0.012l + 1$$
 (8.4-70)

式中： $S$  为避雷线与导线的空气间隙，m； $l$  为档距，m。



## 第5章 交流电力系统的暂时过电压

在电力系统内部,由于断路器的操作或系统运行发生故障,使系统运行参数、设备的运行状态发生变化,从而引起电网电磁能量的转化或传递,在系统中出现过电压,这种过电压称为内部过电压。

系统参数变化的原因是多种多样的,因此,内部过电压的幅值、振荡频率、持续时间以及出现的频度不尽相同,通常可按产生的原因和过电压的特点将内部过电压分为操作过电压与暂时过电压。

操作过电压即开关操作引发的系统电磁暂态过程中出现的过电压,暂时过电压包括工频电压升高及谐振过电压,工频电压升高又称为工频过电压,主要由长线容升效应、不对称接地短路和甩负荷引起。对因系统的电感、电容参数配合不当,出现的各类持续时间长、波形周期性重复的谐振过程中出现的过电压,称为谐振过电压,其特点依据谐振条件的不同而变化。

暂时过电压对正常运行的电气设备的危害取决于其幅值和持续的时间。

### 1 交流电力系统工频过电压

图 8.5-1 为在我国第一个 500kV 输变电系统中,实测得到的某 336km 空载线路合闸过电压随时间变化的曲线。

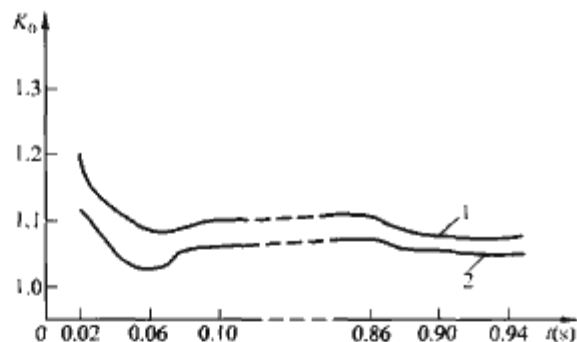


图 8.5-1 500kV 空载线路合闸时首、末端过电压随时间变化实测曲线

图 8.5-1 中,  $K_u$  为过电压倍数。该线路中采用的断路器带有  $400\Omega$  的合闸电阻,线路两端装设有并联电抗器,其补偿度为 71.5%。从曲线中可明显看出:在合闸后 0.1s 前的一段时间内,首先出现具有高幅值、强阻尼的高频振荡操作过电压。在 0.1s 后的一段时间内,由于发电机自动电压调整器的惯性,发电机的暂态电势  $E'_d$  保持不变,再加上空载线路的电容效应,使电压升高,约在 1.0s 后,由于发电机的自动电压调整器开始发挥作用,母线电压逐渐下降。在合闸后的 0.1~1.0s 时间内的电压升高,具有工频过电压的性质,称为暂态工频电压升高。在 2~3s 以后,系统进入稳定状态,这时的工频电压升高为稳态工频电压升高。对过电压保护及绝缘配合影响较大的是暂态工频电压升高,当然,稳态工频电压升高对系统的电气设备也有一定的影响。

一般而言,工频电压升高对不大于 220kV 电压等级、线路不太长系统中绝缘正常的电气设备是没有威胁的,但对超高压、特高压,大功率、远距离输电系统绝缘水平的确定却起着决定性的作用。

#### 1.1 工频过电压的产生

在系统运行时,工频过电压主要是由空载长线的电容效应、不对称短路和甩负荷引起。

##### 1.1.1 空载长线的电容效应

在集中参数 LC 串联电路中,当  $1/\omega C > \omega L$  时,电路中将流过容性电流。电容两端的电压等于电源电势加上电容电流流过电感两端形成的电压之和。此时,电容两端的电压高于电源电势,这种现象称为电容效应。

由输电线路的等值电路可知,在忽略了线路电阻  $R$  和电导  $G$  (无损线路) 时,一条空载长线可以看作由无数个串联的 LC 回路构成,在工频电压作用下,线路的总容抗  $1/\omega C$  一般远大于导线的感抗  $\omega L$ ,在线路长度不大于 1500km 范围内,线路沿线各点的电压均高于线路首端电压,而且随线路长度的增加而增大,线路末端电压最高。

在图 8.5-2 中,线路长度为  $l$ ,  $\dot{E}$  为电源电势,  $\dot{U}_1$ 、 $\dot{U}_2$  分别为线路首末端电压,  $X_s$  为电源感抗。若输电线路为无损长线,可求得线路首末端电压、电流方程为

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos \alpha' l + j \dot{I}_2 Z \sin \alpha' l \\ \dot{I}_1 &= j \frac{\dot{U}_2}{Z} \sin \alpha' l + \dot{I}_2 \cos \alpha' l \end{aligned} \right\} \quad (8.5-1)$$

式中:  $Z$  为线路的波阻抗,  $\Omega$ ;  $\alpha'$  为相位系数,  $\alpha' = \omega \sqrt{L_0 C_0}$  ( $\omega$  为电源角频率,  $L_0$ 、 $C_0$  分别为导线单位长度的电感与电容),对于架空输电线路,通常  $\alpha' \approx 0.06^\circ/\text{km}$ ;  $l$  为线路的长度, km。

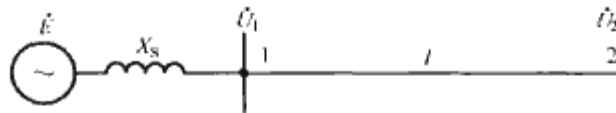


图 8.5-2 空载长线示意图

当线路末端开路时,即

$$\dot{I}_2 = 0$$

由式 (8.5-1) 可得线路首末端电压关系为

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 / \cos \alpha' l \quad (8.5-2)$$

图 8.5-3 曲线 1 是根据式 (8.5-2) 画出的线路末端电压升高的倍数与线路长度的关系。很明显,当  $\alpha' l = \pi/2$  时,无论首端电压为何值,线路末端电压将趋于无穷大,此时线

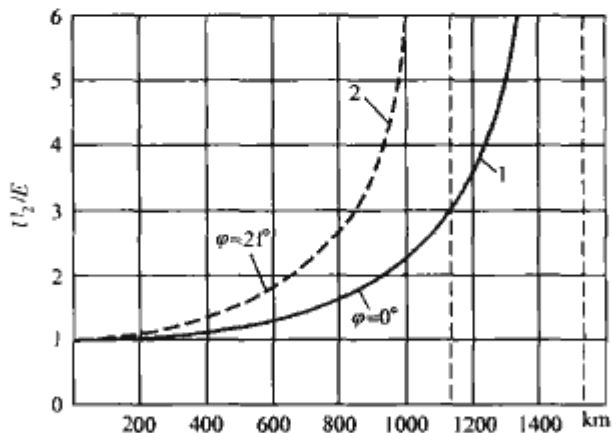


图 8.5-3 空载线路终端的电压升高

路长度  $l = \pi v / 2\omega$ , 线路电感与电容构成谐振状态。电网频率为 50Hz 时, 电磁波的波长为  $v/f = 3 \times 10^8 / 50$ ,  $l$  的长度相当于  $1/4$  波长, 因此也称为  $1/4$  波长谐振。

以上分析未考虑电源阻抗, 即电源的容量。可以将其理解为: 首端接在无穷大电源上, 即电源电势  $\dot{E} = \dot{U}_1$ , 电源感抗  $X_S = 0$  的情况。实际上, 电源容量总是有限的, 即  $X_S \neq 0$ ,  $X_S > 0$ , 线路的电容电流流过电源电感  $X_S$  时, 同样也会形成电压升高, 同样会增加电容效应, 犹如增加了导线的长度。显然, 电源容量越小, 电容效应越严重。

为了便于计算与分析, 将线路分布参数用集中参数阻抗来表示。如无损耗线路末端开路时, 从首端往线路看去, 线路可等值为一个阻抗  $Z_R$ ,  $Z_R$  叫做末端开路时的首端输入阻抗。由式 (8.5-1) 求出线路末端开路的输入阻抗为

$$Z_R = \frac{\dot{U}_1}{\dot{I}_1} = -jZ \tan \alpha' l \quad (8.5-3)$$

当  $\alpha' l < 90^\circ$  时,  $Z_R$  为容抗, 而电源  $X_S$  为感抗, 可计算线路首端电压为

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \frac{\dot{E}}{jX_S + Z_R} Z_R \\ &= \frac{\dot{E}}{X_S - Z \tan \alpha' l} (-Z \tan \alpha' l) \end{aligned} \quad (8.5-4)$$

上式也可用电压传递系数  $K$  来表示。线路首端对电源的电压传递系数  $K_{01}$

$$K_{01} = U_1/E = \frac{Z \tan \alpha' l}{Z \tan \alpha' l - X_S} \quad (8.5-5)$$

同样可求出线路末端对电源电势的传递系数  $K_{02}$

$$K_{02} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{E}} = \frac{\dot{U}_1 \dot{U}_2}{\dot{E} \dot{U}_1} = K_{01} K_{12}$$

将式 (8.5-2) 和式 (8.5-5) 代入, 经化简得

$$K_{02} = \frac{1}{\cos \alpha' l - \frac{X_S}{Z} \sin \alpha' l}$$

令  $\varphi = \arctan \frac{X_S}{Z}$ , 则上式又可写成

$$K_{02} = \frac{\cos \varphi}{\cos (\alpha' l + \varphi)} \quad (8.5-6)$$

电源电抗  $X_S$  对电容效应的影响由参数  $\varphi$  来表示。图 8.5-3 中虚线 2 画出了  $\varphi = 21^\circ$  时  $K_{02}$  与线路长度的关系曲线。由计算可知, 当  $l = 1150 \text{ km}$  时, 线路将发生谐振。由于电源容量越小, 容升越严重, 因此在计算工频过电压时, 应计及系统可能出现的最小运行方式, 即取  $X_S$  可能出现的最大值。

### 1.1.2 不对称短路引起的工频过电压

当在空载线路上出现单相或两相接地短路故障时, 健全相上工频过电压不仅由长线的电容效应所致, 还有由短路电流的零序分量引起的电压升高。由于一般两相接地的概率很小, 而单相接地故障更为常见, 幅值相对较高。因此系统通常以单相接地短路引起的工频过电压值作为确定避雷器额定电压、灭弧电压的依据, 这里只讨论单相接地的情况。

单相接地短路时, 故障点三相的电压、电流是不对称的, 应用对称分量法的序网图进行分析。当 A 相接地时, 可求得健全相 B、C 相的电压为

$$\begin{aligned} \dot{U}_B &= \frac{(a^2-1)Z_0 + (a^2-a)Z_2}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \dot{E}_A \\ \dot{U}_C &= \frac{(a-1)Z_0 + (a^2-a)Z_2}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \dot{E}_A \end{aligned} \quad (8.5-7)$$

式中:  $\dot{E}_A$  为正常运行时故障点处 A 相电压;  $Z_1$ 、 $Z_2$ 、 $Z_0$  为从故障点看进去的电网正序、负序、零序阻抗;  $a$  为  $e^{j\frac{2\pi}{3}}$ 。

对于电源容量较大的系统,  $Z_1 \approx Z_2$ , 若再忽略各序阻抗中的电阻分量  $R_0$ 、 $R_1$ 、 $R_2$ , 则式 (8.5-7) 可改写成

$$\begin{aligned} \dot{U}_B &= \left\{ -\frac{1.5 \frac{X_0}{X_1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right\} \dot{E}_A \\ \dot{U}_C &= \left\{ -\frac{1.5 \frac{X_0}{X_1}}{2 + \frac{X_0}{X_1}} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right\} \dot{E}_A \end{aligned} \quad (8.5-8)$$

由式 (8.5-8) 可求出  $\dot{U}_B$ 、 $\dot{U}_C$  的模值

$$\begin{aligned} |\dot{U}_B| &= |\dot{U}_C| \\ &= \sqrt{3} \frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \left(\frac{X_0}{X_1}\right) + 1}}{\left(\frac{X_0}{X_1}\right) + 2} E \\ &= K^{(1)} E \end{aligned} \quad (8.5-9)$$

式中:  $E$  为正常运行时故障点处 A 相电压的有效值;  $K^{(1)}$  为单相接地系数, 也称健全相电压升高系数。它表明单相接地故障时, 健全相的相-地最高工频电压有效值与故障前故障相对地电压有效值之比。

$$K^{(1)} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{\left(\frac{X_0}{X_1}\right)^2 + \left(\frac{X_0}{X_1}\right) + 1}}{\left(\frac{X_0}{X_1}\right) + 2} \quad (8.5-10)$$

由式 (8.5-9) 可知: 在不计系统损耗条件下, 一相接地短路时, 两健全相电压升高的幅值是相等的; 若计及系统损耗, 用式 (8.5-7) 很容易证明  $U_B \neq U_C$ 。利用公式 (8.5-9) 可以画出健全相电压升高系数  $K^{(1)}$  与  $X_0/X_1$  值的关系曲线, 如图 8.5-4 所示。从图中可以看出系统损耗对 B、C 两相电压升高的影响。

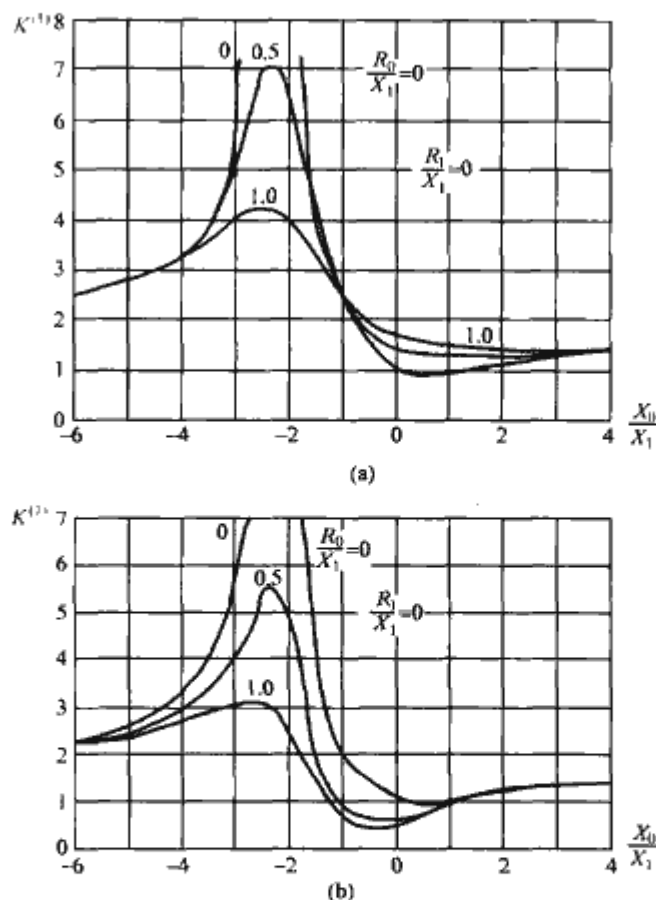


图 8.5-4 A 相接地故障时健全相的工频电压升高  
(a) B 相; (b) C 相



$X_0/X_1$  比值越大,健全相上电压升高越严重。因为  $X_0$  和  $X_1$  是由故障点看进去的等值电抗,既包含分布的线路参数,还包含电机的暂态电抗、变压器的漏感等,而且零序电抗与系统中性点接地方式有很大的关系。

对中性点绝缘的 3~10kV 系统,  $X_0$  主要由线路容抗决定,故为负值,  $X_0/X_1$  通常在  $-\infty \sim -20$  范围。单相接地时,健全相的工频过电压可达最高运行线电压  $U_m$  的 1.1 倍。因此,在选择避雷器额定电压或灭弧电压时,应取  $\geq 110\%U_m$ ,称为 110%避雷器。

对中性点经消弧线圈接地的 35~60kV 系统,在欠补偿状态运行时,  $X_0/X_1 \rightarrow -\infty$ ;在过补偿状态运行时,  $X_0/X_1 \rightarrow +\infty$ ,单相接地时健全相上工频过电压接近  $U_m$ 。因此,在选择避雷器额定电压或灭弧电压时,应取  $\geq 100\%U_m$ ,称为 100%避雷器。

对中性点直接接地的 110~220kV 系统,  $X_0$  为不大的正值。由于继电保护、系统稳定等方面的要求,需要对不对称短路电流加以限制,故而选用了较大的  $X_0/X_1$  值,一般  $0 < X_0/X_1 \leq 3$ 。因此,健全相上电压升高  $\leq 0.8U_m$ ,称为 80%避雷器。

同一系统,在运行过程中,依据负荷的变化、电源出力和电网情况的不同,存在“大”、“中”、“小”运行方式。显然,系统由“小方式”到“大方式”运行时,电源的正序阻抗快速下降;而零序阻抗由于继电保护的原因,并不是成比例下降。因此,当电网某一点发生单相接地短路时,从故障点看进去的零序阻抗与正序阻抗比值 ( $X_0/X_1$ ) 不是定值,因此单相接地系数  $K^{(1)}$  也不是定值,而是随运行方式的改变而改变。一般情况下,“大方式”运行时单相接地系数大。

### 1.1.3 突然甩负荷引起的工频过电压

当系统满负荷运行时,输电线路传送功率最大,此时由于某种原因,断路器跳闸,电源突然甩负荷后,将在原动机与发电机内引起一系列机电暂态过程,它是造成线路工频过电压的又一原因。

首先,在甩掉负荷后,根据磁链守恒原理,发电机中通过激磁绕组的磁通来不及变化,与其相应的电源电势  $E'_d$  维持原来的数值(送出负荷越大,对应的电势越大)。甩负荷前的电感电流对发电机主磁通的去磁效应突然消失,而空载线路的电容电流对发电机主磁通起助磁作用,使  $E'_d$  上升。因此,加剧了工频电压的升高。

其次,从机械暂态过程来看,由于机械惯性远滞后于电磁惯性。发电机突然甩掉一部分有功负荷,而原动机的调速器惯性使短时间内输入给原动机的机械功率(汽轮机与蒸汽流量有关,水轮机与水流量有关)来不及减少,主轴上的剩余功率使发电机转速增加。转速增加时,电源频率上升,不但发电机的电势随转速的增加而增加,而且加剧了线路的电容效应。

对汽轮发电机来说,由于转子机械强度的限制,转子转速不允许过高,通常允许超速 10%~15%;水轮发电机允许超速达 30%以上。

## 1.2 工频过电压的特点和危害

工频过电压的特点是幅值不高,频率为工频或接近工频,弱阻尼,一般持续时间在几分钟至几小时,依据系统接地方式和继电保护不同而异。工频过电压由于幅值较低,对不大于 220kV 电压等级绝缘正常的电力设备威胁不大,但对超高压、特高压系统运行有重要影响。

工频过电压的幅值和持续时间是决定保护电器工作条件

的主要依据,例如避雷器的额定电压或灭弧电压、长期持续工作电压和工频耐受时间特性就是依据系统中避雷器安装位置上可能出现的工频过电压来确定的。工频过电压的幅值越高,要求避雷器的额定电压或灭弧电压越高。在非线性电阻片制造水平和间隙放电特性一定的前提下,会使避雷器的保护水平降低。因此,必须提高设备的绝缘水平,或者提高避雷器灭弧性能和电阻片的工频耐受能力、通流能力,从而增加工程造价和设备生产技术难度。同时,工频过电压幅值、持续时间越大,对断路器并联电阻热容量的要求也越高,从而给制造低值并联电阻带来困难。

由于操作过电压与工频过电压是同时发生的,在超高压、特高压系统中,操作过电压和工频电压已成为绝缘配合的决定因素。工频电压的升高直接影响操作过电压的幅值和发展,因此工频电压的升高严重影响着系统的绝缘配合、工程造价和设备制造技术难度。

工频过电压持续时间长,对设备内、外绝缘的设计及其运行性能有重大影响。例如,可导致油纸绝缘内部游离,污秽绝缘子的闪络、铁心的过热、电晕等。

### 1.3 工频过电压的主要影响因素

- (1) 系统运行方式、接线结构、中性点接地方式及故障点的位置。
- (2) 电源容量、线路参数和线路长度。
- (3) 采用的并联电抗器的补偿度及安装位置。
- (4) 电源的励磁特性、调压特性和阻尼装置特性,原动机的调速系统、制动系统特性。

### 1.4 工频过电压的主要限制措施

分析计算线路工频过电压时,应计及空载线路的电容效应,单相接地短路及突然甩负荷三种情况的叠加和影响,工频过电压可能达到较高的数值。依据我国多年的运行经验,一般情况下,220kV 及以下的电网,工频过电压对设备绝缘的威胁很小,不需采取特殊措施限制工频过电压。但在不小于 330kV 系统,尤其是特高压系统中,工频过电压对确定设备的绝缘水平和降低操作过电压起着重要的作用,必须采取有效措施,将工频过电压限制在一定水平之内。目前我国规定 330、500kV 系统,包括目前已投入运行的 750kV 示范工程和 1000kV 特高压工程,暂态工频过电压母线侧不得超过 1.3 倍最高工作相电压,线路侧不超过 1.4 倍最高工作相电压。

限制工频过电压通常采取以下措施:

- (1) 利用并联电抗器补偿空载线路的电容效应。为了限制长线电容效应引起的工频过电压,在超高压、特高压电网中,广泛采用并联电抗器来补偿线路的电容电流,以削弱其电容效应。

如图 8.5-5 所示,假设在线路末端接入电抗器  $X_p$ ,将  $\dot{U}_2 = jX_p \dot{I}_2$  代入式 (8.5-1),并令  $\theta = \arctan \frac{Z}{X_p}$ ,可求得线路首末端电压的传递系数为

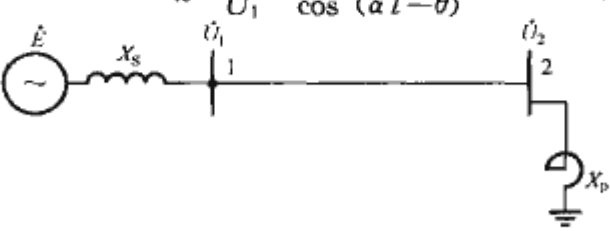
$$K_{12} = \frac{U_2}{U_1} = \frac{\cos \theta}{\cos (\alpha l - \theta)} \quad (8.5-11)$$


图 8.5-5 无损线路末端接有并联电抗器



由式 (8.5-11) 可知: 在线路末端接入并联电抗器, 相当于缩短了线路长度, 从而减小了电压传递系数。

当线路末端接入并联电抗器后, 由首端看进去的入端阻抗将增大, 由式 (8.5-1) 可以求出线路末端开路时入端阻抗为

$$Z_R = -jZ_{ct} \tan(\alpha' l - \theta) \quad (8.5-12)$$

在欠补偿时,  $Z_R$  仍呈容性。因此在相同首端电压下, 电容电流减小, 使电源阻抗  $X_S$  的电压下降, 从而降低了首端电压。

首端对电源的电压传递系数  $K_{01}$

$$K_{01} = \frac{\dot{U}_1}{\dot{E}} = \frac{Z_R}{Z_R + jX_S} = \frac{-Z_{ct} \tan(\alpha' l - \theta)}{X_S - Z_{ct} \tan(\alpha' l - \theta)} \quad (8.5-13)$$

由式 (8.5-11) 及式 (8.5-13) 可求得线路末端对电源的电压传递系数, 通过化简, 可得下列表达式

$$K_{02} = K_{01} K_{12} = \frac{\cos \theta \cos \varphi}{\cos(\alpha' l - \theta + \varphi)} \quad (8.5-14)$$

由式 (8.5-14) 可知: 线路末端加装电抗器可以降低电压传递系数  $K_{02}$ , 随着补偿度的增大  $K_{02}$  逐渐降低, 从而降低了线路的末端电压。

系统中并联电抗器安装位置和容量受线路沿线电压补偿情况的影响, 可以安装在线路的末端、首端, 甚至安装在线路的中间, 并联电抗器对电容电流的补偿作用和过电压的限制效果可采用上述类似的方法进行计算分析。系统中并联电抗器的设置可以有效地限制工频过电压, 但它对系统无功平衡、潜供电流补偿、自激过电压及非全相状态下的谐振等方面有重要影响。因此, 电抗器的补偿度及安装位置的选择是一项系统工程, 必须综合考虑实际系统的结构、参数、可能出现的各种运行方式及故障形式等因素, 优化确定合理的配置方案。

(2) 利用静止补偿装置 (SVC) 限制工频过电压。由于并联电抗器长期接入电网, 在出现工频过电压时, 它将起到限制作用。但正常运行时, 需消耗系统大量的无功功率, 造成不必要的浪费。近些年来, 随着新技术、新材料的出现, 设备制造技术不断提高, 出现了一种新型的静止补偿装置, 它采用了可控硅等先进的电子技术。图 8.5-6 为静止补偿装置系统的接线示意图。它包含三个部分: ①可控硅开关投切的电容器组 (TSC); ②可控硅相角控制的电抗器组 (TCR); ③调节系统。它具有响应时间快、维护简单、可靠性高, 具备容性补偿和感性补偿功能等优点。

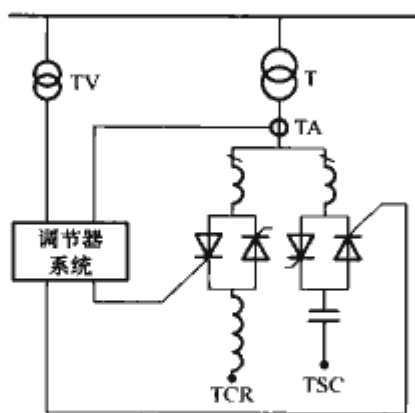


图 8.5-6 静止补偿器系统的接线示意图

当系统由于某种原因发生工频过电压时, TSC 支路断开, TCR 支路导通, 吸收无功功率, 从而降低工频过电压。根据需要, 可改变 TCR、TSC 支路的导通相角, 达到调节系统无功功率, 控制系统电压, 提高系统稳定性的目的。

(3) 采用良导体地线降低输电线路的零序阻抗。由于发

生不对称接地短路故障时, 故障点健全相电压的升高, 主要取决于  $X_0/X_1$ 。 $X_0$ 、 $X_1$  既包含集中参数的电机的暂态电抗、变压器的漏抗, 又包含分布参数线路的阻抗。一般情况下, 电源侧零序阻抗与正序阻抗之比是小于 1 的, 而线路的零序阻抗与正序阻抗之比则是大于 1 的。若采用良导体地线, 可降低线路侧的  $X_0$ , 进而降低由故障点看进去的  $X_0/X_1$ , 达到限制工频过电压的目的。计算表明, 电源容量越大, 良导体地线降低工频过电压的效果越明显。

(4) 改善发电机的励磁特性和调压、阻尼系统特性以及原动机的调速、制动系统特性。

(5) 采取合适的中性点接地方式和合理的操作程序。

## 2 交流电力系统谐振过电压

由于交流电力系统中存在着大量的“储能元件”, 即储静电能量的电容  $C$  和储磁能的电感  $L$ 。例如, 线路的电容, 补偿用的串联与并联电容器组和变压器、电抗器、电磁式电压互感器的电感等。这些元件构成了各种不同的振荡回路, 因而在电力系统中潜在着各种谐振的可能性。正常运行时, 这些振荡回路被负载阻尼或旁路, 所以不可能产生严重的振荡。但在发生故障时, 系统接线方式发生改变, 部分负载被甩掉, 在一定的电源作用下, 有可能发生谐振。谐振常常引起高幅值、长持续时间的暂时过电压, 有时, 即使过电压不太高, 也会出现一些异常现象, 使系统无法正常运行。

运行经验表明: 对所有不同电压等级、不同结构的电网都可能产生不同类型的谐振过电压。通常认为, 系统中的电阻和电容元件为线性参数。而电感元件参数呈现三类不同特性: 在特定的条件下, 有些电感元件参数呈线性; 有的参数则呈非线性; 有的电感元件参数大小呈周期性地变化。这些电感与一定的电容参数在其他条件配合下, 会产生三种不同类型的谐振现象, 引发不同特点的过电压。

### 2.1 线性谐振过电压

线性谐振是由系统中的线性电感和线性电容构成的, 当  $L-C$  自振频率  $\omega_0$  接近或等于电源频率  $\omega$  时, 会出现高幅值的谐振。这种谐振具有谐振频带窄、谐振条件苛刻、过电压幅值高、持续时间长等特点。实际电力系统中, 要求在设计或运行时严格避开这种谐振, 因此完全满足线性谐振的机会是极少的。但要注意, 这种过电压的危害是很大的。

线性谐振条件是等值回路中的自振频率等于或接近于电源频率, 此时  $\omega_0 L \approx 1/\omega_0 C$ , 回路中阻抗接近为零, 过电压幅值只受到回路中损耗 (电阻) 的限制。有些情况下, 由于谐振时电流的急剧增加, 回路中的铁磁元件趋向饱和, 使系统自动偏离谐振状态而限制其过电压幅值。

### 2.2 铁磁谐振过电压

由于系统中的电感元件带有铁心而产生饱和现象, 此时电感不再是常数, 而是随着电流或磁通的变化而呈现非线性变化, 与电路中的线性电容  $C$  构成的自振频率是可变的, 在满足一定条件时, 会发生分频、基频或倍频的宽范围的铁磁谐振。所以, 系统中发生铁磁谐振的机会是相当多的。国内外运行经验表明: 铁磁谐振是引发电力系统某些严重事故的直接原因。它具有谐振频带宽、振荡幅值高、伴随大电流和自保持等一系列特点, 很难从设计和运行中避开此类谐振。

#### 2.2.1 铁磁谐振过电压的产生及危害

为了讨论分析铁磁谐振过电压, 首先来研究最简单的



$L$ - $C$  串联谐振电路,如图 8.5-7 (a) 所示,其中电感为非线性,特性如图 8.5-7 (b) 中的  $U_L$ 。以基波谐振为例,略去损耗。在发生基波谐振时,电路中的电压、电流除含有基频分量外,还含有高次谐波分量,但在基频谐振下高次谐波分量不起主导作用,在分析中可以忽略。这样,可把谐振下的电压和电流仍看作正弦波,可以应用交流符号法求解。

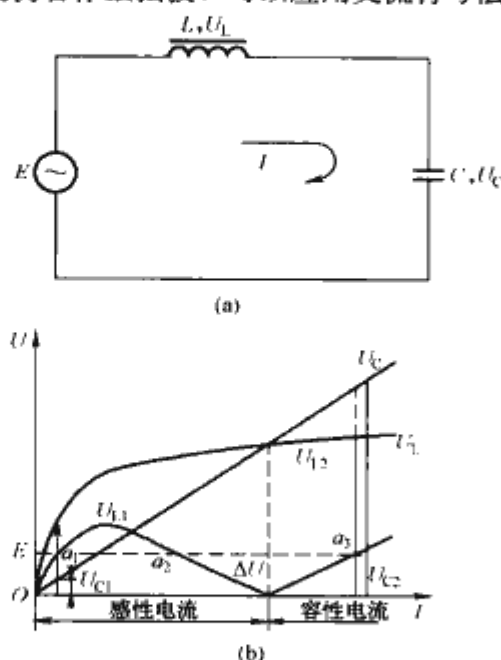


图 8.5-7 铁磁谐振

(a) 串联铁磁谐振电路; (b) 串联铁磁谐振电路的特征曲线

因为无论电路呈感性还是容性,电感上的电压  $\dot{U}_L$  和电容上的电压  $\dot{U}_C$  始终符号相反。由于电容是线性的,所以  $U_C$ - $I$  曲线是一条直线,由图 8.5-7 (b) 可见,当  $\omega L > \frac{1}{\omega C}$ , 即  $U_L > U_C$  时,电路中的  $I$  呈感性;但随着  $I$  的增大,铁心饱和,电感  $L$  减小,  $U_L$ - $I$  和  $U_C$ - $I$  两条特性曲线相交,在交点处,  $|\dot{U}_L| = |\dot{U}_C|$ ; 电流继续增加,  $\dot{U}_C > \dot{U}_L$ , 电路中电流  $I$  变为容性。由电路元件上的压降与电源电势的平衡关系可得

$$\dot{E} = \dot{U}_L + \dot{U}_C \quad (8.5-15)$$

以上平衡式可用电压降总和的绝对值  $\Delta U$  来表示,即

$$E = \Delta U = |U_L - U_C| \quad (8.5-16)$$

可作出  $\Delta U$  与  $I$  的关系曲线,如图 8.5-7 (b)。

电势  $E$  和  $\Delta U$  曲线相交点,就是满足上述平衡方程的点。由图 8.5-7 (b) 可以看出,存在  $a_1$ 、 $a_2$ 、 $a_3$  三个平衡点。但这三个平衡点并不都是稳定的。利用小扰动法研究各平衡点的稳定性可知  $a_1$ 、 $a_3$  点是稳定平衡点,而  $a_2$  是不稳定平衡点。但  $a_1$ 、 $a_3$  两工作点的性质不同,回路处在  $a_1$  工作点时,回路电流  $I$  呈感性且值不大,  $U_L > U_C$  幅值也不高,属正常工作状态,称  $a_1$  为非谐振工作点;当回路工作在  $a_3$  点时,回路电流  $I$  呈容性且值很大,  $U_L < U_C$  幅值也很高,具有谐振特点,成为谐振工作点。

从图 8.5-7 (b) 中可以看到:当电势  $E$  较小时,回路存在两个可能的稳定工作点  $a_1$ 、 $a_3$ ,而当  $E$  超过一定值以后,可能只存在一个工作点  $a_3$ 。当存在两个稳定工作点时,若电源电势逐渐上升时,回路处在非谐振工作点  $a_1$ 。若使回路由稳定工作点  $a_1$  跃变到稳定谐振点  $a_3$ ,回路必须经过强烈的扰动过程,使回路电流迅速增加,例如回路突然发生故障,断路器跳闸,或切除故障等。这种需要经过诱发过渡过程建立谐振现象的“大扰动”称之为铁磁谐振的“激发”。而且一旦“激发”起来以后,谐振状态就可以借助于  $a_3$  点

的工作稳定性得以“保持”,维持很长一段时间,不会衰减。

根据以上分析,基波铁磁谐振具有下列特点:

(1) 产生串联铁磁谐振的必要条件是:谐振回路中电感和电容的伏安特性必须相交,正常运行时满足

$$\omega L > \frac{1}{\omega C} \quad (8.5-17)$$

由于铁磁元件电感的非线性变化,铁磁谐振的谐振范围很大,很难通过设计、运行的手段避开。

(2) 对铁磁谐振电路,在同一电源电势作用下,回路可能不止一种稳定工作状态。在外界激发下,回路可能从非谐振工作状态跃变到谐振工作状态,电路从感性变为容性,发生相位反倾,同时产生过电压与过电流。

(3) 铁磁元件的非线性是产生铁磁谐振的根本原因,但其饱和特性本身又限制了过电压的幅值,此外,回路中损耗,也能使过电压降低,当回路电阻值大到一定数值时,就不会出现强烈的谐振现象。

上面仅讨论了基波铁磁谐振,事实上,在含有带铁心电感的振荡回路中,由于电感值不是常数,回路没有固定的自振频率。即使是简单的串联回路,只要参数配合恰当,谐振频率也可以是电源频率的整数倍(高次谐波)或分数倍(分次谐振)。

电力系统中的铁磁谐振过电压常发生在非全相运行状态中,其中非线性电感可以是空载变压器或轻载变压器的激磁电感、消弧线圈的电感、电磁式电压互感器的电感等。电容为导线的对地电容、相间电容以及电感线圈对地的杂散电容等。由于涉及到三相系统的不对称开断、断线、非线性元件特性,准确分析铁磁谐振过电压有一定难度。一般常采用戴维南法则,将三相电路简化为如图 5-7 (a) 所示的简单的串联谐振回路,然后用图解法求出各点电压及分析谐振条件。

铁磁谐振过电压的危害:

- (1) 可能出现幅值较高的过电压,破坏电气设备的绝缘。
- (2) 在非线性电感线圈中产生很大的过电流,引起线圈的危险温升。
- (3) 可能影响过电压保护装置的工作条件。
- (4) 谐振可产生分频、高次等谐波分量,对系统造成谐波污染。

## 2.2.2 铁磁谐振过电压的主要影响因素

(1) 铁磁元件励磁特性的非线性是影响铁磁谐振的根本因素。非线性越强,与之匹配的电容范围越大,谐振频带越宽。

(2) 三相铁磁元件的励磁特性分散性。分散性越大,谐振概率越大。

(3) 回路的扰动方式,接线方式及回路损耗。

(4) 中性点的接地方式,继电保护装置特性。

## 2.2.3 限制和消除铁磁谐振过电压的措施

(1) 改善电磁式电压互感器的激磁特性,或改用电容式电压互感器。

(2) 在电压互感器开口三角绕组中接入阻尼电阻,或在电压互感器一次绕组的中性点对地接入电阻。

(3) 在有些情况下,可在 10kV 及以下的母线上装设一组三相对地电容器,或用电缆段代替架空线段,以增大对地电容,从参数搭配上避免谐振。

(4) 采用 4TV 法,在三相电磁式电压互感器中性点再接入一台相同的 TV。

(5) 采用的三相电磁式电压互感器每相励磁特性应尽可

能一致。

(6) 特殊情况下, 可将系统中性点临时经电阻接地或直接接地, 或投入消弧线圈, 也可以按事先规定投入某些线路或设备以改变电路参数, 消除谐振过电压。

### 2.3 参数谐振过电压

系统中某些电感元件的电感参数在某种运行情况下会发生周期性地变化。例如发电机工作时, 电感的大小随着转子位置的变化而周期性地变化。当电机带有电容性负载时, 如一段空载线路, 在某一电感、电容参数搭配下, 有可能出现参数谐振现象。有时将这种现象称作发电机的自励磁或自激。

参数谐振所需能量来源于改变参数的原动机, 不需要单独电源, 一般只要存在一定的剩磁或电容上的残余电荷, 参数处在一定范围内, 就可以使谐振得到发展。

由于回路中存在损耗, 只有参数变化时所引入的能量足以补偿回路中的损耗, 才能保证谐振的发展。因此, 对应于一定的回路电阻, 有一定的自激范围。谐振发生后, 理论上振幅趋向无穷大, 而不像线性谐振那样受到回路电阻的限制。但实际上电感的饱和会使回路自动偏离谐振条件, 使过电压得以限制。

发电机投入电网运行前, 设计部门必须进行自激的校核, 避免自激的发生。因此, 一般正常情况下, 参数谐振是不会发生的。



## 第6章 交流电力系统操作过电压

操作过电压是电力系统内部过电压的另一种类型，它是由系统中断路器操作或由各种故障产生的过渡过程引起的。产生的操作过电压的幅值和波形与电网结构及其参数、断路器性能、系统接线、运行操作方式及限压设备的性能等诸多因素有关，具有明显的随机性。

与暂时过电压相比，操作过电压通常具有幅值高、存在高频振荡、强阻尼和持续时间短的特点。

常见的操作过电压包括：①中性点不接地系统中的电弧接地过电压；②合闸空载线路过电压；③切除空载线路过电压；④切除空载变压器过电压；⑤解列过电压等。

目前定量研究操作过电压的方法主要有系统实测、借助暂态网络分析仪（TNA）、计算机数字仿真计算等。

近年来，随着高压断路器灭弧性能的改善，变压器铁心材料的改进、避雷器制造水平的提高，限制了切除空载线路和空载变压器的过电压，但合闸空载线路过电压仍未得到有效的限制，尤其在超高压及特高压系统中，这种过电压已成为决定电网绝缘水平的主要依据。

限制操作过电压的方法主要有：在低压系统中性点安装消弧线圈、在高压线路上装设并联电抗器、采用带有并联电阻的断路器以及加装避雷器等。

### 1 中性点不接地系统中的电弧接地过电压

运行经验表明，电力系统中 60% 以上的故障是单相接地故障。在中性点不接地系统中发生单相接地时，经过故障点将流过数值不大的接地电容电流，接地电容电流的大小与系统电压等级、线路长度及线路单位长度电容容量有关。当电网较小，线路不太长，接地电容电流将很小。许多瞬时的单相接地故障（如雷击、鸟害等），当故障原因消失后，电弧一般可以自行熄灭，系统很快恢复正常。随着电网的发展和电压等级的提高，单相接地电容电流随之增大，一般 6~10kV 电网的接地电流超过 30A、35~60kV 电网的接地电流超过 10A 时电弧便很难自行熄灭。若这一接地电流的大小还不至于形成稳定燃烧的电弧，则在短路点可能会出现电弧时燃时灭的不稳定状态，引起电网运行状态的瞬时变化，导致电磁能量的强烈振荡，并在健全相和故障相上产生过电压，这一过电压称为间歇性电弧接地过电压。

#### 1.1 中性点不接地系统电弧接地过电压的产生

图 8.6-1 (a) 为中性点不接地三相系统 A 相发生单相

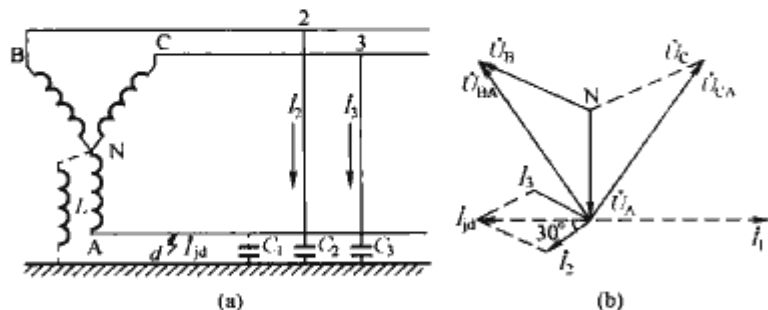


图 8.6-1 中性点不接地三相系统 A 相发生单相接地时的等值电路及相量图

(a) 单相接地时的等值电路；(b) 单相接地时的相量图

接地时的等值电路及相量图。其中， $U_A, U_B, U_C$  为三相电源电压， $C_1, C_2, C_3$  分别表示 A、B、C 三相导线的对地电容，设三相线路对称，故  $C_1 = C_2 = C_3 = C$ 。

由于在接地引发的系统暂态振荡过程中，电路中的电压、电流波形中存在高频分量，因此电弧的发生和熄灭受多种因素的影响，是一个相当复杂的过程。运行经验表明：当 A 相发生单相接地短路时，弧道中不但有工频电流，还会有幅值很高的高频电流。电弧有可能在高频电流过零时熄灭，也可能在工频电流过零时熄灭，或者是高频分量与工频分量在某个时刻的叠加时熄灭。但一般认为，在大气中，对开放性电弧来讲，电弧的熄灭主要受工频电流的控制，借助工频电流过零熄灭电弧。同样，电弧何时重燃，也具有随机性，由弧道介质绝缘恢复特性和弧道恢复电压决定。当重燃发生在电源电压峰值时，过电压较严重。

图 8.6-2 示出了当 A 相接地时过电压的发展过程， $U_1, U_2, U_3$  分别为 A、B、C 三相线路的对地电压。若在  $t_1$  时刻 A 相电压达到最大值，即  $U_1(t_1) = +1.0 \text{ p.u.}$ ， $U_2(t_1) = U_3(t_1) = -0.5 \text{ p.u.}$  时 A 相发生对地闪络，则  $U_1(t_1^+) = 0$ ，而  $U_2(t_1^+) = U_3(t_1^+) = -1.5 \text{ p.u.}$ 。显然发弧前与发弧后电容上的电压不等，这个过程中电源要经过本身的漏抗对  $C_2, C_3$  充电，这是一个高频振荡的过程。在集中参数 LC 串联振荡过程中，当回路中的电容从初始电压  $U_0$  过渡到另一稳态电压  $U_s$  时，过渡过程中可能出现的最大电压  $U_{\max}$  可由下式近似求出

$$U_{\max} = U_s + (U_s - U_0) = 2U_s - U_0 \quad (8.6-1)$$

则健全相 B、C 线路的最大对地过电压为

$$U_{2\max} = U_{3\max} = -1.5 \text{ p.u.} + [-1.5 \text{ p.u.} - (-0.5 \text{ p.u.})] = -2.5 \text{ p.u.}$$

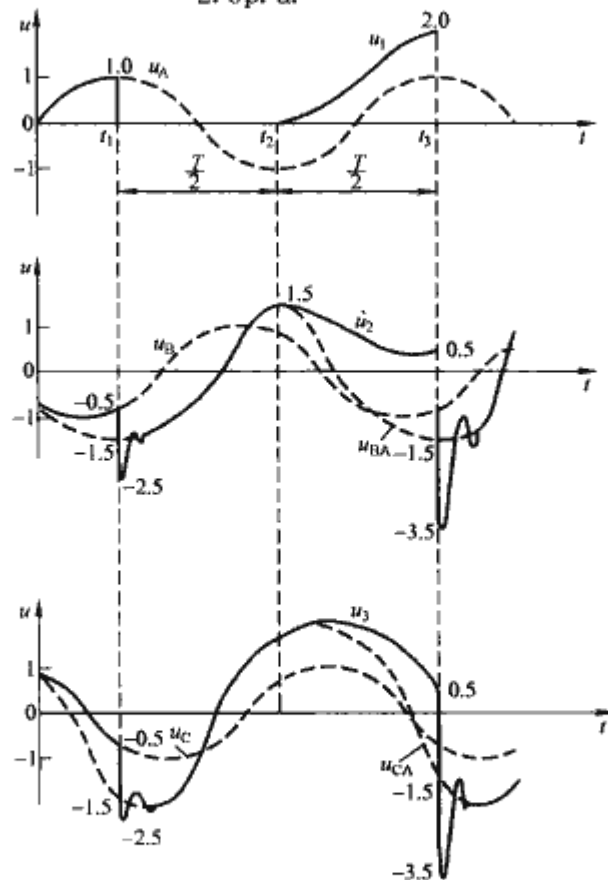


图 8.6-2 工频熄弧时电弧接地过电压发展过程



如果A相发生金属性接地,且电弧熄灭后不再重燃,则在健全相上出现的过电压不超过2.5p.u.。反之,若电弧是不稳定的,出现时燃时灭的间歇性电弧,此时可能产生更高的过电压,其幅值与电弧何时熄灭、何时重燃有关。由于通常在大气中的开放性电弧的熄灭是受工频电流控制的。所以,图8.6-2中所介绍的电弧接地过电压的发展过程,是按工频熄弧理论分析的。

$t_1$ 时刻发弧后,按工频熄弧理论,电弧要等到工频电流过零的时刻才熄灭。由于发弧后弧道中流过的是容性电流,电流超前电压 $90^\circ$ ,即在发弧 $t_1$ 时刻,弧道中工频电流分量为零。弧道中高频电流迅速衰减,而工频电流先递增后递减,经过 $T/2$ 再变为零,即 $t_2 = t_1 + T/2$ 时,工频电流熄弧,因此电弧持续时间为 $T/2$ 。

若发生二次电弧重燃,健全相上的最大过电压为3.5p.u.。可以用同样的方法分析每隔半个工频周期依次发生熄弧和重燃,过渡过程将与上面完全重复,健全相的最大过电压为3.5p.u.,故障相的最大过电压为2.0p.u.。其原因是:当发生间歇性电弧接地时,因健全相对地电压的起始值与稳态值不同,电容与电源电感会产生振荡并引起过电压。

若用高频熄弧理论分析,高频电流第一次过零时熄弧,这时振荡电压刚好到达最大值,过电压的分析结果要比上述严重些。

## 1.2 中性点不接地系统电弧接地过电压的特点

电弧接地过电压会引起系统电感-电容的强烈、多次振荡,幅值较高,持续时间长,遍及整个系统,对系统中绝缘较弱的设备威胁较大。易形成相间短路,使事故扩大。

## 1.3 中性点不接地系统电弧接地过电压的主要影响因素

- (1) 系统中性点接地方式。
- (2) 发生电弧部位的介质特性及大气条件。
- (3) 燃弧相位、熄弧相位。
- (4) 残余电荷的泄漏、线路损耗。
- (5) 输电线路的相间电容。

## 1.4 中性点不接地系统电弧接地过电压的限制措施

为消除电弧接地过电压,最根本的途径是消除间歇性电弧。其有效的方法是将中性点直接接地。使发生单相接地故障时形成很大的单相短路电流,将线路断开,待故障消除后恢复供电。目前,110kV及以上电网大都采用中性点直接接地的运行方式。

但是,在我国为数众多的电压等级较低的配电网中,其单相接地事故发生比率相对很大,如采用中性点直接接地方式,势必引起断路器频繁跳闸,这不仅要增设大量的重合闸装置,还会增加断路器的维修工作量,故宜采用中性点绝缘的运行方式。为减小电容电流,使电弧易于熄灭,我国35kV及以下电压等级的配电网系采用中性点经消弧线圈接地的运行方式。

消弧线圈是一电感线圈,接于系统的中性点处,如图8.6-1(a)所示。其电感值依据系统的对地电容或单相接地短路电流的大小而定。消弧线圈的基本作用是:

- (1) 补偿流过故障点的容性短路电流,使电弧能够自行熄灭,系统自行恢复到正常工作状态。
- (2) 降低故障相上的恢复电压上升速度,减小电弧重燃的可能性。

由图8.6-1可知,在系统正常工作时变压器中性点电位为零,消弧线圈中没有电流流过。当A相发生金属性接地时,中性点电位 $U_N = U_{ph}$ (相电压),此时流过故障点的电流为 $I_{jd}$ ,此电流由两个分量组成,一是电容 $C_2$ 、 $C_3$ 在线电压作用下的电容电流 $I_C$ ,二是消弧线圈电感 $L$ 在 $U_{ph}$ 作用下流过的电感电流 $I_L$ ,则由图8.6-1(b)可得出

$$\dot{I}_{jd} = \dot{I}_C + \dot{I}_L \quad (8.6-2)$$

由于 $\dot{I}_C$ 与 $\dot{I}_L$ 在相位上是相反的,因此,调节消弧线圈的电感量即可改变 $\dot{I}_{jd}$ 的大小,从而限制短路电流。

我们把电感电流补偿电容电流的百分数称为消弧线圈的补偿度(或调谐度),用 $k_r$ 表示。若电源频率为 $\omega$ ,则

$$k_r = \frac{I_L}{I_C} = \frac{U_{ph}/\omega L}{3\omega C U_{ph}} = \frac{1}{3\omega^2 LC} = \frac{\omega_0^2}{\omega^2} \quad (8.6-3)$$

式中: $\omega_0 = 1/\sqrt{3LC}$ ,称为电路的自振角频率。

用 $\gamma_r$ 表示脱谐度,则

$$\gamma_r = 1 - k_r = \frac{I_C - I_L}{I_C} = 1 - \left( \frac{\omega_0}{\omega} \right)^2 \quad (8.6-4)$$

当 $k_r < 1$ 、 $\gamma_r > 0$ 时,表示消弧线圈的电感电流小于线路的电容电流,故障点的电流为容性残流,称此为欠补偿。当 $k_r > 1$ 、 $\gamma_r < 0$ 时,表示电感电流大于电容电流,故障点的电流为感性残流,称此为过补偿。当 $k_r = 1$ 、 $\gamma_r = 0$ 时,电感电流与电容电流相同完全抵消,消弧线圈与三相并联电容处于并联谐振状态,称此为全补偿。

消弧线圈补偿度的选取,应综合多种因素。由于电网的不断发展,线路的电容量在逐渐增大,若原来是欠补偿,则脱谐度将增大,当脱谐度过大时,则失去消弧线圈的作用;另一方面,在运行中,由于运行需要或故障,部分线路可能退出运行,此时线路的电容量减小,补偿度增大,会出现全补偿或接近全补偿的谐振状态,考虑到电网三相对地电容的不对称,将导致中性点上出现较大的位移电压危及系统绝缘。若采用过补偿就会避免上述情况的出现。为了充分发挥消弧线圈的“消弧作用”,电力系统通常采用过补偿的运行方式。

采用过补偿时,通常 $\gamma_r = -0.05 \sim -0.10$ ,即过补偿5%~10%。总之,消弧线圈的补偿原则应使接地故障点的残流值不超过大气中开放性电弧可靠熄灭的电流值。由于系统运行时,设备、线路的投入、切除依据需要而常会改变,因此对同一系统,在不同的运行方式下需要不同值的弧线圈,因此消弧线圈可以采用可调式或自动调节式。

运行经验表明:中性点经消弧线圈接地,在大多数情况下能够迅速地消除单相瞬态接地电弧而不破坏电网的正常运行。若接地电弧不重燃,则单相接地的过电压不会超过2.5p.u.。很明显,在很多单相瞬时接地故障的情况下(如多雷地区、大风地区等),消弧线圈均可有效地避免电弧的重燃,保证系统的供电可靠性。但是,由上述分析可知,当消弧线圈补偿不当时会引起谐振过电压。

值得注意的是,消弧线圈的作用并不是直接降低弧光接地过电压,而是通过减小弧道电流,使电弧易于熄弧和减缓熄弧后弧道的恢复电压减小重燃概率和缩短过电压持续时间,从而降低了出现高幅值过电压的概率。

## 2 合闸空载线路引起的过电压

合闸空载线路是电网中常见的操作之一。空载线路的合闸有两种方式,即正常合闸和自动重合闸。两种合闸的实质性区别在于被合线路的初始条件不同。电源电势的幅值及线



路上的残余电荷会使上述两种产生的过电压幅值有较大的差异。一般情况下,重合闸过电压较为严重。

对于超高压输电系统,合闸和重合闸过电压最为重要,因为它对决定系统设备的绝缘水平起着决定性的作用。我国 GB311.1《高压输变电设备的绝缘配合》规定标准操作冲击电压波形为 250/2500 $\mu$ s,以此取代了以往用工频试验代替操作波的试验方法。合闸过电压的大小与电源容量、系统接线方式、线路长度、合闸相位、开关性能、故障类别及限压措施等因素有关,并且各因素相互影响,较为复杂,下面仅是定性地介绍合闸过电压的产生和发展过程、主要的影响因素以及行之有效的限制。

## 2.1 合闸空载线路过电压的产生

以简单的集中参数单相模型进行分析,如图 8.6-3 (a) 所示。设电源电势为  $E_m \cos \omega t$ 。为简化分析,线路用 T 形电路来等值,  $L_T$ 、 $C_T$  分别为线路总的电感、电容,电源电感为  $L_S$ ,并忽略线路及电源的电阻。作上述简化后,合闸空载线路的等值电路变为图 8.6-3 (b),其中  $L = L_S + L_T/2$ 。

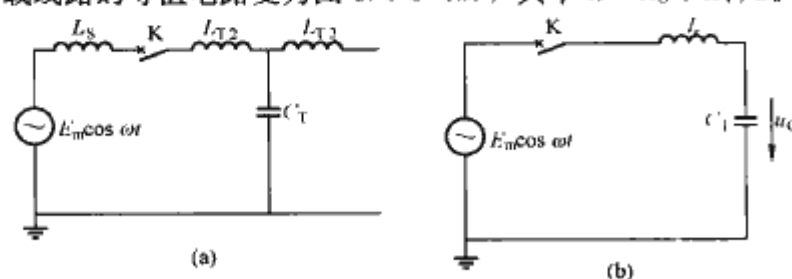


图 8.6-3 空载线路合闸操作  
(a) 集中参数等效电路; (b) 简化等效电路

依据回路电压方程建立微分方程,根据初始条件,可求得电容上的电压为

$$U_C(t) = U_{Cm} (\cos \omega t - \cos \omega_0 t) \quad (8.6-5)$$

式中:  $\omega$  为电源频率;  $U_{Cm}$  为电容上电压的振幅,  $U_{Cm} = E_m / [1 - (\frac{\omega}{\omega_0})^2]$ ;  $\omega_0$  为等效回路自振荡频率,  $\omega_0 = 1 / \sqrt{LC_T}$ 。

合闸空载线路时,若  $\omega_0$  远大于电源频率  $\omega$ ,在电源电压到达峰值时合闸,可认为在振荡初期电源电动势  $E_m$  保持不变,这样电容上电压可达  $2U_{Cm}$ 。

在超高压系统中,  $\omega_0$  通常等于  $1.5\omega \sim 3.0\omega$ ,实际上式 (8.6-5) 中,由于线路的电容效应  $U_{Cm} > E_m$ ,因此线路上的电压要超过电源电动势的 2 倍。若计及损耗,但忽略损耗对  $\omega_0$  的影响,则式 (8.6-5) 可写成

$$U_C(t) = U_{Cm} (\cos \omega t - e^{-\delta t} \cos \omega_0 t) \quad (8.6-6)$$

式中:  $\delta$  为衰减系数,据我国 330、500kV 电网实测结果,  $\delta \approx 30$ ,与国外同级电网实测结果相同。

如果是重合闸,线路上有残余电荷,相当于图 6-3 (c) 电容上有初始电压,同样可得到电容上电压的表达式为

$$U_C(t) = U_{Cm} (\cos \omega t - A_0 \cos \omega_0 t) \quad (8.6-7)$$

式中:  $A_0 = 1 - \frac{U_{C0}}{U_{Cm}}$ ,  $A_0$  值在 0~2 间;  $U_{C0}$  为重合闸时线路上的残余电荷,在线路电容上建立的初始电压。在这种情况下,线路上过电压的最大值可达  $3U_{Cm}$ 。若计及损耗,过电压的最大值则低于此值。

合闸空载线路时,产生过电压的根本原因是电容、电感的振荡,其振荡电压叠加在稳态电压上所致。

## 2.2 合闸空载线路过电压的特点

合闸过电压由稳态分量和自由振荡分量组成,最大过电

压值依据合闸的方式不同而异。通常重合闸过电压会更严重。对超高压、特高压系统,由于线路长、输电容量大,分布参数特点明显,过电压振幅中含有多次谐波分量,各次谐波的振幅值随谐波次数的增加而减小,正常合闸过电压会大于 2.0 p.u.。

## 2.3 影响过电压的因素

### 2.3.1 合闸相位

前面讨论的是最严重的合闸情况,实际上无论是合闸还是重合闸,合闸相位均是随机的,不可能总是在最大值时刻合闸,它有一定的概率分布,这与断路器合闸过程中的预击穿特性及断路器合闸速度有关。

### 2.3.2 残余电荷

合闸过电压的大小与线路上残余电荷数值和极性有关。线路上若有电磁式电压互感器,可泄放残余电荷;线路若装设并联电抗器,对重合闸而言,当断路器开断后,线路电容和电抗器形成衰减的振荡回路。不但会影响残余电荷的幅值,而且会影响残余电荷的极性。

### 2.3.3 断路器合闸的不同期

由于三相线路间存在电磁耦合,先合相会通过电磁耦合在未合相上产生残余电荷。这样,当未合相在其电源电压与感应电压反极性时进行合闸,则过电压自然就增大。

### 2.3.4 回路损耗

实际输电线路中,能量损耗会引起振荡分量的衰减。损耗主要来源于两个方面,一是输电线路及电源的电阻;二是当过电压较高时,线路上出现的电晕,这些都会使过电压降低。

### 2.3.5 电容效应

合闸空载长线时,由于电容效应会使线路稳态电压增高,导致了合闸过电压增高。在对电容效应无限制措施时,通常操作过电压在线路末端总是高于首端。

## 2.4 合闸空载线路过电压的限制措施

限制合闸空载线路过电压的措施可以从两方面入手:一是降低线路的稳态电压分量,二是限制其自由电压分量。措施如下:

### 2.4.1 降低工频电压升高

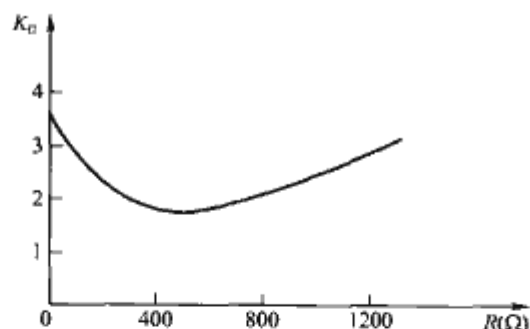
空载线路上的操作过电压是在工频稳态电压的基础上由振荡产生的。显然,降低工频电压升高会使操作过电压下降。目前超高压电网中采取的有效措施是装设并联电抗器和静止补偿装置 (SVC),其主要作用是削弱电容效应。

### 2.4.2 断路器装设并联电阻

将线路合闸分两个阶段进行。第一阶段带电阻  $R$  合闸,即将  $R$  与辅助触头串联。由于  $R$  对振荡回路起阻尼作用,使过渡过程中的过电压降低。大约经过 8~15ms,主触头闭合,将  $R$  短接,电源直接与线路相连,完成合闸操作,这是合闸的第二阶段。

断路器合闸的两个阶段中,出现的过电压与  $R$  值的选取是相互矛盾的。合闸的第一阶段,  $R$  值越大,阻尼效果较好,过电压越低。而在第二阶段,  $R$  值越小,使断路器短接时,回路振荡程度较弱。因此,合闸空载线路过电压的大小与合闸电阻值的关系呈一条 V 形曲线,如图 8.6-4 所示。综合两个过程,可确定出可兼容的最佳电阻值,使过电压被限制到最低,同时应兼顾合闸电阻的热容量和使用寿命。对 500kV 线路的断路器,国外大多采用 400 $\Omega$ ,国内由于电阻的热容量的原因,大多取 1000 $\Omega$  左右。



图 8.6-4 合闸电阻  $R$  值与过电压倍数  $k_u$  的关系

### 2.4.3 控制合闸相位

空载线路合闸过电压的大小与合闸时电源电压的相位有关，因此可以通过一些电子装置来控制断路器的动作时间，在各相合闸时，将电源电压的相位角控制在一定范围内，以达到降低合闸过电压的目的。

### 2.4.4 消除线路上的残余电荷

在线路侧接电磁式电压互感器，可在几个工频周波内，将全部残余电荷通过互感器泄放掉。

### 2.4.5 装设避雷器

在线路首端和末端装设金属氧化物避雷器，当出现较高操作过电压时，避雷器应能可靠动作，将过电压限制在允许的范围。

## 3 切除空载线路引起的过电压

切除空载线路也是系统中常见的操作之一。在我国 35~220kV 电网运行中，曾因切除空载线路过电压引起过多次故障。多年的运行经验证明：若断路器的灭弧能力不够强，导致断路器在分断时触头间电弧重燃，则切除空载线路操作时会产生较高幅值的过电压，引发严重事故。因此，电弧重燃是切除空载线路产生过电压的根本原因。

### 3.1 切除空载线路过电压的产生

用 T 形等值电路来等效一条单相空载线路，如图 8.6-5 (a) 所示。其中  $L_T$ 、 $C_T$  分别为线路的总电感、对地电容，电源电感为  $L_S$ 。若不计母线电容及损耗，即可得到如图 8.6-5 (b) 所示的简化电路。

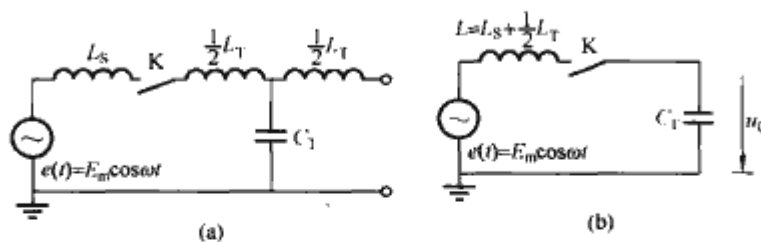


图 8.6-5 切除空载线路的 T 形等效电路

(a) 等效电路；(b) 简化电路

在  $K$  打开前，由于  $\omega L < 1/(\omega C_T)$ ，电路中的电流  $i$  呈容性，超前电容电压（线路电压） $90^\circ$ ，且电容上的电压  $U_C$  近似等于电源电压。若  $e(t) = E_m \cos \omega t$ ，则  $i = -\omega C_T E_m \sin \omega t$ ，如图 8.6-6 所示。

当  $K$  断开后，触头间的电弧将在电流  $i$  通过工频零点时熄灭，如图 8.6-6 中的  $t_1$  时刻，这时电源上电压为最大值  $+E_m$ 。电弧熄灭后，线路  $C_T$  上的残余电荷无处流动，相当于一个直流电压，其值为  $+E_m$ 。断路器与线路相连的触头保持此电压  $+E_m$ ，而与电源相连的触头随电源电势  $e(t)$  仍按余弦曲线变化。经过工频半波后， $e(t)$  变为  $-E_m$ ，这时两触头间的电压，即恢复电压为  $2E_m$ 。如果两触头尚未拉开到足够

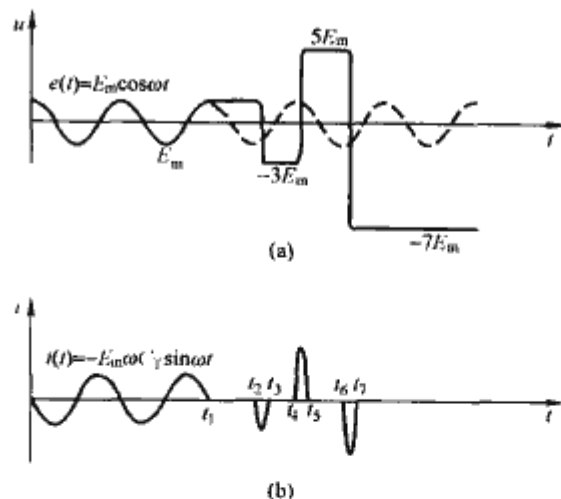


图 8.6-6 切除空载线路的过电压发展过程（三次重燃）

(a) 重燃时电压波形；(b) 重燃时电流波形

距离，触头间介质的绝缘强度没有得到完全恢复，或绝缘恢复强度的上升速度不够快，则可能在  $2E_m$  作用下使触头间隙发生电弧重燃（图 8.6-6 中时刻  $t_2$ ），进而发生振荡过程和过电压。

$C_T$  上的起始电压为  $+E_m$ ，电弧重燃后，它将具有新的“稳态电压” $-E_m$ ，由式(8.6-1)可知

$$U_{Cmax1} = -E_m + (-E_m - E_m) = -3E_m$$

式中： $U_{Cmax1}$  为电弧第一次重燃后出现的最大过电压。

该回路的振荡角频率为  $\omega_0 = 1/\sqrt{LC_T}$ ，一般情况下， $\omega_0 \gg \omega$ 。若高频电流过零时，如图 8.6-6 中的  $t_3$  时刻，电弧又熄灭，导线上的残留电位为  $-3E_m$ ，电源  $e(t)$  仍按余弦曲线变化。再经过半个工频周波， $e(t)$  由  $-E_m$  变为  $+E_m$ ，这时触头间恢复电压达到  $4E_m$ ，若发生第二次电弧重燃，振荡过程中  $C_T$  上的过电压为

$$U_{Cmax2} = +E_m + [+E_m - (-3E_m)] = +5E_m$$

式中： $U_{Cmax2}$  为电弧第二次重燃后出现的最大过电压。

若电弧继续重燃下去，则可能出现  $-7E_m$ ， $+9E_m$ ，… 幅值的过电压。可见，电弧的多次重燃是切除空载线路时产生危险过电压的根本原因。过电压所需的能量是由电源提供的。

上述是一种理想化的分析，是最严重的情况，它有助于我们了解此类过电压产生的机理。系统实测结果表明，超过  $3E_m$  的过电压概率是很小的，这是因为过电压受多种因素影响的缘故。

### 3.2 切除空载线路过电压的特点

断路器在切除空载线路时的重燃是导致过电压的主要原因。断路器灭弧能力越差，分断速度越慢，重燃概率越大，过电压幅值越高。通常超过 3p.u. 的过电压概率较小，持续时间为 0.5~1 周波。

### 3.3 切除空载线路过电压的影响因素

#### 3.3.1 断路器的性能

由于断路器中电弧的重燃是产生过电压的根本原因。如果断路器触头分断速度很快，触头间绝缘恢复强度的上升速度大于触头间恢复电压上升速度，则电弧就不会发生重燃，当然也就不会出现高的过电压。20 世纪 80 年代之前，由于断路器制造技术的限制，切除空载线路产生的过电压曾是一个重要问题。随着断路器制造技术和灭弧能力的提高，断路器分断时已能做到基本上不重燃，使得这类过电压降到了次要的位置。



### 3.3.2 中性点接地方式

在中性点直接接地的电网中,虽然存在线路间的耦合,但各相可自成独立回路,切除空载线路的过程基本上与以上讨论的单相线路情况一样。但在中性点非直接接地电网中,三相断路器分闸不同期会构成瞬间的不对称电路,使中性点产生位移,相间的耦合,使分闸过程变得复杂,过电压增高一般会比中性点直接接地电网高出20%左右。

### 3.3.3 回路损耗和残余电荷的泄放

切除空载线路出现过电压后,线路上会产生强烈的电晕,电晕的出现显著增大了能量消耗,使过电压降低。此外电源及线路中的有功损耗也会使过电压降低。

线路绝缘子表面、线路上装设的电磁式电压互感器、并联电抗器等,都将为残余电荷的泄放提供通道,从而降低了过电压。

### 3.3.4 其他

若母线上带有多条出线,相当于加大了母线的对地电容,电弧重燃时,线路上的残余电荷重新分配,母线的对地电容越大,线路上的残余电压越低,从而降低了电弧重燃时线路的初始电压,降低了过电压。

## 3.4 限制过电压的措施

### 3.4.1 采用不重燃断路器

随着电力设备制造技术的提高和新材料、新介质的应用,制造不重燃断路器已成为可能。美国乔世林高压公司开发的用于分断容性负荷的高压真空断路器,可以做到零电压合闸、零电流分闸,电弧重燃率小于万分之三。我国的110、220kV SF<sub>6</sub>、压缩空气断路器,灭弧性能大有改善,使切除空载线路过电压明显减小。330、500kV系统用的高压、超高压断路器基本可以做到电弧不重燃。

### 3.4.2 在断路器上装设分闸电阻

分闸电阻有时也叫并联电阻,与合闸电阻相反,在切除线路时,先打开主触头,此时电源通过分闸电阻 $R$ 仍和线路相连,线路上的残余电荷通过分闸电阻向电源释放, $R$ 上的压降就是主触头两端的恢复电压。 $R$ 越小,主触头恢复电压就越小,即不会产生重燃。当经过一段时间后,辅助触头才打开,此时它的恢复电压也较低,不会发生电弧的重燃,即使发生重燃, $R$ 将对其振荡过程产生阻尼,使过电压降低。因此,断路器的设计者应根据两触头间恢复电压,以及 $R$ 的热容量来确定分闸电阻的数值,一般在千欧以上。

### 3.4.3 线路上装设泄流设备

由于线路侧装设并联电抗器或电磁式电压互感器,都能使线路上的残余电荷得以泄放或产生衰减振荡,改变线路残余电压幅值与极性,最终降低断路器间的恢复电压,减少重燃的概率,达到降低过电压的目的。

### 3.4.4 装设避雷器

在线路首末端装设可以限制操作过电压的金属氧化物避雷器。

## 4 切除空载变压器产生的过电压

切除空载变压器也是电网中常见的操作之一。在正常运行时,空载变压器可等值为一激磁电感,因此切除空载变压器相当于切除一个小容量的电感负荷。与其类似,切除消弧线圈、并联电抗器、大型电动机等也属于切除电感性负荷。

在切断小电感电流时,由于能量小,通常断路器弧道中的电离并不强烈,电弧很不稳定;加之断路器去电离作用很

强,可能在工频电流过零前使电弧电流截断而强制熄弧。弧道中电流被突然截断的现象称为“截流”。由于截流留在电感中的磁场能量转化为电容上的电场能量,从而产生了过电压。

### 4.1 切除空载变压器过电压的产生

图6-7为切除空载变压器的等值电路。 $L$ 为变压器的激磁电抗; $C$ 为变压器本身及连接母线等的对地电容,其数值与变压器结构、容量有关,约为几百至几千皮法, $e(t)$ 为电源电势; $L_s$ 为电源电感。

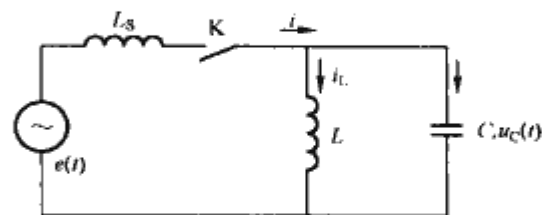


图 8.6-7 切断空载变压器的等效电路

在 $K$ 未开断前,电源在工频电压作用下,回路中流过的电流 $i$ 为变压器空载电流 $i_L$ 与电容电流 $i_C$ 的相量和,由于工频下 $C$ 的容抗很大,故 $i_C$ 可以略去,则

$$i = i_L + i_C \approx i_L$$

设电流被截断时 $i_L$ 的瞬时值为 $I_0$ ,电感与电容上的电压相等, $u_L = u_C = U_0$ 。断路器开断时在电感与电容中储存的能量分别为

$$W_L = \frac{1}{2} L I_0^2$$

$$W_C = \frac{1}{2} C U_0^2$$

$L$ 、 $C$ 构成振荡回路,当全部电磁能量转变为电场能时,电容 $C$ 上的电压最大值 $U_{Cmax}$ 可由式(8.6-8)求得

$$\frac{1}{2} C U_{Cmax}^2 = \frac{1}{2} L I_0^2 + \frac{1}{2} C U_0^2$$

$$U_{Cmax} = \sqrt{\frac{L}{C} I_0^2 + U_0^2} \quad (8.6-8)$$

若略去截流时电容上的能量,则式(8.6-8)为

$$U_{Cmax} = I_0 \sqrt{\frac{L}{C}} = I_0 Z_m \quad (8.6-9)$$

式中: $Z_m$ 为变压器的特征阻抗, $Z_m = \sqrt{\frac{L}{C}}$ 。

由此可见,截流瞬间的 $I_0$ 愈大,变压器激磁电感愈大,则磁场能量愈大;寄生电容愈小,使同样的磁场能量转化到电容上,则可能产生很高的过电压。一般情况下, $I_0$ 并不大,极限值为激磁电流的最大值,只有几安到几十安,可是变压器的特征阻抗 $Z_m$ 很大,可达上万欧,故能产生很高的过电压。

上述过电压是在不计损耗下求得的,实际上在磁场能量转化为电场能量的高频振荡过程中变压器是有铁耗与铜耗的,因此,过电压幅值有所下降。

### 4.2 切除空载变压器过电压的特点

断路器切除空载变压器过电压产生的根源是截流。断路器灭弧能力越强,截流值通常更大,过电压倍数较高。总之,切除空载变压器的过电压具有幅值高、频率高、衰减快、持续时间短、能量小的特点。

### 4.3 影响切除空载变压器过电压的因素

#### 4.3.1 断路器的性能

切除空载变压器引起的过电压与截流数值成正比,断路



器截断电流的能力越大,过电压  $U_{tmax}$  就越高。另外,在断路器开断变压器的过程中,由于断开的变压器侧有很高的过电压,而电源侧则是工频电源电压,因此,当触头间分开的距离还不够大时,在较高的恢复电压作用下,可能产生电弧重燃。若重燃时变压器侧向电源侧泄放能量,会使过电压有所降低;若分断时几乎无截流,触头间电弧重燃,会导致电源侧继续向变压器充电,使过电压增高。

#### 4.3.2 变压器的参数

变压器  $L$  愈大、 $C$  愈小,则过电压愈高。当电感中的磁场能量不变,电容  $C$  愈小时,过电压也愈高。

此外,变压器的相数、线组接线方式、铁心结构、中性点接地方式、断路器的断口电容以及与变压器相连的电缆线段、架空线段等,都会对切除空载变压器过电压产生影响。

#### 4.4 切除空载变压器过电压的限制措施

鉴于切除空载变压器过电压的特点,只要在变压器任一侧装设参数匹配的金属氧化物避雷器就可以有效地限制这种过电压。计算分析表明:金属氧化物避雷器在限制切除空载变压器过电压时所吸收的能量远小于雷电过电压下动作后所吸收的能量。而金属氧化物避雷器在操作波下所固有的能量吸收能力远大于雷电波下的能量吸收能力。因此,采用避雷器限制这种过电压是可靠和有效的。但必须指出:由于安装这种避雷器的目的是用来限制切除空载变压器过电压的,所以在非雷雨季节也不应退出运行。

### 5 解列过电压

#### 5.1 解列过电压的产生

在多电源供电系统中,系统正常运行时要求电源间必须保持同步运行。由于某种原因,如线路接地故障而失去稳定时,线路两侧电源的电动势将产生相对摆动而失步。为了避免事故扩大,必须使系统解列。在系统解列时,在单端供电的空载线路上,会出现解列过电压。

通常,多电源供电系统正常运行时,依据负荷的大小线路两侧电源电动势间总是存在一定的、较小的相角差  $\delta$ 。当系统出现失步时,相角差  $\delta$  可能很大,可以在  $0^\circ \sim 180^\circ$  范围变化,如果在相角差  $\delta$  接近  $180^\circ$  时解列,会引起高幅值的过电压。若线路上的接地故障是永久性的,造成单相自动重合闸不成功,线路的一侧三相解列跳闸,这时两侧电源的相角差  $\delta$  很大,切线路上还带有接地故障,考虑线路的电容效应和三相的不对称效应,健全相上的解列过电压将会很高。

图 8.6-8,为双端供电线路,解列前后线路稳态电压的变化及分布情况。设断路器  $K$  分断瞬间,送端电动势  $e_s(t)$  和受端电动势  $e_R(t)$  接近反相,即相角差  $\delta \approx 180^\circ$ ,则分断前沿线工频稳态电压分布如图 8.6-8 中曲线 1,靠近两电源处电压极性相反,线路中间某处电压为零,线路受端母线( $R$ 点)电压  $U_{Rm} < E_{Rm}$ 。分断后,相当于电源  $e_s(t)$  带空载长线,沿线工频稳态电压分布如曲线 2。设断路器在电流过零时熄弧,此时电压正处在交流稳态最大值,计及电容效应,线路受段母线( $R$ 点)电压  $U'_{Rm} > E_{Rm}$ 。因此,分断前后线路受端母线( $R$ 点)电压将由  $-U_{Rm}$  过渡到  $U'_{Rm}$ ,在振荡过程中将会产生幅值高达近  $3p.u.$  的过电压,断路器  $K$  触头间的恢复电压可达近  $4p.u.$ 。

由上述分析,解列过电压的幅值与多种因素有关,当相位角  $\delta \approx 180^\circ$ 、线路较长、受端电源容量较大时均可能导致

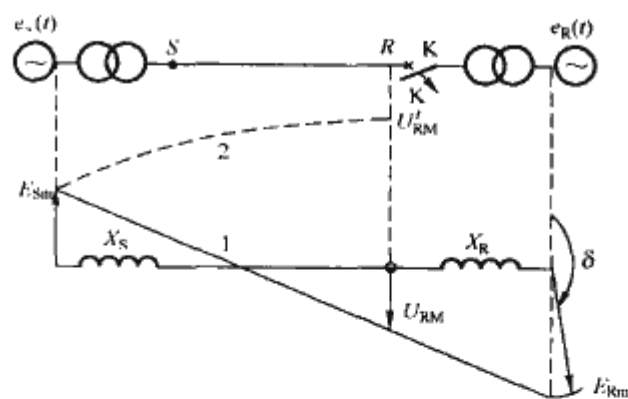


图 8.6-8 双端供电线路解列前后线路稳态电压的变化及分布情况

高幅值的解列过电压。实际出现上述不利条件的可能性、特别是相位角  $\delta \approx 180^\circ$  时解列的概率是很小的,若计及线路两侧次一级电压线路的联系,这种不利条件更难出现。

#### 5.2 解列过电压的特点

发生在多电源系统,幅值高,振荡波及面大。

#### 5.3 解列过电压的影响因素

- (1) 电源容量、系统参数以及故障位置。
- (2) 解列时线路两侧电源电势的相位角  $\delta$ 。
- (3) 线路长度、断路器特性。
- (4) 线路损耗、电荷的泄放等。

#### 5.4 限制解列过电压的措施

- (1) 采用带有分闸并联电阻的断路器;
- (2) 装设金属氧化物避雷器。

### 6 GIS 中快速暂态过电压 (VFTO)

在电力系统中,  $SF_6$  气体绝缘变电站 (Gas Insulated Sustation, GIS) 中的隔离开关在分合空母线时,由于触头运动速度慢,开关本身的灭弧性能差,触头间会发生多次重燃,这种重击穿放电引起高频振荡形成快速暂态过程,产生的阶跃电压行波通过 GIS 和与之相连的设备传播,在每个阻抗突变的节点上发生多次的折射和反射,使波形畸变,引起陡波前过电压,即快速暂态过电压 (Very Fast Transient Overvoltage, VFTO),该电压具有上升时间短及幅值高的特点,其波形和幅值受 GIS 结构和外部设备布置影响。这种过电压对 GIS 设备的母线支撑件、套管以及所连接的二次设备都有很大的危险,近年来已经引起电力系统运行、设计部门和电力装备制造部门的高度重视。因此,了解和掌握 VFTO 的幅值和频率特性,对设备绝缘水平的选择及安全可靠运行是非常重要的。

#### 6.1 VFTO 的产生

GIS 中的隔离开关 (Disconnect Switch, DS) 和断路器 (Circuit Breaker, CB) 的操作会产生快速暂态过程 (VFT),其中 DS 操作尤为常见。GIS 中的设备及元件均工作在稍不均匀场中,DS 为插入式的同轴圆柱体,操作中触头运动速度慢 ( $1cm/s$  数量级),断口在  $SF_6$  气体中会发生多次的预击穿和重击穿。在每一电压跳变处将产生波前很陡的阶跃电压波,并向断口两侧传播。由于这一过电压的上升速率极快,因此被称作陡波前过电压 (VFTO)。GIS 中  $SF_6$  的绝缘性能和灭弧性能远优于空气,因此相邻设备的间距和母线长度都比相应空气绝缘变电站 (Air Insulated Substa-



tion, AIS) 小得多, 产生的阶跃电压波会在 SF<sub>6</sub> 内不断地产生和来回传递, 在节点上发生多次、复杂的折射、反射和叠加, 使暂态的频率剧增, 高达数百 MHz, 如图 8.6-9 所示。

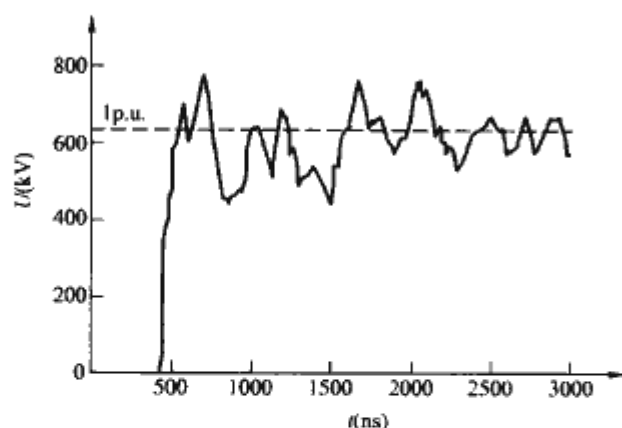


图 8.6-9 隔离开关闭合引起的典型快速暂态过电压波形

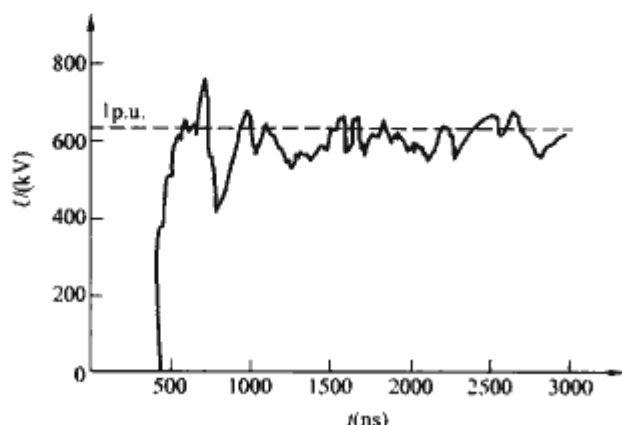


图 8.6-10 实测的 750kV GIS 中的 VFTO 波形  
(a) 记录到的波形; (b) 计算得到的波形

## 6.2 VFTO 的特点

由于 GIS 中设备节点多、间距小、介质灭弧性能强、击穿时沿极短, 因此由开关操作、发生接地故障或隔离开关切、合小电容电流时引发的暂态过电压与传统敞开式电站操作过电压完全不同, 具有鲜明的特点。在此电压作用下, 绝缘介质会表现出不同的特性。VFTO 的波前很陡, 过电压波形中含有明显的高频电压分量, 频率依 GIS 结构和母线长度而异, 通常在 0.1~10MHz, 更高的会达 100MHz。VFTO 的幅值大小与隔离开关触头间电弧重燃次数、相位, 被开断的母线上的残余电荷有关, 具有随机性。

### 6.2.1 幅值

GIS 中开关操作产生的 VFTO 幅值不高, 通常不超过 2.0p.u., 有时可能超过 2.5p.u.。隔离开关、断路器操作均会产生 VFTO, 前者幅值更高。由于 GIS 结构复杂, 在同一时刻不同节点的电压幅值不同, 甚至相差很大。DS 操作所产生的 VFTO 幅值可能低于设备标准雷电冲击耐受电压, 但其陡度很高, 对绕组式设备的绝缘威胁很大。

### 6.2.2 陡度

在断口击穿的过程中, 火花导电通道会在几个纳秒建立起来, 在均匀或稍不均匀电场中, 通道形成冲击波的上升时间  $T_r$  (ns) 由式 (8.6-10) 给出

$$T_r = 13.3k_t / (\Delta u / s) \quad (8.6-10)$$

式中:  $\Delta u$  为击穿前电压值, kV;  $k_t$  为 Toepler 火花常数,  $k_t = 50 \text{ kV} \cdot \text{ns/cm}$ ;  $s$  为火花长度, cm。

对于正常设计的 GIS, 电压上升时间  $T_r$  为 3~20ns, 随电场的非均匀度而异。

### 6.2.3 频率

VFTO 的波形较为复杂, 波形中包含多种频率分量:

(1) 几十至数百千赫的基本振荡频率, 此频率电压由整个系统决定, 绝缘设计不取决于其数值。

(2) 数十兆赫的高频振荡, 由行波在 GIS 内发展形成, 是构成 VFTO 的主要部分, 决定绝缘设计。

(3) 高达数百兆赫的特高频振荡, 但幅值很低。

## 6.3 VFTO 的影响因素

### 6.3.1 残余电荷

当 DS 开断带电的 GIS 母线时, 母线上可能存在的残余电荷会影响 VFTO 的幅值。电源侧、母线侧以及支撑绝缘子上的过电压幅值与残余电荷近似成线性关系, 残余电荷越多, 过电压幅值越高。一般情况下, 不同残余电荷 ( $x_1, x_2$ ) 与所对应的电压幅值 ( $U_{x1}, U_{x2}$ ) 之间具有下列关系 (均以标幺值表示)

$$U_{x2} = [(1+x_2)U_{x1} + x_2 - x_1] / (1+x_1) \quad (8.6-11)$$

利用 TNA 对几个几种情况进行了计算, 所得结果验证了上式的正确性。在不同残余电荷下, 同一节点的过电压波形相同, 但波形不同; VFTO 幅值较大的节点和操作支路上受残余电荷的影响比 GIS 其他节点更大。

残余电荷电压与负载侧电容电流大小、开关速度、重燃时刻及母线上的泄漏有关。电容电流影响最大。开断前电容电流越大, 母线上储存的电荷越多, 残余电荷电压越高, 若最后一次重燃前符合母线侧残余电压为相电压峰值, 且最后一次重燃又发生在电源侧电压反极性峰值处, 过电压最大, 但这种情况出现的概率很小。

### 6.3.2 变压器的入口电容 $C_T$

由于 GIS 中的 VFTO 频率很高, 在此电压作用下, 变压器呈现明显的电容特性, 因此用  $C_T$  等效变压器并不失去其准确性。计算和理论分析表明: 在由隔离开关分断电弧重燃引发的 VFTO 中,  $C_T$  越大, VFTO 的幅值越高。变压器入口电容  $C_T$  与其结构、电压等级、额定容量等因素有关。一般来讲,  $C_T$  随电压等级、变压器额定容量的增大而增加。

### 6.3.3 电压上升时间 $T_r$

GIS 中冲击电压的上升时间通常在 3~20ns,  $T_r$  增加使 VFTO 幅值下降。由于电压上升时间的增大, 回路中存在的电阻损耗增加, 阻尼效果明显, 因此使  $T_r$  较小时 VFTO 中的极高频分量迅速衰减、消失。

### 6.3.4 GIS 的支路长度

GIS 支路长度对 VFTO 幅值有显著影响, 这种影响没有明显的规律。从仿真计算结果可知: 在一定条件下, 母线长度较小的改变会引起某些节点电压的巨大变化, 甚至相差高达 50%。支路长度变化对不同节点过电压的影响程度不同; 主干支路的长度变化比分支支路的长度变化对 VFTO 幅值影响更大。

### 6.3.5 开关弧道电阻 $R_{arc}$ 的影响

DS 起弧时弧道电阻  $R_{arc}$  为一时变电阻, 对过电压有阻尼作用。过电压的大小随  $R_{arc}$  的增加呈下降趋势, 因而在 DS 触头间串联适当的电阻可有效地降低 VFTO 幅值。

### 6.3.6 其他因素的影响

由于 VFTO 的结构复杂, 涉及的设备多, 因此影响因素很多。如 GIS 的布置、内部结构、接线方式、设备性能及外部设备等。有些因素对 VFTO 的幅值影响较大, 而有些设备对 VFTO 的振荡频率影响更大, 而对 VFTO 幅值影响不大。

## 6.4 VFTO 的危害

随着超高压、特高压 GIS 的应用, VFTO 的危害引起

了更多的关注。运行经验表明：对于 330kV 以上的 GIS，当 DS 或 CB 操作时，会引起内部或外部设备的事故。

#### 6.4.1 暂态地电位升高 (Transient Ground Potential Rise, TGPR)

DS 或 CB 操作在 GIS 中产生的 VFTO 会导致 TGPR。尽管 TGPR 衰减很快，但它会产生火花放电，甚至外壳击穿，危及人身和设备安全。

#### 6.4.2 对二次设备的影响

VFTO 可以通过电压互感器 (Potential Transformer) 或电流互感器 (Current Transformer) 内部的杂散电容传入与其相连的二次电缆进入二次设备；通过接地网进入二次电缆的屏蔽层，进而感应到二次电缆的芯线。因此，GIS 运行时二次设备始终处在严重的电磁污染环境中，严重干扰保护、控制和测量设备的正常可靠工作。

#### 6.4.3 对变压器的影响

当 GIS 内部出现 VFTO 时，VFTO 以行波的方式经过母线传播到变压器套管时，一部分耦合到架空线上沿架空线传播，危及外接设备的绝缘。一部分进入变压器绕组，VFTO 陡度在变压器处可达  $0.49\text{MV}/\mu\text{s}$ ，沿变压器绕组近似呈指数分布，其作用甚至超过截波，因此变压器首端和某些线饼承受较高的过电压；VFTO 所含的谐波分量会引起变压器绕组的局部共振，尤其当变压器通过气体绝缘管道 (Gas Insulated Line, GIL) 与 GIS 连接时更严重，从而引起变压器绝缘击穿。

### 6.5 VFTO 的防护措施

#### 6.5.1 采用快速动作的隔离开关

尽可能缩短隔离开关的切合动作时间，减少重击穿的出现频率和次数，降低 VFTO 产生几率。

#### 6.5.2 增设合闸电阻在 DS、CB 断口上并联合闸电阻

可以有效地阻尼 VFTO 行波的上升时间和减小 VFTO 的幅值。但应注意：合闸电阻会使 DS、CB 的操作结构复杂，也会使单相接地时电弧燃弧时间增长、潜供电流增大。

#### 6.5.3 采用铁氧体磁环

利用铁氧体的高频导磁特性，将铁氧体磁环套在 GIS 隔离开关两端的导电杆上，依此改变导电杆的局部高频电路参数，相当于在开关断口和空载母线间串入了一个电抗，使 VFTO 的陡度和幅值降低，同时也减弱了行波折反射的叠加。但铁氧体磁环技术的应用还须解决很多问题。

#### 6.5.4 优化操作程序和简化接线

通过改变操作程序和简化接线减小 VFTO 产生的几率。

#### 6.5.5 改善设备自身的绝缘性能

如变压器，在设计制造中可采取纵、横补偿均压的方法，改善变压器绕组在 VFTO 下的绕组电位分布，加强变压器线端局部线圈的匝间绝缘和改善局部电场，合理选择变压器入口电容等。

#### 6.5.6 装设避雷器

在变压器出口处装设避雷器。



## 第7章 电力系统过电压的研究分析方法

随着电力技术和用电功率的迅速发展,超高压、特高压,大容量、远距离输电系统不断兴建,2005年9月我国已成功建成了高海拔地区750kV超高压示范输电线路,交流1000kV、直流±800kV特高压输电系统也正在设计建设中。从绝缘配合和过电压分析的角度出发,由于雷电过电压的能量来自电力系统的外部,过电压幅值与输电系统的运行电压没有直接的关系,而内过电压的能量来自电力系统的内部,与系统运行电压直接相关。随着系统运行电压的提高,内过电压的幅值逐渐增大。当系统运行电压不小于400kV时,系统的内过电压对系统的绝缘水平影响愈来愈大。

目前研究电力系统过电压的方法有暂态网络分析仪(Transient Network Analyser, TNA)、计算机的数值计算和系统的现场实测。

### 1 暂态网络分析仪

暂态网络分析仪(TNA)是研究内过电压的主要工具之一。目前将计算机与TNA连接进行信息数据处理,使网络参数的改变、结果的输出和图表的制作等通过计算机来实现。TNA可看作一个“暂态网络计算台”,具有以下优点:①TNA物理意义清晰,易于理解与使用;②可以多次重复内过电压现象,便于观察与研究。因此,在被研究的暂态现象的确切过程还没有弄清楚之前,对还属于探索性或设计过程中的问题,应用TNA更为有利和经济。

TNA是电力系统的一种模拟装置,属于“数学物理”模拟。所谓“数学”模拟,即是将一个高电压、大电流、体积大的电力系统,通过一定的比例尺转化为一个低电压、小电流、体积较小的试验台;所谓“物理”模拟,即在模拟台中出现电磁暂态现象,电压、电流的波形与它模拟的电力系统是一样的,只存在比例尺上的差异。

TNA是由对真实电力系统元件特性(侧重于暂态特性)的模拟元件组成。例如汽(水)轮发电机、高压输电线路、地下电缆、变压器、断路器以及避雷器等。它们可以连接成任意所需要的网络结构。在选取等效模拟元件时,必须同时考虑到网络元件在系统中的特殊位置和它们之间可能有的相互作用,即使那些单个的网络元件都是完全对称的,仍需要三相网络模拟,因为开关触头的非同期开合,会在网络中产生不对称的电压电流。为了缩小模拟装置的尺寸,节省电感元件和电容元件,并考虑到现有的技术条件、模拟精度要求等,选择恰当的比例尺是非常重要的。例如电压比例尺的选择不宜使模拟装置的电压过高,从而造成工作中的不安全和模拟设备庞大及昂贵,但又不宜太低,以免造成过大的测量误差。再如提高时间比例尺时,可以减少模拟装置中的电感和电容数值,从而减小模拟装置的体积。但过高的频率,对模拟一些元件的特性会带来一系列困难。一般地说,只要确定时间比例尺、电压比例尺和阻抗比例尺,其他如频率、电流、功率、电感、电容比例尺可以通过它们之间的量纲关系推导出来。

电子元件制造技术的不断发展,为精确模拟电子系统中元件的特性提供了可能。目前有许多TNA与计算机连在一

起,用计算机可以方便地改变元件参数和网络结构,控制TNA开关,计算TNA开关操作次数(概率操作试验),记录所需要的系统节点电压及支路电流的波形,分析波形的结果及给出图表、曲线。这无疑大大提高了计算分析效率,给TNA的使用增加了新的特色。

#### 1.1 电源与发电机的模拟

从经济和时间上考虑,应对TNA中模拟元件的数量有一定限制。虽然从理论上讲,电网中的暂态过程与系统中每一部分都有关系,但它毕竟被限制在一定的范围之内,离发生暂态过程很远的电网部分对其影响是很小的,因此没有必要对网络进行完整模拟。人们在用TNA进行暂态分析计算时,往往只需要对整个网络进行简化,即归并为几个“等效电源”,并考虑系统可能出现较严重过电压时的运行方式。因此,系统一般可简化成“三电源”或“二电源”系统,或单机带长线的网络结构,这也是新建超高压输电系统初期的典型接线方式。如图8.7-1所示。

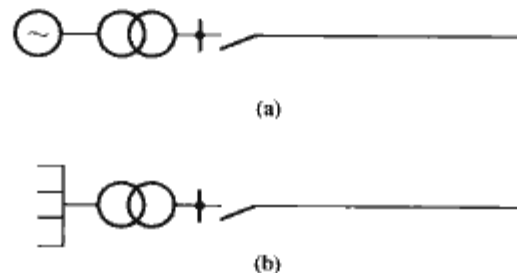


图 8.7-1 典型接线方式

(a) 地方变电站; (b) 升压变电站

严格地讲,电网的等效电路只是在特定的频率下才准确。因此,应保证在我们所感兴趣的频率范围内的模拟等价性。

由上可见,电源的模拟实际上是对发电机及供电网络的模拟。供电网络可由其正序和零序阻抗(以母线侧断路器端点看进去)以及开路电势来模拟。当然,这种简化应包含着恒定电感和整个网络总的衰减曲线的特性,即考虑损耗与频率的关系。

对于发电机,由于操作过电压的暂态过程发展得快而又短暂,一般情况下,可不考虑发电机在暂态过程中等效电势和等效电抗随时间的变化,仅用一个串有次暂态电抗的恒定电势来进行模拟,当然与频率有关的损耗特性应归并到模拟中去。

次暂态电感随时间变化的影响以及励磁调节器和电压校正器的可能影响,在研究操作暂态时可以不予考虑,因为在操作过电压达到峰值期间,它们还来不及动作。但是,由于这是简化模拟,系统接通后的稳态电压上升是不正确的,当被操作线路主要由地区性供电时尤其如此。因此,为了解决此矛盾,TNA有时用暂态电抗 $X'_d$ 和暂态电势 $E'_d$ 来代替。

理想的TNA发电机是一个内阻为零的电压源。现代的TNA电源是由一个变频的三相设备—振荡器部件提供的。通常电压为5V(有效值),误差小于0.3%,频率变化范围为10Hz~10kHz,某一特定频率误差小于0.01%。与频率

无关的移相器配合,构成所需要的多电源系统。

目前,已发表的有关发电机操作暂态性能的资料是相当有限的。世界上有些国家的TNA可以模拟发电机的机电特性,不需要上述的简化。

## 1.2 变压器与电抗器的模拟

变压器是采用一个等值回路来模拟的,如图8.7-2所示。

变压器模拟应使在正序电压作用时,由高压侧及低压侧望入的漏抗与真实情况一致;在零序电压作用时,由端点望入的阻抗等于零序阻抗。很明显,这些数值与变压器的容量有关,也和归并到高压侧还是低压侧有关。

变压器的模拟另一个要点是变压器的空载励磁特性。由于近年来,高压大容量变压器都采用优质铁磁材料,具有空载励磁电流小,过饱和特性如图8.7-3所示。

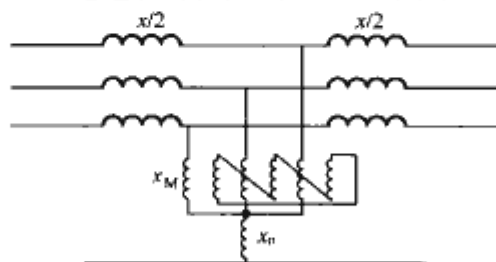


图 8.7-2 三相变压器的等效回路

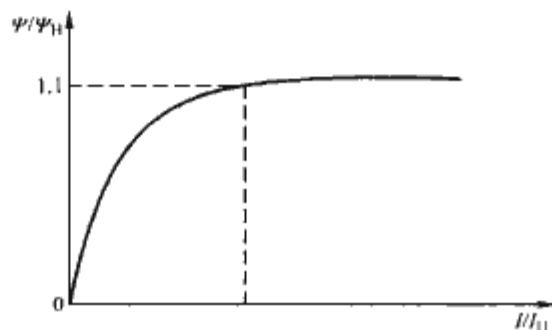


图 8.7-3 典型的超高压变压器伏安特性

目前超高压大容量的变压器实测的伏安特性曲线很少,因此对变压器的伏安(或  $B-H$ )特性真实地模拟存在一定的困难。当然,随着电子技术的发展,一旦有了实测值,其伏安特性是不难模拟的。另外变压器的损耗(铜损与铁损),也可借助于电子线路来调整。目前铁心模拟元件的损耗总是大于系统中的实际元件,为此常采用一个负电阻电路来抵消这些损耗,不致影响过电压的峰值。

电抗器实质上是一个非线性电感,超高压、大容量的电抗器往往做成单相的,并需要准确模拟额定电压下的容量。另外与变压器相同的问题是要模拟一个准确的伏安特性(见图8.7-4)。额定电压下的损耗及损耗特性,不难用电子线路来实现。

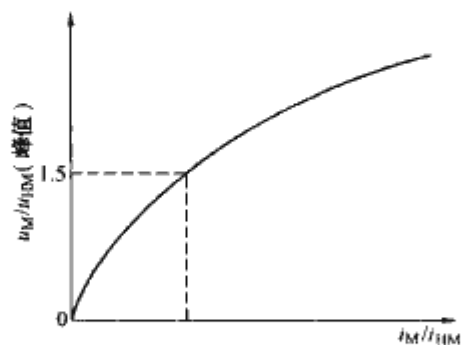


图 8.7-4 典型的电抗器的伏安特性

## 1.3 输电线路(电缆)的模拟

线路一般假定为对称的或“连续换位”的,并具有均匀

的参数。线路必须同时模拟正序与零序参数,在所需的频带50~2000Hz之间,提供正确的输入阻抗和转换函数值,一般不计及电晕对操作过电压的影响。

在TNA上,线路由一个依次相连的三相 $\pi$ 单元来模拟(见图8.7-5), $\pi$ 单元是对称的,相与相之间互感耦合用电感来表示。一个 $\pi$ 单元代表线段的长度,将影响到模拟线路的频带宽度。这个频带宽度随着一个 $\pi$ 单元的线段长度的缩短而增加。因此,选择一个 $\pi$ 单元代表线段的长度,是线路模拟中的一个重要问题。对于250km左右的线路,通常采用10个 $\pi$ 单元来模拟。对于短路容量很大或很长的线路(300km以上),则需要更多的 $\pi$ 单元。

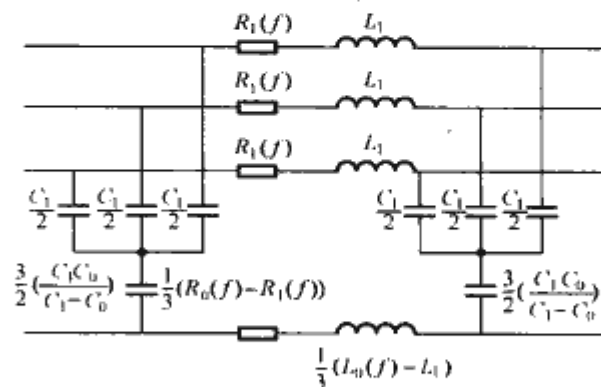


图 8.7-5 线路模拟中一个 $\pi$ 单元接线图

现在我们研究一个最简单的情况,单相空载长线的合闸过程,如图8.7-6所示。

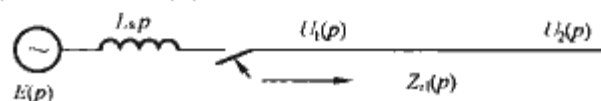


图 8.7-6 空载长线合闸示意图

设  $t=0$  时的初始电压为零的空载长线与交流电源  $e(t)=E_m \cos \omega t$  接通,利用运算微积方法可以写出合闸后的线路首端电压的运算形式为

$$U_1(p) = E(p) \frac{Z_{i1}(p)}{pL_s + Z_{i1}(p)} \quad (8.7-1)$$

式中:  $E(p) = \frac{E_m p}{p^2 + \omega^2}$  是  $e(t)$  的运算形式;  $pL_s$  为电源内电感的运算形式电抗;  $Z_{i1}(p)$  为运算形式的空载长线路始端的输入阻抗,  $Z_{i1}(p) = Z_c \operatorname{th} \gamma(p) \cdot l$ 。

线路末端电压的运算形式则为

$$U_2(p) = K_{12}(p) \cdot U_1(p) \quad (8.7-2)$$

式中:  $K_{12}(p)$  为线路首端到末端的传递系数,对空载长线,  $K_{12}(p) = 1/\operatorname{ch} \gamma(p) \cdot l$ 。

将式(8.7-1)代入式(8.7-2)中,得到

$$U_2(p) = \frac{E_m p}{\omega^2 + p^2} \cdot \frac{Z_c \operatorname{th} \gamma(p) \cdot l}{pL_s + Z_c \operatorname{th} \gamma(p) \cdot l} \cdot \frac{1}{\operatorname{ch} \gamma(p) \cdot l} \quad (8.7-3)$$

利用展开定理可得其解

$$u_2(t) = A \cos \omega t + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \cos \omega_k t \quad (8.7-4)$$

若计及损耗

$$u_2(t) = A \cos \omega t + \sum_{k=1}^{\infty} A_k e^{-\delta_k t} \cos \omega_k t \quad (8.7-5)$$

$A \cos \omega t$  是稳态分量;  $\sum_{k=1}^{\infty} A_k e^{-\delta_k t} \cos \omega_k t$  是自由分量,且由各次谐波组成,其振幅与电源及线路参数有关,各分量的振荡角频率  $\omega_k$  则由电源内感  $L_s$  与线路参数  $L_k, C$  所决定。即  $\omega_k = 1/\sqrt{(L_s + \frac{L_k}{3})C}$ 。显而易见,不同谐波频率的振幅



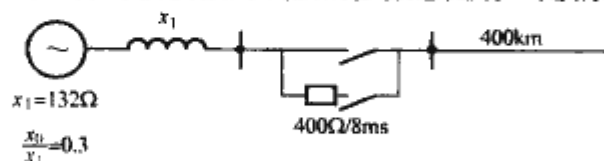
$A_k$  随  $\omega_k$  的增加而减小, 而  $\delta_k$  随  $\omega_k$  的增加而增大。

因此, 一般在内过电压频谱范围内 (通常考虑到输电线路的 5~9 次自振频率), 输电线路和电缆模拟中一个  $\pi$  长度 (km) 的选择分别由式 (8.7-6) 和式 (8.7-7) 确定

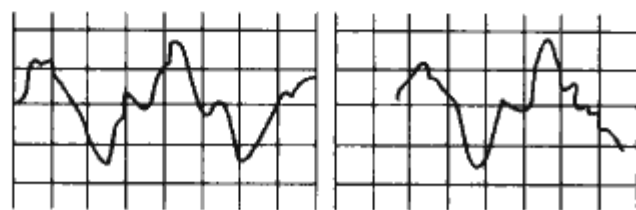
$$\text{输电线路: } l < \frac{10\,000}{f} \quad (8.7-6)$$

$$\text{地下电缆: } l < \frac{3000}{f} \quad (8.7-7)$$

若使用的  $\pi$  单元的数量不够, 会引起模拟的过电压波形局部畸变, 从而影响过电压的最大峰值 (见图 4-7)。这是由每个  $\pi$  单元的自振荡与暂态的高频分量的频率漂移造成的。当然, 如果用非常多个  $\pi$  单元来模拟输电线路, 不但会增加工作量, 而且还可能增加模拟的累积误差, 因为用来构成一个  $\pi$  单元的元素与被模拟的线段的参数总是有一定偏差的。



(a)



(b)

图 8.7-7  $\pi$  单元数对波形的影响

(a) 研究的线路; (b) 电压波形 (一相受端)

由于导线本身及大地的集肤效应使输电线路参数随频率变化而变化。实际输电线路的正序电感在工频到高频范围内变化很小, 可以认为是常数 (其值等于工频时正序电感值), 但导线的集肤效应使正序电阻随频率升高而增加; 而大地的集肤效应远比导线集肤效应强烈, 频率愈高, 电流愈不易渗入地中而沿表面流动, 从而使零序电阻增大, 零序电感减小。图 8.7-8 为国际大电网会议 13.05 工作组推荐的典型曲线。在 TNA 中模拟正序电感时, 只要选择比较好的铁心材料并注意电感绕制方法, 是比较容易实现的。对于零序回路, 图 8.7-5 中的“大地回路”部分, 可用图 8.7-9 来代替。如果元件选择适当, 它们就有可能在所要求的一定频带范围内接近所需要的电感和电阻的数值。

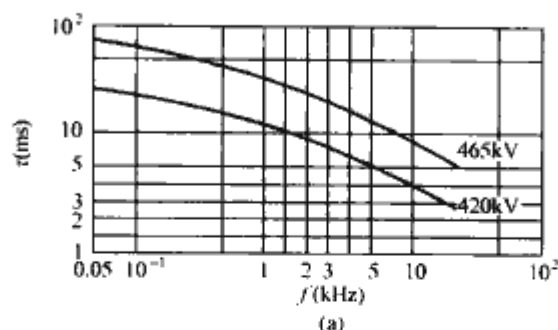
#### 1.4 开关的模拟

TNA 中的开关是一种理想开关, 它的模拟仅表示电气的合闸。因此在闭合次序的统计模拟中必须引进可能的预击穿。

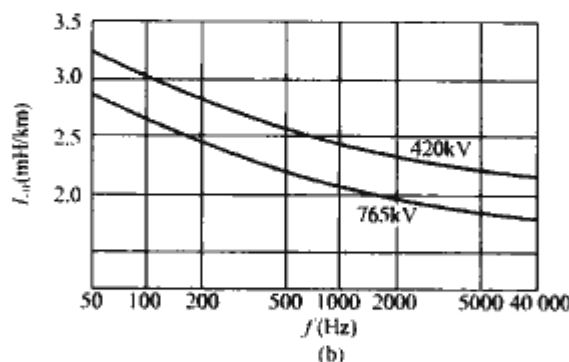
对于正常的、有计划进行的研究来说, 要按照制造厂规定的电阻投入时间的长短及各相合闸的非同期性来模拟。在重复现场试验的某些场合中, 必须考虑各相电阻的非同期短接。

目前的 TNA, 开关大多由电子线路来实现。它可以任意改变三相不同的分闸时间以及可以准确地模拟分合闸的电阻值。

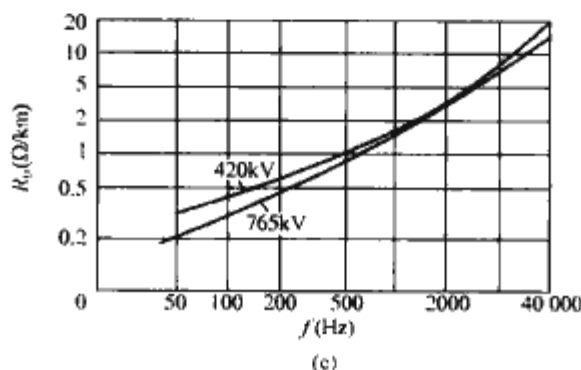
这里要特别指出的是: 由于绝缘介质的电气强度以及施加到断路器运动触头间的两端电压是时间的变量, 因此开关



(a)



(b)



(c)

图 8.7-8 输电线路参数的频率特性

(a) 正序线路电感的时间常数 (假定电感为常量);  
(b) 线路的零序电感; (c) 线路的零序电阻

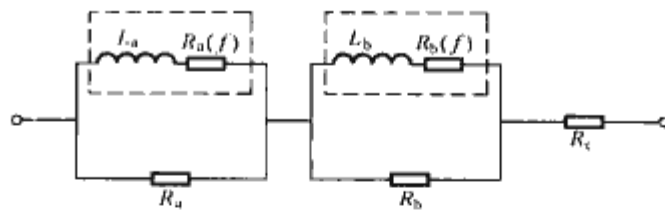


图 8.7-9 全频地支路模拟表示法

不是在任何电气角度下都能合闸的, 对于特定的开关, 它服从一定的概率分布。这是在做统计试验时必须计及的一点。

一些 TNA 还可对直流输电系统进行模拟研究。因为要制作的“变换器”开关与整流元件相似, 并且其闭合时刻是由内部控制信号来决定的, 从而可用可控硅元件来实现。

#### 1.5 避雷器的模拟

采用避雷器来限制操作过电压, 必须特别注意避雷器的热容量。虽然带有放电间隙的避雷器能够承受由开关操作所产生的较长时间的操作波能量, 但还应该考虑开关可能做频繁操作。早期的阀式避雷器主要用作后备保护, 也就是仅当其他控制设备失效时, 它才可能因操作波而动作。现在电力系统中广泛应用的无间隙金属氧化物避雷器, 具有优异的非线性、高的通流容量和持久的抗老化能力, 它可以有效地限制高压、超高压系统中的高幅值操作过电压, 是限制操作过电压的主要保护元件, 在保证电网安全运行中起着重大作用。在进行内过电压模拟试验时, 必须对这一元件进行准确模拟。

对阀式避雷器的模拟通常模拟它的火花间隙与工作电阻。对火花间隙模拟的要求是：击穿电压的数值可任意调节，并符合实际避雷器间隙的击穿电压和恢复特性，当然这很容易由电子元件来实现。工作电阻的模拟实际上是模拟一个非线性伏安特性的问题，它的模拟必须与实际情况一致，这只要选择恰当的非线性电阻就是了。

至于无间隙金属氧化物避雷器，关键是依据实测的避雷器伏安特性数据，准确模拟工作区段的非线性电阻特性就可以了。

### 1.6 其他元件

电网中其他元件，如电压互感器、电流互感器、线路的载波设备、母线等，在研究超高压操作过电压时，都不会对结果造成多大的影响，因此不需要进行模拟。当然如果研究某一特定问题，有些时候也要选择性模拟上述元件。

有了上述的模拟元件，即可以连接成所需要的系统（往往是简化了的网络），根据不同的运行方式，进行工频暂态过电压，操作过电压，以及谐振过电压的试验。

从1939年开始，电力工程师们在研究电力系统暂态过程中建造了TNA，并在以后的使用过程中，对TNA逐步加以完善、更新。尽管目前计算技术有了很大发展，但它仍然是研究电力系统暂态过程的主要手段之一，事实上，现代的TNA是与计算机紧密相连的，有些TNA从系统的建立，到暂态过程中数据信息的采集，都是由计算机来完成的，因此也有人把TNA叫做“模拟计算机型的暂态网络分析仪”。由于TNA模拟台是一个人造的“小型电力系统”，这对于刚跨入电力系统工作的新人员来说，是认识电力系统的良好“教材”，北美不少大的电力公司都将TNA作为培训新人员的一种工具。

## 2 计算机的数值计算

### 2.1 概述

电力系统过电压是发展高压及超高压电网必须研究的重要课题。它不仅决定电力系统中各种电力设备的绝缘水平，同时也直接关系到电力系统的安全运行。近年来，随着计算机的广泛应用，电力系统过电压的数值计算方法也迅速发展起来，目前电磁暂态计算已成为电力系统一项基本和重要的计算。

由加拿大UBC教授H. W. Dommel创建并经过许多人的共同努力而形成的电磁暂态程序EMTP，为电力系统过电压的计算做出了巨大贡献。在世界范围内已开发了不同版本的电磁暂态程序，如ATP-EMTP、DCG-EMTP、EMTDC，以及RTDS（软件部分）等，但所有程序基础都是建立在H. W. Dommel创建的EMTP上，不论是经济发达国家，还是发展中国家，其大部分电力公司及其研究机构、高等学校都在使用这一程序，同时也都在共同努力使这一程序更完善，使用更方便。这里只介绍了EMTP程序的基本思想、数学模型、计算方法及程序使用过程中的一些技巧。

### 2.2 单相电磁暂态过程的元件模型

电力系统包含有发电机、变压器、输电线路、电缆、并联电抗器、短路器、逆变器、以及避雷器等设备。这些设备在结构上和功能、特性上千差万别，但从电路的角度来讲，除电源外，总可用 $R$ 、 $L$ 、 $C$ （单个或组合，常量或变量）来表征它们的功能和特性。当使用计算机计算电力系统暂态现

象时，计算结果的准确性无疑决定于对真实的系统所选取的模型、元件参数及其元件参数特性与真实网络元件的一致性。

电力系统中常用的参数大部分可以从手册中查到，但这些数据大多是稳态值，一般不适用于暂态的研究。因此，研究电网元件在暂态下的特性及参数是一个重要问题。这里将根据已知的数据与元件特性，逐个用时域介绍单个支路的数学模型，以便为建立整个电网模型打下基础。

大家知道，电网是由单个元件相互连接组合而成，因此建立单个元件模型是分析问题的第一步。只有每个元件模型与真实元件在暂态情况下的特性一致，才能计算出满意的结果。通常用一个“支路”表示两个节点间一个或多个元件的组合。

这里需要强调的是：由于电力系统中元件功能、特性上存在差异，因此很难建立统一的模型适合所有的元件。另外，即使电力系统中同一个元件，根据研究问题的不同，有可能采用不同的数学模型。如输电线路，当研究工频（50或60Hz）问题时，可用电阻、电感和电容组成的 $\pi$ 回路来模拟；或者用足够多的 $\pi$ 回路串联起来研究操作过电压问题；也可直接用一个分布参数线路来研究操作过电压与雷电过电压。当研究雷电过电压时，在所研究的期间内，还未出现波的反射，此时可将输电线路认为无限长，可用一个并联电阻来模拟。电网中元件很多，特性差别很大。有些元件与频率有关，如输电线路零序电阻与电感，而有些元件随频率的变化很小或可以忽略，如输电线路正序电感；有些参数是非线性的，如饱和电抗器；有些参数相互是耦合的，如三芯变压器的磁路。综上所述，表征它们特性的 $R$ 、 $L$ 、 $C$ 可能是集中参数，也可能是分布参数，它们之间可能是相互有关的，也可能是电压、电流、时间、频率的函数。

#### 2.2.1 集中参数电路模型

(1) 电感等值计算公式。假设在两节点 $k$ 、 $m$ 间有一电感 $L$ ，如图8.7-10(a)，线性电感暂态过程可以用电磁感应定律来描述

$$U_L(t) = U_k(t) - U_m(t) = L \frac{di_{km}(t)}{dt} \quad (8.7-8)$$

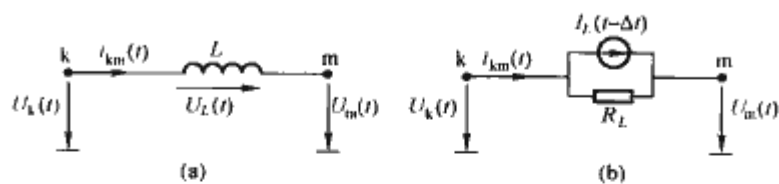


图 8.7-10 电感的等效计算电路

(a) 原电路；(b) 等效计算电路

式中： $i_{km}(t)$ 表示由节点 $k$ 流向节点 $m$ 经过电感的电流，而 $U_k(t)$ 和 $U_m(t)$ 分别表示两端点相对地（电位参考节点）的电压。

设已知 $t-\Delta t$ 时刻经过电感的电流和两端的节点电压分别为 $i_{km}(t-\Delta t)$ 、 $U_k(t-\Delta t)$ 、 $U_m(t-\Delta t)$ ，我们来计算 $t$ 时刻的电流 $i_{km}(t)$ 和节点电压 $U_k(t)$ 、 $U_m(t)$ 。把式(8.7-8)改写成积分形式

$$i_{km}(t) - i_{km}(t-\Delta t) = \frac{1}{L} \int_{t-\Delta t}^t U_L(t) dt \quad (8.7-9)$$

根据梯形积分法则，上式可以写成

$$i_{km}(t) = i_{km}(t-\Delta t) + \frac{\Delta t}{2L} [U_L(t-\Delta t) + U_L(t)] \quad (8.7-10)$$

考虑到 $U_L(t) = U_k(t) - U_m(t)$ ，上式可以改写为

$$i_{km}(t) = \frac{1}{R_L} [U_k(t) - U_m(t)] + I_L(t-\Delta t) \quad (8.7-11)$$



式中

$$R_L = \frac{2L}{\Delta t} \quad (8.7-12)$$

$$I_L(t-\Delta t) = i_{km}(t-\Delta t) + \frac{1}{R_L}[U_k(t-\Delta t) - U_m(t-\Delta t)] \quad (8.7-13)$$

其中  $R_L$  是电感  $L$  暂态计算时的等效电阻, 只要  $\Delta t$  确定, 就有确定值;  $I_L(t-\Delta t)$  是电感在暂态计算时的等效电流源, 可以根据前一步  $t-\Delta t$  时流经电感的电流值和端点电压值按式(8.7-11)计算得到, 因为它是上一时刻的电流, 故称为历史电流源。

根据电感的暂态等效计算式(8.7-11)、式(8.7-12), 可以画出如图 8.7-10(b)所示的等效计算电路, 电路中只包括有电阻  $R_L$  和电流源  $I_L(t-\Delta t)$ 。

(2) 电容等效计算公式。假设在两节点  $k$ 、 $m$  间有一电容  $C$ , 如图 8.7-11(a), 电容  $C$  上的电压和电流的关系可以表示为

$$i_{km}(t) = C \frac{dU_C(t)}{dt} = C \frac{d[U_k(t) - U_m(t)]}{dt} \quad (8.7-14)$$

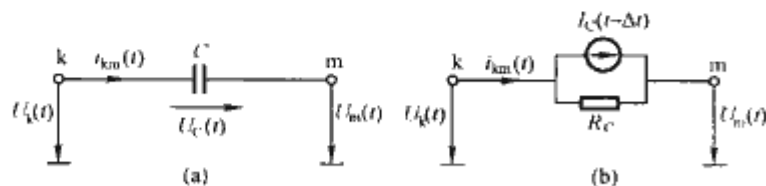


图 8.7-11 电容的等效计算电路

(a) 原电路; (b) 等效计算电路

或写成积分形式

$$U_k(t) - U_m(t) = U_k(t-\Delta t) - U_m(t-\Delta t) + \frac{1}{C} \int_{t-\Delta t}^t i_{km}(t) dt \quad (8.7-15)$$

运用梯形积分公式, 由上式可以得到

$$i_{km}(t) = \frac{1}{R_C}[U_k(t) - U_m(t)] + I_C(t-\Delta t) \quad (8.7-16)$$

式中

$$R_C = \frac{\Delta t}{2C} \quad (8.7-17)$$

$$I_C(t-\Delta t) = -i_{km}(t-\Delta t) - \frac{1}{R_C}[U_k(t-\Delta t) - U_m(t-\Delta t)] \quad (8.7-18)$$

其中  $R_C$  和  $I_C(t-\Delta t)$  分别表示电容  $C$  在暂态计算时等效电阻和反映历史记录等效电流源。

与电感电路相似, 根据等值计算式(8.7-16)和式(8.7-17), 可以有电容的等值计算电路, 如图 8.7-11(b)所示。

(3) 电阻元件计算公式。假设在两节点  $k$ 、 $m$  间有一电阻  $R$ , 见图 8.7-12, 由于纯电阻集中参数元件并不是储能元件, 其暂态过程与历史记录无关, 电压和电流的关系可以由下列代数方程式决定

$$i_{km}(t) = \frac{1}{R}[U_k(t) - U_m(t)] \quad (8.7-19)$$

无需进一步等效。

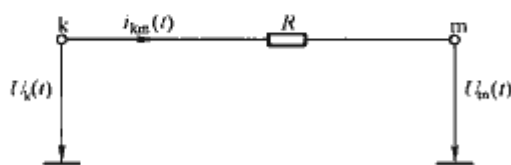


图 8.7-12 集中参数电阻元件电路

从上述储能元件电感和电容的暂态等值计算图 8.7-10

和图 8.7-11 可以看出, 这些等值电路是由电阻和历史电流源并联组成, 而耗能元件电阻没有历史电流源。换句话说, 经过处理, 电感和电容也可以看作一个阻性元件, 只是附加了一个历史电流源。

## 2.2.2 分布参数电力模型——单相无损线的 Bergeron 等效计算电路

图 8.7-13 为长度为  $dx$  的输电线路等效电路。由图可见分布参数线路上任何一点的对地电压和导线中的电流是距离  $x$  和时间  $t$  的函数, 是电磁波沿线路传播的过程。若先考虑到线路单位长度的电阻  $R_0$ 、电感  $L_0$ 、电导  $G_0$  和电容  $C_0$  均为常数, 和频率无关, 则单导线线路上的波过程可以用以下的偏微分方程来描述

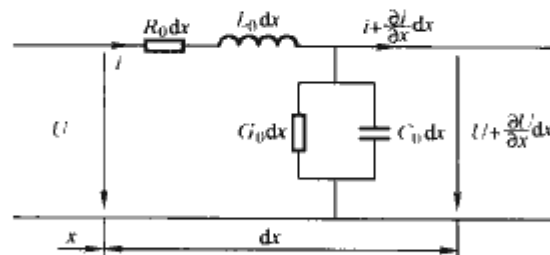


图 8.7-13 长度为  $dx$  的输电线路等效电路

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial U}{\partial x} &= R_0 i + L_0 \frac{\partial i}{\partial t} \\ -\frac{\partial i}{\partial x} &= G_0 U + C_0 \frac{\partial U}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (8.7-20)$$

若略去损耗, 则可以有如下的无损线的偏微分方程

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial U}{\partial x} &= -L_0 \frac{\partial i}{\partial t} \\ \frac{\partial i}{\partial x} &= -C_0 \frac{\partial U}{\partial t} \end{aligned} \right\} \quad (8.7-21)$$

对以上方程进行合并, 可以有二阶偏微分波动方程

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} &= L_0 C_0 \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 U}{\partial t^2} \\ \frac{\partial^2 i}{\partial x^2} &= C_0 L_0 \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \end{aligned} \right\} \quad (8.7-22)$$

其中

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_0 C_0}} \quad (8.7-23)$$

$v$  为流动波沿线的传播速度, 对无损架空线路等于光速  $c$ , 即电磁波在真空中的传播速度。

以上单相无损线波动方程的电压和电流解可以写成以下形式

$$\left. \begin{aligned} U(x, t) &= \bar{U}(x-vt) + \bar{U}(x+vt) \\ i(x, t) &= \bar{i}(x-vt) + \bar{i}(x+vt) \end{aligned} \right\} \quad (8.7-24)$$

其中  $\bar{U}$  和  $\bar{i}$  分别表示以速度为  $v$  沿着  $x$  正方向传播的前行电压波和电流波, 而  $\bar{U}$  和  $\bar{i}$  表示沿  $x$  反方向传播的反行电压波和电流波。前行电压波和前行电流波之间以及反行电压波和反行电流波之间是通过波阻抗相联系的。

$$\left. \begin{aligned} \bar{i}(x-vt) &= \bar{U}(x-vt)/Z \\ \bar{i}(x+vt) &= -\bar{U}(x+vt)/Z \end{aligned} \right\} \quad (8.7-25)$$

$$Z = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \quad (8.7-26)$$

若将式(8.7-25)代入式(8.7-24)中分别消去  $\bar{U}$  或  $\bar{i}$  就可以得到以下前行波特征方程和反行波特征方程

$$U(x, t) + Zi(x, t) = 2\bar{U}(x-vt) \quad (8.7-27)$$

$$U(x, t) - Zi(x, t) = 2\tilde{U}(x + vt) \quad (8.7-28)$$

以上两个特征方程的物理意义可以描述如下：方程式中  $U(x, t)$  和  $i(x, t)$  分别表示在线路上  $x$  点在  $t$  时刻的电压和电流的瞬时值，根据式 (8.7-24)，它们是前行波和反行波的叠加。

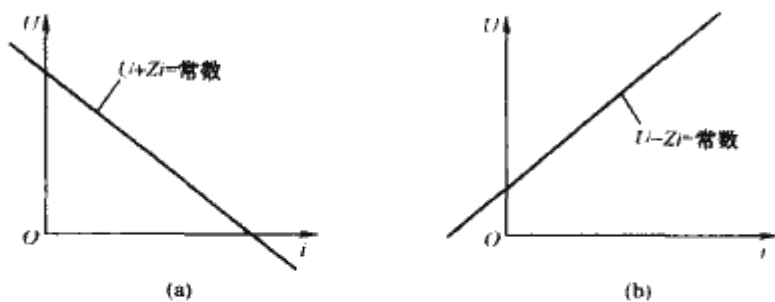


图 8.7-14 前行和反行特征线  
(a) 前行特征线；(b) 反行特征线

对前行波来说，若取  $x-vt$  为常数，则  $\tilde{U}(x-vt)$  值不变，由前行波特征方程 (8.7-24) 可知  $U(x, t) + Zi(x, t)$  的计算值不变。其物理意义为：因为线路均匀无损，所以电磁波沿线路向前传播时不发生畸变和衰减，当观察者沿  $x$  正方向以速度  $v$  和前行波一起运动（即  $x-vt$  为常数），则根据他所处的位置， $x$  在  $t$  时刻观察到的瞬时电压值  $U(x, t)$  和电流值  $i(x, t)$  所计算得到的  $U(x, t) + Zi(x, t)$  的值始终保持不变，等于两倍前行电压波的大小。这种情况从线路始端 ( $x=0$ ) 一直到末端 ( $x=l$ ) 都成立。

前行波特征方程 (8.7-24) 可用图 8.7-14 (a) 的前行特征线表示。前行特征线在  $U \sim i$  坐标中是斜率为  $-Z$  的直线，它的位置需要由边界条件和起始条件来决定，一般可以由观察者在起始时由首端观察到的值来决定。

可以用类似的方法讨论反行波特征方程式 (8.7-25) 的物理意义：若观察者沿  $x$  反方向以速度  $v$  运动，则他在线路上任一点  $x$  在时刻  $t$  所观察到的  $U(x, t) - Zi(x, t)$  的值不变，等于两倍反行电压波的数值。图 8.7-14 (b) 表示的反行特征线，是斜率为  $Z$  的直线。

根据以上特征方程及其物理概念，可以推导出单相无损线的波过程计算的等值电路及其相应的计算公式。

假定有图 8.7-6 (a) 所示的单相均匀无损线，长度为  $l$ ，波阻抗为  $Z$ ，始端 ( $x=0$ ) 和末端 ( $x=l$ ) 的电压和电流分别为  $U_k(t)$ 、 $U_m(t)$ 、 $i_{km}(t)$  和  $i_{mk}(t)$ 。端点上电流的正方向假设都是由端点流向线路。

根据以上所述特征线方程的物理概念，若观察者在  $t-\tau$  时刻从节点  $k$  出发（传播时间  $\tau = l/v$ ），则在  $t$  时刻到达  $m$  点。从前行波特征线方程 (8.7-24) 可以得到如下方程

$$U_k(t-\tau) + Zi_{km}(t-\tau) = U_m(t) + Z[-i_{mk}(t)] \quad (8.7-29)$$

即

$$i_{mk}(t) = \frac{1}{Z}U_m(t) - \frac{1}{Z}U_k(t-\tau) - i_{km}(t-\tau) \quad (8.7-30)$$

若设

$$I_m(t-\tau) = -\frac{1}{Z}U_k(t-\tau) - i_{km}(t-\tau) \quad (8.7-31)$$

则可以有

$$i_{mk}(t) = \frac{1}{Z}U_m(t) + I_m(t-\tau) \quad (8.7-32)$$

根据上式可以得到如图 8.7-15 (b) 右端所示的线路末端  $m$  在时刻  $t$  的等效计算电路，而式 (8.7-31) 和式 (8.7-

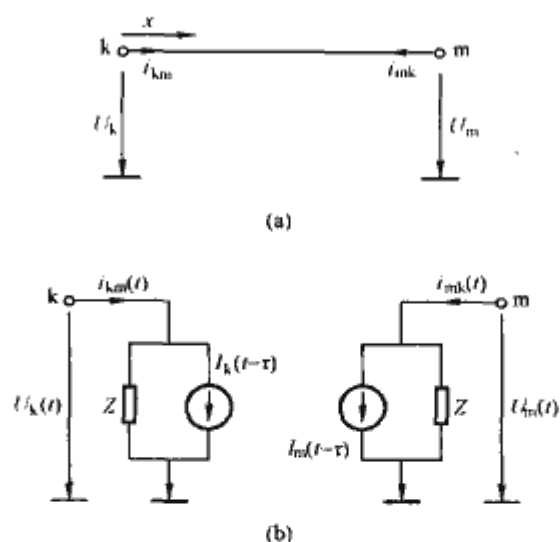


图 8.7-15 单相无损线路的等效计算电路  
(a) 等效计算电路 1；(b) 等效计算电路 2

32) 就是相应的等效计算公式，其中  $Z$  等于线路波阻抗的电阻， $I_m(t-\tau)$  是等效历史电流源，它可以根据过去观察的记录，即线路始端在时刻  $t-\tau$  的电压  $U_k(t-\tau)$  和电流  $i_{km}(t-\tau)$ ，按式 (8.7-31) 计算得到。

同样，观察者可以随反行波从末端节点  $m$  运动到始端节点  $k$ ，根据反行波特征方程 (8.7-25) 计算得到

$$U_m(t-\tau) - Z[-i_{mk}(t-\tau)] = U_k(t) - Zi_{km}(t) \quad (8.7-33)$$

即

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z}U_k(t) - \frac{1}{Z}U_m(t-\tau) - i_{mk}(t-\tau) \quad (8.7-34)$$

若设

$$I_k(t-\tau) = -\frac{1}{Z}U_m(t-\tau) - i_{mk}(t-\tau) \quad (8.7-35)$$

则

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z}U_k(t) + I_k(t-\tau) \quad (8.7-36)$$

根据以上等效计算公式可以有如图 8.7-15 所示的线路始端  $k$  及末端  $m$  的等效计算电路。

把等效计算公式 (8.7-32) 和式 (8.7-36) 相结合，就可以得到单根均匀无损线完整的暂态等效计算电路。这一等效计算电路图有以下两个明显的特点：

(1) 整个分布参数线路的等效计算电路中只包括集中参数电阻（其阻值等于线路波阻抗  $Z$ ）和等效历史电流源（其值由线路两端点上的电压和电流在过去的历史记录中计算得到），成为集中参数电路。

(2) 在等效计算电路中线路两侧节点  $k$  和  $m$  是独立分开的，拓扑上没有直接联系（两端点之间互相的电磁联系是通过时延  $\tau$  反映历史记录等效电流源来实现），以后可以看到，这给电路的求解带来很大的方便。

上述单根均匀无损线路等效计算电路由电阻和电流源并联而成，在电路分析中称为诺顿电路。这种电路也可称为暂态伴随电路。因为电路反映线路上的电磁暂态在时间离散点的情况，所以又可称为暂态计算的离散电路。计算波过程的特征线方法通常称作 Bergeron 方法，以上等效电路常称为 Bergeron 等效计算电路，由加拿大 UBC 教授 H. W. Dommel 首先使用到电磁暂态计算，有些人又叫做 Bergeron-Dommel 法。

上述储能元件电感和电容的暂态等效计算电路，以及单相无损线的 Bergeron 等效计算电路，它们是类似的，都是



由电阻和电流源并联组成的诺顿电路。由于这些元件的暂态等值离散电路具有统一的形式,给编写整个网络的方程及编制暂态计算程序带来很大方便。

Bergeron 特征线计算方法是利用线路上波过程的特征线方程,经过一定的转换,把分布参数的线段等值为电阻性网络;利用数学上梯形积分法则,将储能集中参数元件  $L$ 、 $C$  等值为电阻性的计算电路,再运用求解电阻性网络的通用方法计算整个网络的暂态过程。

在数值求解网络暂态过程时,从计算开始时刻  $t_0$  起,把时间离散成一系列较小的时间间隔,一般采用等时间步长  $\Delta t$ ,即  $t_1 = t_0 + \Delta t$ ,  $t_2 = t_0 + 2\Delta t$ , ...,  $t_n = t_0 + n\Delta t$ , 共计算  $n$  步。在计算  $t$  时刻网络状态时,假定  $t$  时刻以前的状态作为历史记录是已知的。这样就可以逐点计算出网络节点电压、支路电流或其他变量随时间变化的规律和波形。

### 2.3 等效电流源的递推公式

在以上两节介绍的无损线、电感和电容的暂态等值计算电路中,计算暂态过程的每一步都要从元件的电压和电流的历史记录中计算出等效电流源。对线路来说,一个端点的等值电流源与另一个端点在  $t-\tau$  时的电压和电流值有关;对电感和电容元件来说,等效电流源与计算前一步  $t-\Delta t$  时流过电感或电容的电流以及节点电压值有关。这样在电路求解过程中,不仅要求解网络的节点电压,而且需要计算支路电流。在进行电力系统过电压计算时,我们往往只对网络中节点对地电位或作用在某些元件上的电压大小或波形感兴趣。为了简化计算公式和加快运算速度,可以对等效电流源的计算公式作某些变化,省去支路电流的计算,这样每一步计算时,可以只求解一次节点电压方程。这种简化是通过对电流源公式进行递推来实现的,下面分别就电感、电容和无损线的等值电流源的递推公式进行讨论。

#### 2.3.1 电感等效电流源的递推公式

用式 (8.7-13) 计算  $I_L(t-\Delta t)$  时,需要用到前一步历史记录中的三个量:  $i_{km}(t-\Delta t)$ 、 $U_k(t-\Delta t)$  和  $U_m(t-\Delta t)$ , 其中  $i_{km}(t-\Delta t)$  可以由式 (8.7-11) 递推得到

$$i_{km}(t-\Delta t) = I_L(t-2\Delta t) + \frac{1}{R_L}[U_k(t-\Delta t) - U_m(t-\Delta t)] \quad (8.7-37)$$

把式 (8.7-37) 代入式 (8.7-13), 可以得到电感新的等值电流源递推公式

$$I_L(t-\Delta t) = I_L(t-2\Delta t) + \frac{2}{R_L}[U_k(t-\Delta t) - U_m(t-\Delta t)] \quad (8.7-38)$$

以上等效电流源的递推公式中不再出现  $i_{km}(t-\Delta t)$  这一项,所以在运算过程中省去了电感支路中电流的中间计算。

#### 2.3.2 电容等效电流源的递推公式

同电感电路相似,可以得到电容等效电流源递推式 (8.7-39),以代替式 (8.7-18)

$$I_C(t-\Delta t) = -I_C(t-2\Delta t) - \frac{2}{R_C}[U_k(t-\Delta t) - U_m(t-\Delta t)] \quad (8.7-39)$$

电感和电容的等效计算电路图 8.7-10 (b) 和图 8.7-11 (b) 仍保持不变。

#### 2.3.3 无损线等效电流源的递推公式

由等值历史电流源公式 (8.7-35) 可知,要计算线路  $k$  端值,需要知道线路另一端  $m$  的  $U_m(t-\tau)$  及  $i_{mk}(t-\tau)$ 。若不能简化,需计算并记录  $t-\tau$  内所有线路端点电压及电流

的数值。一般节点电压是直接求出的,电流还需根据公式计算出来,这不但增加了计算时间并需要更多的存储单元。与集中参数  $L$ 、 $C$  一样,同样可借助于电流源的递推公式,使计算得以简化。以线路  $k$  端为例,我们有

$$i_{km}(t) = \frac{1}{Z}U_k(t) + I_k(t-\tau) \quad (8.7-40)$$

其中

$$I_k(t-\tau) = -\frac{1}{Z}U_m(t-\tau) - i_{mk}(t-\tau) \quad (8.7-41)$$

上述公式对  $t$  为任何时刻都成立。令  $t = t-\tau$ , 则

$$I_k(t) = -\frac{1}{Z}U_m(t) - i_{mk}(t) \quad (8.7-42)$$

将线路另一端电流  $i_{mk}(t)$  代入上式, 即有

$$\begin{aligned} I_k(t) &= -\frac{1}{Z}U_m(t) - \frac{1}{Z}U_m(t) - I_m(t-\tau) \\ &= -\frac{2}{Z}U_m(t) - I_m(t-\tau) \end{aligned} \quad (8.7-43)$$

同理,对线路  $m$  端有

$$I_m(t) = -\frac{2}{Z}U_k(t) - I_k(t-\tau) \quad (8.7-44)$$

计算时,只计算  $I_k(t)$ 、 $I_m(t)$ , 将这些数据送入一个运动的数组中去,依波速运动,当它们运动到对面端点时,上述数值就变成了  $I_k(t-\tau)$ 、 $I_m(t-\tau)$ , 它们即是下一时刻所需要的历史电流源,省掉线路支路电流的计算,简化了运算并提高了速度。

#### 2.3.4 等效历史电流源的记录方法

在开始暂态计算以前必须根据电感、电容和无损线上的起始条件预先设置反映历史记录等效电流源的起始值。

若网络处在零起始状态,即暂态计算开始以前储能元件电感、电容和分布参数线路都是在零起始条件下,则各等值电流源的起始值都为零。

若暂态计算前网络处在非零起始状态,则等值电流源的起始值不为零,如在电感中有起始电流,电容上有起始电压,应根据起始值的大小,根据等值电流源的有关公式建立电流源的起始值。计算开始以后每一步都要按递推公式对等值电流源进行更新。

对于分布参数电路,必须记录下在时间  $t-\Delta t$ 、 $t-2\Delta t$ , ...,  $t-\tau$ , 相应的  $I_k$  和  $I_m$  值。在进行过电压计算时,常会遇到计算前线路处在静止状态,全线充有一定的电压  $U_0$ , 而没有电流,如在计算线路重合闸过电压时就会遇到这种情况。这时计算在  $t-\Delta t$ 、 $t-2\Delta t$ , ...,  $t-\tau$  时的  $I_k$  和  $I_m$  值比较简单,根据式 (8.7-31) 和式 (8.7-35) 均等于  $-U_0/Z$ 。

若计算以前线路上不仅有电压,而且有电流,如电力系统暂态计算时常常会遇到网络处在交流稳态,则必须预先计算线路两端的节点电压和线路上电流的稳态值,然后根据式 (8.7-31) 和式 (8.7-35) 计算并设置  $t-\Delta t$ 、 $t-2\Delta t$ , ...,  $t-\tau$  的  $I_k$  和  $I_m$  值。稳态值的计算一般可以在暂态计算程序中专门设置计算网络稳态的子程序。

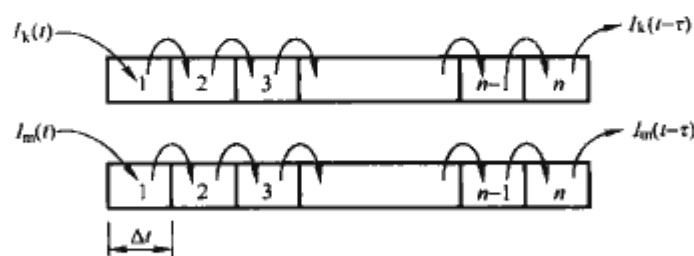


图 8.7-16 线路等效电流源的更新



计算得到的线路上两端的等值电流源  $I_k$  和  $I_m$  的起始值可以存入二维数组中, 每计算一步都要对电流源的历史记录进行更新。若波在线路上的传播时间  $\tau$  正好等于时间步长  $\Delta t$  的整数倍  $\tau/\Delta t = n$ , 则  $I_k$  和  $I_m$  的储存和更新可以形象地用图 8.7-16 表示。每一步由式 (8.7-31) 和式 (8.7-35) 计算得到的新的值存入“1”位置, 经  $n$  次 (亦就是  $n$  步) 更新以后在位置“ $n$ ”上所取的值就正好是计算所需的等值电流源  $I_k(t-\tau)$  和  $I_m(t-\tau)$  的值。若线路分段为非整数段, 设  $\tau/\Delta t = n + \delta$ , 其中  $0 \leq \delta \leq 1$ , 则如图 8.7-17 所示, 设置  $2(n+1)$  个储存单元, 用线性插值的方法提取等值电流源。

$$I_k(t-\tau) = I_k(t-n\Delta t) + \delta[I_k(t-(n+1)\Delta t) - I_k(t-n\Delta t)] \quad (8.7-45)$$

对  $I_m(t-\tau)$ , 亦可用类似公式表示。

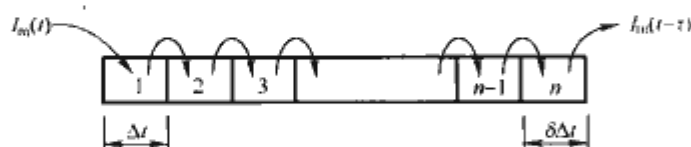


图 8.7-17 非整数段时电流源的更新

## 2.4 线路损耗近似的处理方法

以上介绍的用 Bergeron 法求得线路的等值计算电路比较简单, 便于运算, 是建立在无损线的基础上。实际上输电线路是有损耗的, 对有损分布参数线路得不到如图 8.7-15 所示的简单等值计算电路。

正如线路参数计算表明, 线路上的电阻参数, 特别是以大地为回路的参数, 不是常数, 而是频率的函数。严格地说, 要精确地计算线路损耗对线路波过程的影响, 必须在频域中进行计算。由于考虑频率特性的影响比较复杂, 增加了计算工作量, 在进行实际工程计算时, 常希望在无损线的等值计算电路的基础上, 做某些改进, 近似地考虑线路损耗。例如, 在进行电力系统操作过电压计算时经常采用所谓主频率方法, 即预先经过估算或初步计算, 确定网络的主频率, 正式计算时就采用该频率下的线路参数, 包括反映线路损耗的电阻参数。

这里介绍两种常用的考虑线路损耗的简单计算模型: 无损变线路模型和在无损线上分段接入集中电阻的模型。在一些计算电力系统电磁暂态过程的通用程序中, 往往都有这两种近似考虑损耗的计算模型。本节对线路的频率特性只作一定性描述。

### 2.4.1 无损变线路

设  $R_0$ 、 $L_0$ 、 $G_0$  和  $C_0$  分别为线路单位长度上的电阻、电感、对地电导和电容, 都认为是常数。当线路参数满足以下条件时, 线路属于无损变线路, 即波在传播过程中只能衰减, 不会变形

$$\frac{R_0}{G_0} = \frac{L_0}{C_0} \quad (8.7-46)$$

或

$$\frac{R_0}{L_0} = \frac{G_0}{C_0} = \delta \quad (8.7-47)$$

式中:  $\delta$  为波传播的时间衰减系数。

满足以上条件时波不会变形的原因可以解释为: 波在传播过程中电流波在导线电阻上的热损耗和电压波在电导上的热损耗之比恰好等于线路单位长度上磁场能和电场能之比。

$$\frac{R_0 I^2}{G_0 U^2} = \frac{\frac{1}{2} L_0 I^2}{\frac{1}{2} C_0 U^2} \quad (8.7-48)$$

因此,  $R_0$  和  $G_0$  的存在不致引起波在传播过程中电场能和磁场能的互相交换, 即电磁波只能因损耗而衰减, 并不会畸变。

若有前行波  $\vec{U}$  在  $t=0$  时从线路首端  $x=0$  向末端  $x=l$  传播, 则在  $t=\tau$  时到达末端的电压波可表示为

$$e^{-\delta\tau} \vec{U} = e^{-\alpha l} \vec{U} \quad (8.7-49)$$

衰减系数  $\alpha$  可根据式 (8.7-47) 中的定义求解

$$\alpha = \frac{\delta\tau}{l} = \frac{R_0}{L_0} \sqrt{L_0 C_0} = \frac{R_0}{Z} \quad (8.7-50)$$

式中  $Z$  为线路波阻抗。对反行波亦可以写出类似公式。

实际架空线路对地电导  $G_0$  很小, 并不满足式 (8.7-47) 的无损变条件。因此在暂态计算中若用无损变线来近似处理时, 往往取

$$\left. \begin{aligned} \delta &= \frac{1}{2} \frac{R_0}{L_0} \\ \alpha &= \frac{1}{2} \frac{R_0}{Z} \end{aligned} \right\} \quad (8.7-51)$$

当采用无损变线路模型时, Bergeron 等值计算电路仍可保持不变, 只需在等值电流源计算式 (8.7-31) 和式 (8.7-35) 中乘上一个衰减因子  $e^{-\delta\tau}$  或  $e^{-\alpha l}$ , 即

$$\left. \begin{aligned} I_m(t-\tau) &= -e^{-\delta\tau} \left[ \frac{1}{Z} U_k(t-\tau) + i_{km}(t-\tau) \right] \\ I_k(t-\tau) &= -e^{-\delta\tau} \left[ \frac{1}{Z} U_m(t-\tau) + i_{mk}(t-\tau) \right] \end{aligned} \right\} \quad (8.7-52)$$

对前述的电流源递推公式, 亦可作类似修正。

由于实际输电线路和无损变线的条件相差较多, 因此实际工程计算中较少采用无损变线路模型, 但在变电所入侵波防护, 波在线路上耗减过程, 此种模型比较直观。

### 2.4.2 在无损线上分段接入集中电阻 (小电阻模型)

对实际输电线路, 若略去线路对地电导, 则线路上的电阻、电感和电容一样都具有分布特性。在工程计算时, 可近似地采用比较简便的处理方法, 即把线路上的电阻作为集中电阻分段地串联接入, 而每段线路仍可作为无损的分布参数线路来处理。

为了分段接入集中电阻后并不增加网络的独立节点数, 从而求解电路时, 也没有增加计算工作量, 可以把分段以后的等值计算电路进行适当的改造, 仍变化成单段线路的等值计算电路, 只是改变等值电流源和波阻抗的计算公式。

在工程计算中常把线路分成两段, 如图 8.7-18 (a)、(b) 所示, 每段长度各为  $l/2$ 。假设线段仍为无损线, 但两端各串接入集中电阻  $R/4$ , 而中间串接入电阻  $R/2$ , 其中  $R$  为全部线路的电阻 ( $R = R_0 l$ )。根据 Bergeron 特征线方法可以画出图 8.7-18 (c) 的等效计算电路, 其中  $Z_0$  为无损线的波阻抗 ( $Z_0 = \sqrt{L_0/C_0}$ )。

图 8.7-18 (c) 的电路经过简化推导, 可以得到图 8.7-18 (d) 表示的等效电路。

这一电路形式上和图 8.7-15 (b) 所示单相无损线的等值电路完全相同, 只是计及电阻损耗以后的等效波阻抗  $Z$  以及等效电流源  $I_k(t-\tau)$ 、 $I_m(t-\tau)$  的计算公式需要做一些修正。

$$\begin{aligned} I_k(t-\tau) &= -\frac{1}{Z} \{ (1+K)[YU_m(t-\tau) + Ki_{mk}(t-\tau)] + \\ &\quad (1-K)[YU_k(t-\tau) + Ki_{km}(t-\tau)] \} \end{aligned} \quad (8.7-53)$$



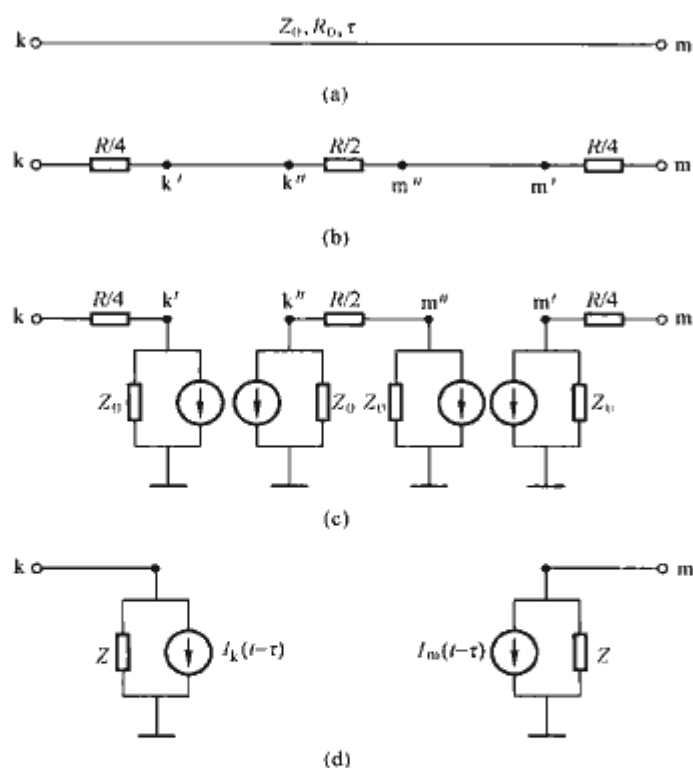


图 8.7-18 计及电阻损耗时的线路等效电路

(a) 等效电路 1; (b) 等效电路 2;

(c) 等效电路 3; (d) 等效电路 4

$$I_m(t-\tau) = -\frac{1}{2} \{ (1+K)[YU_k(t-\tau) + Ki_{km}(t-\tau)] + (1-K)[YU_m(t-\tau) + Ki_{mk}(t-\tau)] \} \quad (8.7-54)$$

式中

$$Y = \frac{1}{Z + R/4} \quad (8.7-55)$$

$$K = \frac{Z - R/4}{Z + R/4} \quad (8.7-56)$$

在上一节中对无损线我们推导了等值电流源的递推式 (8.7-43) 和式 (8.7-44), 我们亦可以用类似的方法推导出分成两段并串接入集中电阻以后等效电流源的递推公式如下

$$I_k(t-\tau) = -\frac{1+K}{2} [(1-K)U_k(t-\tau) + (1+K)U_m(t-\tau)]Y - \frac{K}{2} [(1-K)I_k(t-2\tau) + (1+K)I_m(t-2\tau)] \quad (8.7-57)$$

$$I_m(t-\tau) = -\frac{1+K}{2} [(1-K)U_m(t-\tau) + (1+K)U_k(t-\tau)]Y - \frac{K}{2} [(1-K)I_m(t-2\tau) + (1+K)I_k(t-2\tau)] \quad (8.7-58)$$

为了更精确地模拟分布参数线路电阻损耗对暂态过程的影响, 亦可以把线路分成更多线段, 并把电阻更均匀地插入各线段端点之间。原则上分成线段数越多, 越接近分布参数电阻, 电阻损耗的模拟亦越精确。但实际计算表明, 在一般输电线路长度下, 把线路分成两段或更多段对暂态计算并无显著影响。因此可以认为, 采用等值电流源的公式 (8.7-53)、式 (8.7-54) 或递推公式 (8.7-57)、式 (8.7-58) 来考虑线路电阻损耗, 对实际工程计算是可以满足要求的。

应用波的特征线方法得到无损线的等值计算电路, 在此基础上又用分段串接入集中电阻的方法来近似地考虑线路损耗对暂态过程的影响, 避免直接求解考虑损耗的线路波动方程, 这是工程计算方法的重要发展, 促进了把 Bergeron 特征线方法应用到电力系统实际工程计算中去, 这是

Bergeron-Dommel 法的贡献。

### 2.4.3 线路损耗与线路频率特性

人们早就知道, 线路参数是与频率有关的, 如电阻与电压在不同频率下并非常数。因此把这些参数作为常量用时域中求解的公式来求解, 并不适用于参数与频率相关的线路, 必须建立出频率公式, 在频域中求解。

如果一条单相输电线路, 我们有:  $Z = Z(\omega)$ ,  $Y = Y(\omega)$ ,  $U = U(\omega)$ ,  $i = i(\omega)$ , 其中电压、电流是相量值, 假设阻抗和导纳都是单位长度数值。那么沿着线路电压与电流关系为

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial U(\omega)}{\partial x} &= Z(\omega)i(\omega) \\ -\frac{\partial i(\omega)}{\partial x} &= Y(\omega)U(\omega) \end{aligned} \right\} \quad (8.7-59)$$

通过一定的运算, 我们可以得到

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2 U(\omega)}{dx^2} &= -Z(\omega) \frac{d}{dx} i(\omega) \\ &= Z(\omega)Y(\omega)U(\omega) \\ \frac{d^2 i(\omega)}{dx^2} &= -Y(\omega) \frac{d}{dx} U(\omega) \\ &= Y(\omega)Z(\omega)i(\omega) \end{aligned} \right\} \quad (8.7-60)$$

其通解形式为

$$\left. \begin{aligned} U(\omega, x) &= Ae^{-\gamma(\omega)x} + Be^{\gamma(\omega)x} \\ i(\omega, x) &= \frac{A}{Z_c(\omega)} e^{-\gamma(\omega)x} - \frac{B}{Z_c(\omega)} e^{\gamma(\omega)x} \end{aligned} \right\} \quad (8.7-61)$$

式中:  $\gamma(\omega) = \sqrt{Z(\omega)Y(\omega)} = \alpha(\omega) + j\beta(\omega)$ , 为传播系数;  $\alpha(\omega)$  为衰减系数;  $\beta(\omega)$  为相位系数;  $Z_c(\omega) = \sqrt{\frac{Z(\omega)}{Y(\omega)}}$ , 为特征阻抗。系数  $A$  与  $B$  可由线路任意点的边界条件来确定。

对受端:  $x = l$

$$\left. \begin{aligned} U_m &= Ae^{-\gamma l} + Be^{\gamma l} \\ -i_m &= \frac{A}{Z_c} e^{-\gamma l} - \frac{B}{Z_c} e^{\gamma l} \\ A &= \left( \frac{U_m - Z_c i_m}{2} \right) e^{\gamma l} \\ B &= \left( \frac{U_m + Z_c i_m}{2} \right) e^{-\gamma l} \end{aligned} \right\} \quad (8.7-62)$$

可得

由节点  $m$  可求出节点  $k$  的电压电流

$$\left. \begin{aligned} U_k &= U_m \left( \frac{e^{\gamma l} + e^{-\gamma l}}{2} \right) - Z_c i_m \left( \frac{e^{\gamma l} - e^{-\gamma l}}{2} \right) \\ i_k &= \frac{U_m}{Z_c} \left( \frac{e^{\gamma l} - e^{-\gamma l}}{2} \right) - i_m \left( \frac{e^{\gamma l} + e^{-\gamma l}}{2} \right) \end{aligned} \right\} \quad (8.7-63)$$

或以双曲线函数表示, 特别要注意的是这里变量都与频率有关

$$\left. \begin{aligned} U_k(\omega) &= \cosh[\gamma(\omega)l]U_m(\omega) - Z_c(\omega)\sinh[\gamma(\omega)l]i_m(\omega) \\ i_k(\omega) &= \frac{1}{Z_c(\omega)}\sinh[\gamma(\omega)l]U_m(\omega) - \cosh[\gamma(\omega)l]i_m(\omega) \end{aligned} \right\} \quad (8.7-64)$$

由上可知, 在频域中的输电线路方程较之时域中的方程更完善, 因为前者能反映频率与线路参数的关系, 以及分布的损耗特性。但大家知道, 整个系统在时域中求解比较方便, 因为大量的状态变量是时间的函数, 开关操作的模拟是直接与时域相关的, 最终我们所求的电压、电流量也要求是时间的变量。因此, 目前的作法是首先将输电线路在频域中建立完善的线路方程, 然后变成时域, 在时域中对整个系统求解。由于对输电线路求解涉及复杂的频域函数, 以及由频域到时域的数字变换, 引出一系列的问题。如计算时间的多少, 数字的稳定, 精度等等。

为建立线路的频率特性模型,近30年来,许多学者,如 Budner, Snelson, Semlyen, Meyer 和 Dommel 等都对此进行了研究,使计算方法逐步完善。进入20世纪80年代, J. R. Marti 建立了更有效的模型,先后引入了 UBC 和 BPA 的电磁暂态计算程序(EMTP), W. D. Humpage 又应用数字滤波方法处理这一问题,均获得较为满意的结果。

当线路无损,参数又与频率无关时,  $Z_c$  和  $\gamma$  都是常数,  $e^{-\gamma l}$  只是延时函数。现在的问题是  $Z_c$  和  $e^{-\gamma l}$  都随频率而变。因此,频率参数线路暂态模型的建立,关键在于如何处理  $Z_c$  与  $e^{-\gamma l}$ ,加之与通用的 EMTP 相连接,还希望与贝杰龙一道麦尔法线路模型相似,才有利于程序的连接。计算方法的改善,精度的提高,上述人员都建立了自己的模型。

顺便指出,计及频率特性的输电线路模型的特点是能反映输电线路行波运动的实际情况,但也带来另外一些问题,如一条线路的参数真实频率特性是什么?它是不是唯一的?作为影响频率特性的重要因素——大地土壤电阻率,一年四季中就有可能上十倍的变化,这给计算带来一定的困难。目前在过电压计算中,工程计算是否要计及线路参数频率特性,学者们是有不同看法的。总的来说,输电线路考虑频率影响后,过电压幅值是下降的,但下降多少,不同的计算方法,或同一方法,投入的某些参数发生变化,过电压下降幅值也是不相同的。

国际大电网会议 13·05 工作组认为,做工程计算时,无需计及输电线路参数频率特性。但对现场实测试验时,计及线路频率特性会使计算与实测结果更加接近些。

## 2.5 电源支路的模拟

前面介绍了集中储能元件电感、电容,以及分布参数输电线路的历史电流源,它们是这些支路的瞬时伴随参数,是模型本身决定了的。而一个真实系统总存在电压源、电流源,它们不仅可能出现在任意节点上,而且根据不同的电力系统过电压计算需要,可能有不同的电源波形。典型的波形有正(余)弦波形,直角波,斜角波,指数,也可能是任意波形,如图 8.7-19 所示。要建立这些波形并不困难,问题是如何处理电源支路,因为不同的处理方法会给计算带来某些限制。

一种方法是将电源作为一整体来处理,即既包含电源的电势,也包含它的内阻。它的优点是减少节点导纳矩阵的节点数。但对无穷大电源,因电源支路的导纳为无穷大值,使计算无法进行。当然也可以人为串入一小电阻来求解,但又带来小电阻数值多少才比较合适的问题。

另一种方法是将电源内阻独立出来,另建新支路,将电源都看作无穷大电源,电源只接入独立节点与大地(参考节点)之间。很清楚,某一节点接入外加电源,在计算中该节点电压及流入(出)大地电流即是已知的。当然,在送入这些电源信息时,要使程序有所识别,应与待求节点区别开来。

顺便要指出的是:无穷大电源的前面是不能加开关的,否则又会出现导纳为无穷大问题。实际电源的投入可根据计算时刻  $t=0$  为参考点,给出电源的开始起作用的时间即可,这也相当于支路开关的作用。

有时为了得到某种波形,可将不同波形的电源接入同一节点。在设计程序过程中,如果将电压源以串联、电流源以并联来处理,即可得出各式各样的电源波形。

如果有一电流源接入两节点之间,我们可用两个大小相等的电流源来代替,其中一个电流源流入一节点,而另一电

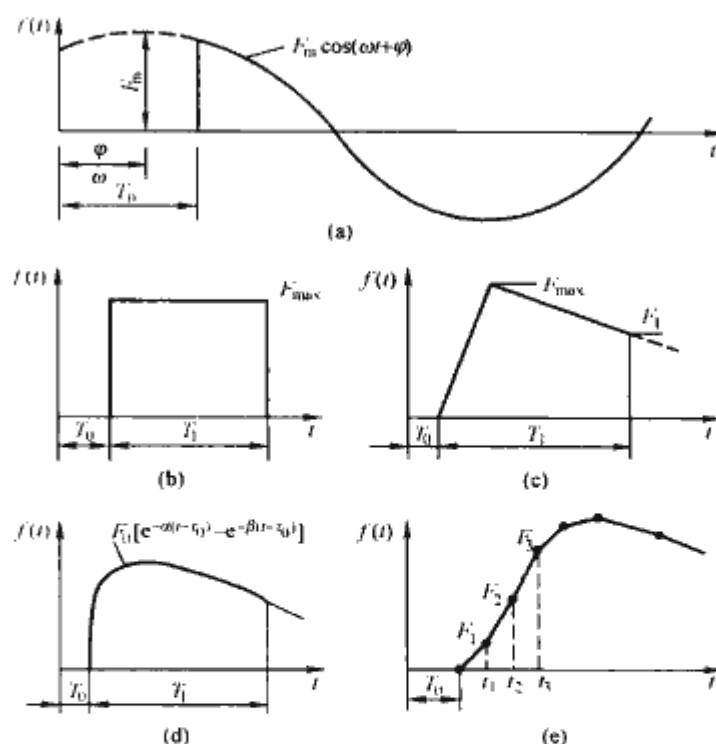


图 8.7-19 典型的电源波形  
(a) 波形 1; (b) 波形 2; (c) 波形 3;  
(d) 波形 4; (e) 波形 5

流源流出另一节点。如图 8.7-20 所示。

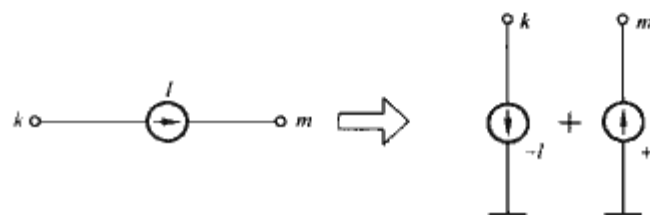


图 8.7-20 非接地节点间电流源的处理

同样两节点之间有一电压源,此电源有内阻  $R$ ,即可用一个等效的电流源来代替。有了前述的方法,即可变成电流源输入程序。当然,若是无穷大电源,也可以用一个小电阻  $R$  来近似处理。

若电压源直接接入两节点之间,当内阻为零时,原则上不能采用把电源作为独立支路的计算模型。在实际计算中往往可以和邻近的集中参数元件合并为一个支路,然后把电压源转换为电流源进行处理。如电阻  $R$  和电压源串接,可按图 8.7-21 方法等值。若为电感  $L$  则可用等值计算电阻  $R_L$  代替  $R$ ,用类似方法处理。

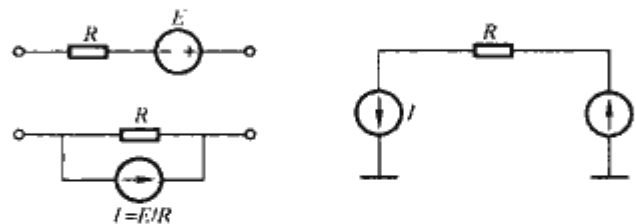


图 8.7-21 独立节点之间电压源的处理

在电力系统计算中可能会遇到中性点不接地的三相交流电压源,这时因每一个电压源的两端点都不接地,可以按以上方法采用图 8.7-22 的方法等值为电流源。

必要时也可以在电压源支路串接入一个足够小的电阻,再按以上方法来处理。

如果将电源作为一个整体来处理,不但三相对称且对外界等效,即使遇到中性点不接地的三相交流电源,此时电源电势一端可直接接地,另一端阻抗用后面介绍的耦合元件来处理,计算结果会与图 8.7-22 完全一致。



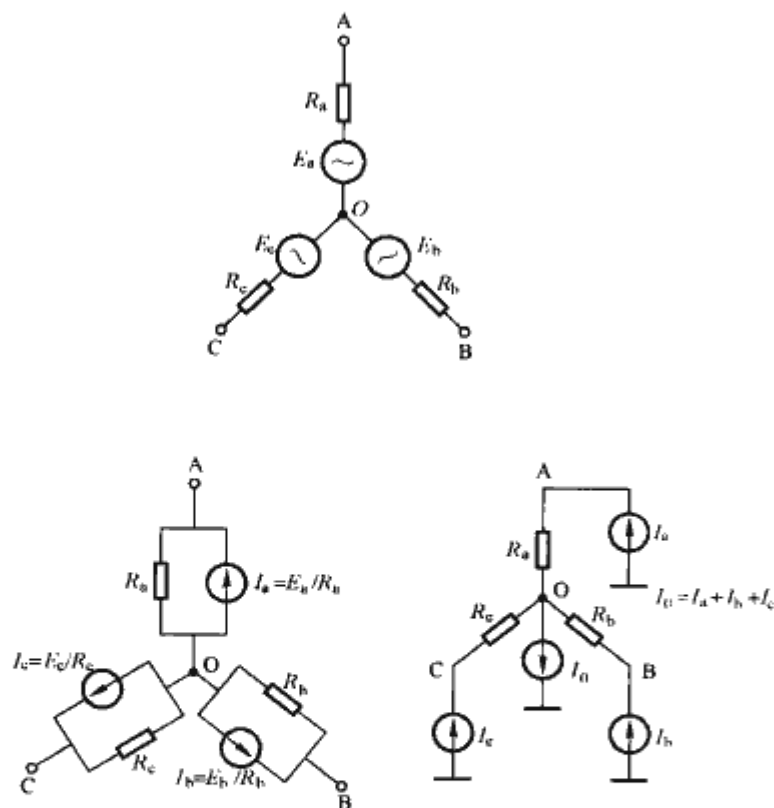


图 8.7-22 中性点不接地三相电压源的一种处理方法

## 2.6 单相暂态等效计算网络的形成及求解

前面介绍的各种元件,在时刻  $t$  的等效计算电路都由等效电阻和电流源组成。当电力网由这些元件构成时,将各元件的等效计算电路按照电网的实际接线情况进行相应的连接后,便形成一个由纯电阻和电流源组成的网络。显然,这一网络反映了  $t$  时刻各元件本身及其相互之间的电压、电流关系,因此称它为  $t$  时刻的暂态等效计算网络,或简称等效计算网络。在  $t$  时刻外施电源和各等效电流源都已知的情况下,将可以对等效计算网络进行求解,从而得出该时刻各元件的电压和电流。然后,用所得结果即可求出  $t + \Delta t$  时刻各电流源的取值,再求解相应的等效计算网络,便可得出  $t + \Delta t$  时刻各元件的电压和电流。这样,从  $t = 0$  时刻开始,网络电磁暂态过程的计算,实际上便转化为在各个离散时刻对等值计算网络的求解。在计算过程中将涉及等效计算网络的求解方法、等效电流源的计算和外施电源的处理等问题,现依次介绍如下。

### 2.6.1 等值计算网络的节点方程

在电磁暂态过程计算中,等值计算网络常用节点方程,即

$$YU = i \quad (8.7-65)$$

来表示。对于时刻  $t$ ,节点方程中的  $U$  为由该时刻各节点电压所组成的列向量,  $i$  为由各节点注入电流组成的列向量(每一节点的注入电流为  $t$  时刻等值计算网络中与该节点相连的各等值电流源以及外施电流源的代数和);  $Y$  为等值计算网络的节点电导矩阵(它由各元件的等值电阻构成,其形成方法与潮流计算中形成网络节点导纳矩阵  $Y$  相仿)。不难看出,当网络中分布参数线路用等值计算电路表示时,由于线路两端无直接联系,矩阵比潮流计算中  $Y$  更为稀疏。因此,式(8.7-65)常用稀疏技巧存储及求解。

### 2.6.2 等效电流源的计算

为了计算式(8.7-65)中的节点注入电流,需求出各个时段各元件等效计算电路中的电流源。

在一般计算之间都取暂态过程开始的时刻为  $t = 0$ 。如

前所述,集中参数元件第一个时段( $t = 0$  到  $t = \Delta t$ ),即  $t = \Delta t$  时刻的电流源必须按式(8.7-13)和式(8.7-18)进行计算,而以后各时段的计算则可采用电流源的递推公式,即式(8.7-38)和式(8.7-44),以省去计算元件电流所需的时间。

对于电感元件,应用式(8.7-11)计算第一时段的电流源时,其中  $t = \Delta t$ 。由于电感中的电流不能突变,因此式(8.7-11)中的  $i_{km}(0)$  便是暂态过程发生前电感中流过的电流。至于电感两端的电压  $U_k(0)$  和  $U_m(0)$ ,应是暂态过程开始后瞬间的数值,它们应根据网络实际情况和暂态过程的起因经分析计算后决定。同理,应用式(8.7-18)计算电容元件第一时段的电流源时,因电容上电压不能突变,  $U_k(0) - U_m(0)$  应等于暂态过程发生前电容器上的电压。

对于分布参数线路,应用式(8.7-31)、式(8.7-35)计算  $t = 0$  时刻的电流源时,必须已知  $-\tau$  时刻两端的电压和电流。为此有两种典型情况:一种是暂态过程发生前线路已充电至某一电压  $U_0$ (对未充电的情况可令  $U_0 = 0$ ),而两端电流为零,这时两端电流源  $I(-\Delta t)$ ,  $I(-2\Delta t)$ ,  $\dots$ ,  $I(-\tau)$  均为  $-U_0/Z_c$ ;另一种是暂态过程前为交流稳态,这时必须先进行相应的潮流计算,求出两端电压和电流的有效值,然后计算并保存电流源在  $-\Delta t$ ,  $-2\Delta t$ ,  $\dots$ ,  $-\tau$  时的取值。除  $-\tau$  时的电流源数值用于  $t = 0$  时刻的计算外,其他数值将依次用于后面的计算。以后每计算一步便可求得新的电流源,并可用它对所保存的电流源进行更新。实际上,一般  $\tau$  并不是  $\Delta t$  的整数倍[设  $m\Delta t < \tau < (m+1)\Delta t$ ],对此可计算  $-\Delta t$ ,  $-2\Delta t$ ,  $\dots$ ,  $-m\Delta t$ ,  $-(m+1)\Delta t$  等时刻的电流源取值,并用式(8.7-45)插值法求出  $-\tau$  时刻的电流源,而当  $t \geq \tau$  时,则可以应用电流源的递推公式。

### 2.6.3 外施电源的处理

外施电压可能是已知的电流源或电压源。对于前者,只需简单地将它计入相应的节点注入电流。对于已知电压源,如果有一电阻元件直接与它串联,则可以将电压源和电阻转化为等值电流源。一般的方法是将式(8.7-65)按已知和未知电压节点进行分块,使之变为

$$\begin{bmatrix} Y_{AA} & Y_{AB} \\ Y_{BA} & Y_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_A \\ U_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \end{bmatrix} \quad (8.7-66)$$

式中:  $U_A$ 、 $i_A$  和  $U_B$ 、 $i_B$  分别为未知和已知电压节点的电压、电流列向量。显然  $U_B$ 、 $i_B$  为已知量,故由式(8.7-66)可以导出

$$Y_{AA}U_A = i_A - Y_{AB}U_B \quad (8.7-67)$$

用式(8.7-64)来求解各未知电压节点的电压  $U_A$ 。

### 2.6.4 暂态过程计算的主要流程

考虑具有外施电压源并应用节点方程式(8.7-67)进行计算的情况。显然,矩阵  $Y_{AA}$  是对称的稀疏矩阵,因此,式(8.7-67)可以用稀疏三角分解后,再用倒推法进行求解。这样,综合以上所介绍的情况,可以得出图 8.7-23 所示的电磁暂态过程计算流程。

事实上,要进行实际的电力系统磁暂计算,必须还要解决以下几个问题。

## 2.7 多相电磁暂态过程的数学模型

前面介绍了集中参数电感、电容及分布参数的单相线路的暂态计算模型。包含了等值的计算电路和相应的计算公式,这显然是很重要的,但在电力系统过电压数值计算中,还会遇到有耦合性的集中参数元件,如变压器绕组之间的磁耦合;电路中某些节点,如一段输电线路用电路表示时,除



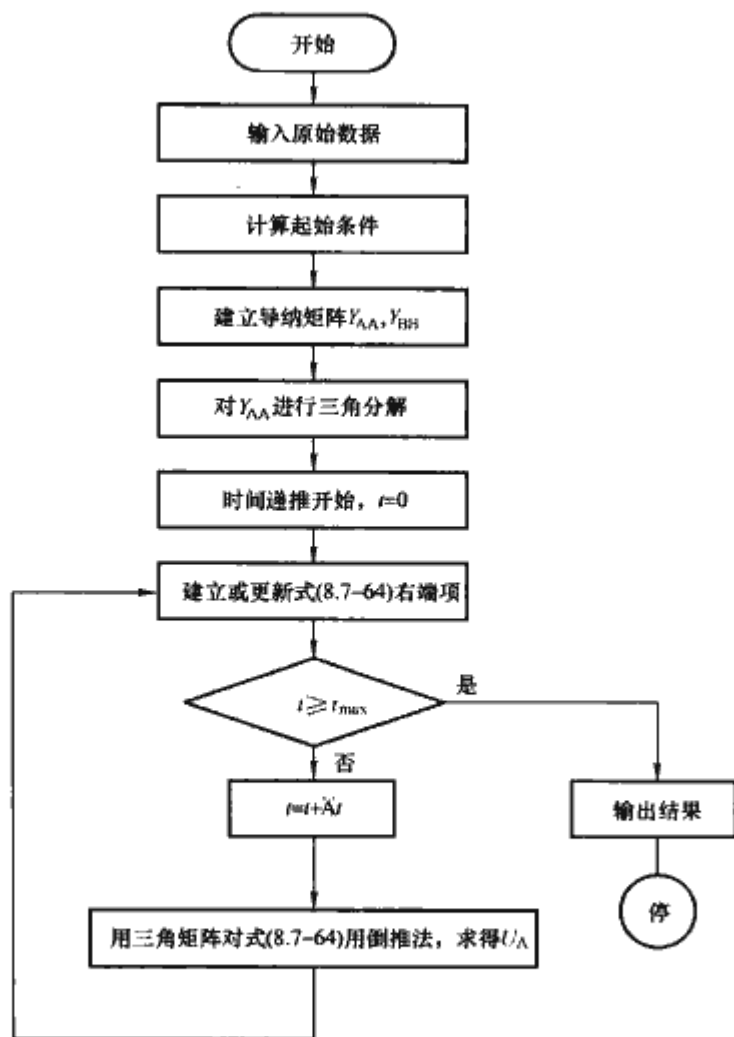


图 8.7-23 电磁暂态过程计算流程图

了自身有对地电容外,在节点之间还有互电容,另外还有分布参数的耦合线路,如三相线路或多回路的多相线路。因此建立起这些元件的合适模型,电力系统的暂态计算才有可能更加切合实际。

耦合性集中参数元件有耦合性电感电路,耦合性电容电路,以及耦合性电阻、电感串联电路等。前面介绍了单个集中电感、电容的等值计算电路及公式,公式都是以单个标量出现的。如果我们用一矩阵来替换这些标量,即可采用同样的通用公式来描述耦合性集中参数元件。

对耦合性分布参数电路——多相输电线路,当然也可以采用 TNA 方法,即将多相线路分成若干段,每一小段就变为前面介绍的耦合性集中参数电路。显然线路每一小段不能太长,也就是说,段的数目不能太少,否则对研究某些暂态问题带来较大的误差。但段数多了,增加了节点数,又相应地增加了计算时间,这就迫使人们去寻求新的方法。20 世纪 60 年代初,相继发展了不同的计算方法,其中,“白日朗一道梅尔”法获得了广泛的应用。此法采用一个简单的变换,将相量转变为模量,去掉了相间相互的电磁耦合,每一个模量和单相导线一样,利用白日朗法建立起来的等值电路及计算公式,可以单独求解,这给求解分布的多相系统带来了极大的方便。

## 2.8 开关元件与非线性元件模型

虽然开关有多种类型,但闭合与开断在系统中作用是一样的。那么在暂态计算过程中,如何处理开关闭合与断开呢?通常有这样的几种方法,即几种计算模型:

(1) 电阻表示法。将实际开关用一个具有两值电阻来模拟。当开关断开,相应为电阻值非常大;开关闭合相应电阻值非常小。只要电阻值选择恰当,这种近似模拟会得到满意的结果。它不改变节点导纳矩阵的阶数,修改导纳矩阵只涉

及两节点的自导纳和它们间的互导纳。但电阻值如何选取,这要靠计算者的经验。

(2) 等值电流源模拟法。开始时,总是假定开关是打开的,当闭合时,可以用一个等值电流源来模拟。开关闭合时,显然有一个值幅相等、方向相反的电流流入、流出闭合点。如果首先计算开关断开时两闭合节点的电压,即两节点的开路电压,再用注入单位电流的方法求两节点的自阻抗、互阻抗,则利用迭加原理,对开关闭合时所求出的各节点电压加以修正,即可以求出开关闭合时所求出的各节点电压,当然也包括闭合节点。这种方法对简单的单相回路比较适用。

(3) 修改导纳矩阵法。假设节点导纳矩阵是在开关开断状态下建立起来的,当  $k$ 、 $m$  节点间开关闭合时, $k$ 、 $m$  节点间的互导纳被短接; $k$ 、 $m$  节点的自导纳应相加,成为一个节点的自导纳,但应扣除  $k$ 、 $m$  节点间直接被短接的互导纳; $k$ 、 $m$  节点与其他各节点间的互导纳成了  $k$  或  $m$  节点与其他各节点的互导纳,一般还保留  $n$  阶导纳矩阵,设法使去掉的一个节点对其他节点不产生影响。

电网中存在着一一定数量的非线性元件,通常是指集中参数元件。若计及分布参数的频率特性,或导线的电晕特性时,当然也可以认为是分布参数的非线性特性。但对集中参数而言,一般认为电容是线性的,因此只有非线性电阻及非线性电感。至于分布参数的非线性特性,采用输电线路的频率特性与电晕特性的模型去处理。因此本节中主要介绍集中参数非线性元件,即非线性电阻。

电力系统中最常见的非线性电阻元件是用来限制雷电过电压和操作过电压的避雷器。从结构来说有无间隙的金属氧化物避雷器和有间隙的碳化硅 (SiC) 避雷器。对于有间隙避雷器,在放电间隙动作以后,非线性阀片电阻接入,接着当避雷器的电流过零时电弧熄灭,以后若作用电压超过间隙的放电压时,间隙重复放电。

(1) 时间落后一个  $\Delta t$  的电流源表示法。此种方法一般适用于非线性电感。假定网络中含有非线性电感,已知它们的磁通与电流的关系,求在  $t$  时刻网络各节点电压。系统在求解  $t$  时刻状态时,假定  $(t - \Delta t)$  时的状态是已知的。因此非线性电感两端电压是已知的,采用梯形积分法则,即可求得  $\varphi(t - \Delta t)$ ,再由非线性特性,求得相应的  $i(t - \Delta t)$ ;用此电流源去代替非线性电感元件,即相当于  $i(t - \Delta t)$  的电流源,去求解  $t$  时刻节点方程。只要  $\Delta t$  取得足够小,解是足够精确的,理论上任何数量的非线性电感都可以用此电流源来代替。

(2) 分段线性化表示法。非线性元件(电阻或电感)的特性通常用曲线来表示,如果我们将曲线分成若干段,用弦去代替弧,只要分得恰当,用一组折线来替代原曲线,其结果还是足够准确的,这就是分段线性化的思想。至于电路工作点从一线性段变换到另一线性段,一般由一个受控开关来实现。这种方法对非线性电感、电阻都适用,只不过可能受控条件不一样,在此只讨论电感,而电阻与其类似。

(3) 补偿法。实际计算的系统往往是比较复杂的,可能有很多节点和支路;有集中参数也有分布参数;以及多组开关等。大多数集中参数是线性的,只是在某些节点上接有非线性元件,计及这些非线性特性,用同时求解的方法是很不经济的。补偿法提供了分步求解的过程,不但能简化计算,而且节省计算时间。

## 2.9 初始值的确定

对于初始值的确定,不同的计算方法、数学模型有不同



的处理方法，但一般采用的有以下几种：

(1) 电网由稳态计算开始，再进行暂态计算。首先按暂态前的网络接线，求得工频稳态解，进而获得各类元件在  $t = 0$  时的初始值。

(2) 根据节点命名及网络连接次序，按一定格式，直接投入节点电压，支路电流的数值为初始条件。

(3) 同时使用上述(1)与(2)的方法。

对于第一种方法，使用程序的人很容易实现，只需命令电源在  $t = 0$  之前就已投入，进行一次稳态计算即可。第二种方法原理很简单，即是用一新值代替旧值（零或稳态计算的值）。但对使用程序的人来说是一件比较繁杂的事。

EMTP 程序是通过一个子程序来实现电网的稳态计算，从暂态计算得到的网络所有信息，由公共区域送给子程序，再按规则建立复数矩阵，进行稳态求解。稳态的解，它不但解决了各个元件初始值的确定问题，而且可以用它来计算网络的工频过电压。

如果网络中有非线性元件，稳态解只是取非线性元件第一线性段值，对时变元件或用补偿法求解的元件，仅稳态求解得不到正确的初始值，它需要保持稳态计算时网络结构，进行一段暂态计算，这样上述元件初始值才比较准确，再进行操作计算，其结果才接近于实际。

而分布参数则不然，它的电阻、电感是和频率有关的，如计及电晕，电容还和电压有关。因此它的特性必须要进行深入的研究。到目前为止，架空线路参数的计算已经比较成熟，但电缆参数的计算还需进一步完善。

### 3 系统的现场实测

研究电力系统过电压，实测是非常重要的，它一方面验证 TNA 及数字计算的准确性，为系统安全运行提供依据；另一方面可以全面研究系统各类元件的参数特性，为 TNA 及数值计算提供更精确的原始数据。由于考虑系统的安全运行，设备的可靠性，以及经济等因素，现场实测的次数受到严格的限制。

通常电力系统的现场实测分为两类：一是新建系统投运前，要进行“调试性”试验，或者是研究电力系统某个特定的暂态现象，考核某个电力设备的功能，也是现场实测的重要内容。试验的内容应该包括电磁暂态的内容，如在不同运行条件下，投切输电线路，投切电力设备（变压器、电抗器等），试验过程中记录下相关的暂态信息，特别是过电压的信息；另一类是在实际的系统中加装过电压测量装置，或者叫做“过电压在线检测”，它可以随时记录下电网中发生的电磁暂态现象的信息。

目前现有研究过电压的方法都是可靠的，国内外的电力设备生产单位，电力设计、研究机构，以及系统运行部门都接受这三种方法的研究结果。但一般来说，同样的系统，如果比较它们的研究结果的话，就过电压幅值而言，数值计算比 TNA 试验高，TNA 试验值又比现场实测高一些，但是它们之间的误差是可以接受的，误差的原因也是可以解释的。

# 第 8 章 交流电力系统的绝缘配合

## 1 绝缘配合的原则和方法

所谓绝缘配合是指：考虑所采用的过电压保护措施后，决定设备上可能的作用电压，并根据设备的绝缘特性及可能影响绝缘特性的因素，从安全运行和技术经济合理性两个方面综合确定设备的绝缘水平。

绝缘配合的基本程序如图 8.8-1 所示。

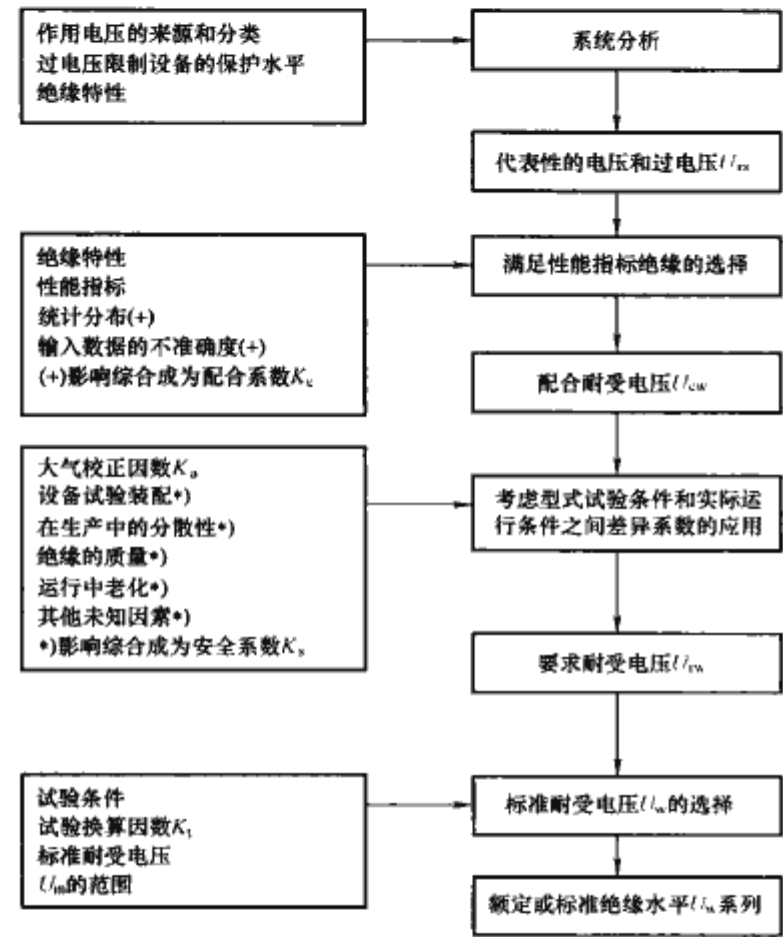


图 8.8-1 绝缘配合流程图

### 1.1 绝缘配合基本原则

(1) 设备在运行中可能受到的作用电压，按照其幅值、波形及作用时间可分为：

- 1) 持续工频电压（其值不超过设备最高电压  $U_m$ ，持续时间等于设备设计的运行寿命）。
- 2) 暂时过电压（包括工频电压升高、谐振过电压）。
- 3) 缓波前（操作）过电压。
- 4) 快波前（雷电）过电压。
- 5) 陡波前过电压。
- 6) 联合过电压。

各类作用电压的典型波形见表 8.8-1。

(2) 设备最高电压  $U_m$  的范围。

- 1) 范围 I： $1\text{kV} < U_m \leq 252\text{kV}$ 。
- 2) 范围 II： $U_m > 252\text{kV}$ 。

(3) 绝缘试验类型有：

- ① 短时（1min）工频试验；② 长时间工频试验；③ 操作冲击试验；④ 雷电冲击试验；⑤ 陡波前冲击试验；⑥ 联合电压试验。

操作和雷电冲击试验可以是耐受试验，也可以是 50% 破坏性放电试验，后者仅适用于自恢复绝缘。

对不同的电压范围，选用不同类型的绝缘试验，在 IEC 60071-1 和我国 GB 311.1 中均有规定。

### 1.2 绝缘配合方法

绝缘配合方法有确定性（惯用）法、统计法和简化统计法。

#### 1.2.1 确定性（惯用）法

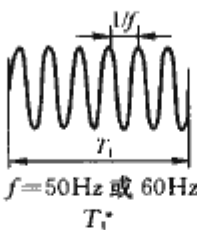
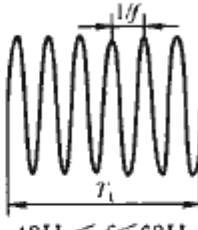
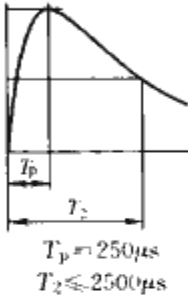
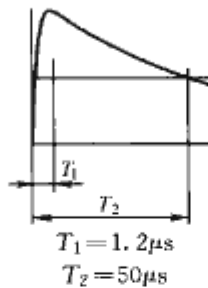
当通过试验得不到统计资料时，对于使用中设备的预期故障率可采用确定性法来求得。

表 8.8-1 各类作用电压的典型波形

类别	低 频 电 压		瞬 态 电 压		
	连 续	暂 时	缓波前	快波前	陡波前
电压 波形					
电压 波形 范围	$f = 50\text{Hz 或 } 60\text{Hz}$ $T_1 \geq 3600\text{s}$	$10\text{Hz} < f < 500\text{Hz}$ $0.02\text{s} \leq T_1 \leq 3600\text{s}$	$20\mu\text{s} < T_p \leq 5000\mu\text{s}$ $T_2 \leq 20\text{ms}$	$0.1\mu\text{s} < T_1 \leq 20\mu\text{s}$ $T_2 \leq 300\mu\text{s}$	$T_1 \leq 100\text{ns}$ $0.3\text{MHz} < f_1 < 100\text{MHz}$ $30\text{kHz} < f_2 < 300\text{kHz}$



续表

类别	低 频 电 压		瞬 态 电 压		
	连 续	暂 时	缓波前	快波前	陡波前
标准电压波形					*
标准耐压试验	*	短时工频试验	操作冲击试验	雷电冲击试验	*

注 \* 由有关设备委员会规定。

绝缘配合的确定性法的原则是在惯用过电压（即可接受的接近于设备安装点的预期最大过电压。在此电压下绝缘的耐受概率  $P_w=100\%$ ）与耐受电压之间按设备制造和电力系统的运行经验选取适宜的配合系数  $K_c$ 。

确定性法的典型示例有：① 所有设备的非自恢复绝缘；② 范围Ⅰ设备在各电压和过电压下的绝缘配合；③ 雷电过电压下的设备的绝缘配合。

### 1.2.2 统计法

设备绝缘故障具有统计特性。统计法旨在对绝缘故障率定量并将其作为绝缘设计中的一个性能指标。当对某种过电压计算绝缘故障率时，需要给出此过电压及设备的绝缘特性两者各自的分布规律。

统计法的典型示例有：① 自恢复绝缘；② 电压范围Ⅱ的设备在操作过电压下的绝缘配合。

### 1.2.3 简化统计法

简化统计法是指在选定的统计操作过电压水平  $U_{e2}$  和设备绝缘的统计耐受电压  $U_{ws}$  之间根据可接受的故障率选取一适当的统计配合因数  $K_{cs}$ 。

## 2 交流输电线路的绝缘配合

### 2.1 绝缘子串中绝缘子个数的确定

#### 2.1.1 架空线路绝缘子串

每串绝缘子片数应符合工频电压的爬电距离要求，同时应符合操作过电压要求。

由工频电压爬电距离要求的线路每串绝缘子片数应满足式（8.8-1）要求

$$m \geq \frac{\lambda U_s}{K_e L_0} \quad (8.8-1)$$

式中： $m$  为每串绝缘子片数； $U_s$  为系统最高电压，kV； $\lambda$  为爬电比距，330kV 及以上为 1.45，220kV 及以下为 1.39，cm/kV； $L_0$  为每片悬式绝缘子的几何爬电距离，cm； $K_e$  为绝缘子爬电距离的有效系数，主要由各种绝缘子爬电距离在试验和运行中提高污秽耐压的有效性来确定。对 XP-70 型绝缘子， $K_e=1.0$ 。

操作过电压要求的线路绝缘子串正极性操作冲击 50% 放电电压  $U_{50SL}$  应满足式（8.8-2）的要求

$$U_{50SL} \geq K_a U_{e2} \quad (8.8-2)$$

式中： $U_{e2}$  为对范围Ⅱ为要求的线路最大相对地统计操作过电压；对范围Ⅰ为计算用最大操作过电压。 $K_a$  为线路绝缘子串操作过电压统计配合因数，对范围Ⅱ取 1.25；对范围Ⅰ取 1.17。

#### 2.1.2 变电站绝缘子串

清洁区变电站绝缘子串应同时满足以下三种电压要求：

（1）由工频电压爬电距离要求的变电站每串绝缘子片数参照式（8.8-1）确定。

（2）操作过电压要求的绝缘子串正极性操作冲击 50% 放电电压  $U_{50ST}$  应满足式（8.8-3）的要求

$$U_{50ST} = \frac{U_{PS}}{1 - 3z_s} \geq K_{CST} U_{PS} \quad (8.8-3)$$

式中： $U_{PS}$  为对范围Ⅱ为线路型避雷器操作冲击保护水平；对范围Ⅰ则为计算用最大操作过电压，kV； $z_s$  为绝缘子串在操作过电压下放电电压的变异系数，5%； $K_{CST}$  为变电站绝缘子串操作过电压配合因数，取 1.18。

（3）雷电过电压要求的变电站绝缘子串正极性雷电冲击 50% 放电电压  $U_{50LT}$  应满足式（8.8-4）的要求，且不得低于变电站电气设备中隔离开关、支柱绝缘子的相应值。

$$U_{50LT} \geq K_{CLT} U_{PL} \quad (8.8-4)$$

式中： $U_{PL}$  为避雷器（对范围Ⅱ为线路型）在标称雷电流下的残压，kV； $K_{CLT}$  为变电站绝缘子串雷电过电压配合因数，取 1.45。

### 2.2 空气间隙的确定

#### 2.2.1 对工频电压的绝缘响应特性

工频电压下空气间隙的击穿，可由棒板间隙结构求得最低耐受电压，棒板间隙的 50% 击穿电压可由式（8.8-5）近似求得。此公式适用于间隙距离  $d \leq 3m$ 。

$$U_{50RP} = 750 \sqrt{2} \ln(1 + 0.55d^{1.2}) \quad (8.8-5)$$

工频电压下  $U_{50RP}$  的峰值比具有临界波前时间的正极性操作冲击高约 20%~30%。若假定的惯用偏差为  $U_{50}$  的 3%，则可在  $U_{50}$  的 90% 下耐受。

在工频电压下间隙结构对电气强度的影响一般比操作冲击下的要小：

（1）对约 1m 以内的间隙，影响很小。

（2）对大于 2m 的间隙，电气强度可用式（8.8-6）计算（适用于干状态）：

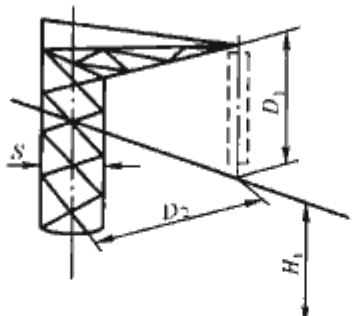
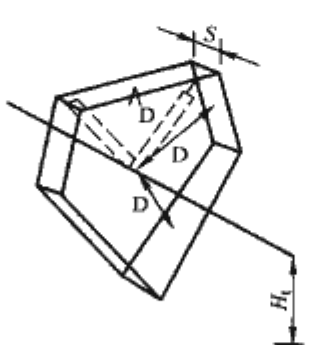
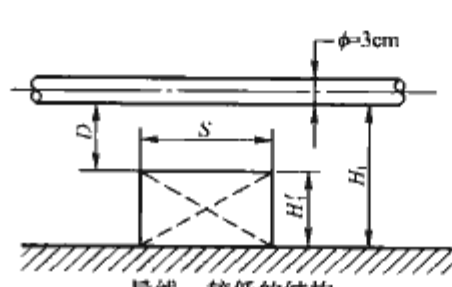
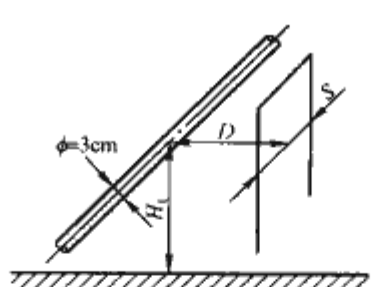
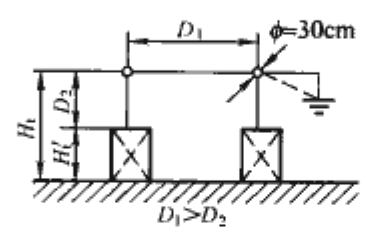
$$U_{50} = U_{50RP} (1.35K - 0.35K^2) \quad (8.8-6)$$

式中： $K$  为间隙系数（由操作冲击试验确定），见表 8.8-2。

（3）对于间隙距离在 1~2m 之间，式（8.8-6）可以采用。

（4）当存在绝缘子时，闪络电压与相对于基准情况（无绝缘子时的相同空气间隙）相比会显著降低，尤其是湿度较大时。

表 8.8-2 操作冲击击穿（相对地）的典型间隙因数  $K$

间隙形式	参 数	典型范围	参 考 值	
 导线—横担	$K$	1.36~1.58	1.45	
	$D_2/D_1$	1~2	1.5	
	$H_1/D_1$	3.34~10	6	
	$S/D_1$	0.167~0.2	0.2	
 导线—窗	$K$	1.22~1.32	1.25	
	$H_1/D$	8~6.7	6	
	$S/D$	0.4~0.1	0.2	
 导线—较低的结构	$K$	1.18~1.35	导线—板 1.15	导线—棒 1.47
	$H'_1/H_1$	0.75~0.75	0	0.909
	$H'_1/D$	3~3	0	10
	$S/D$	1.4~0.05	—	0
 导线—横向结构	$K$	1.28~1.63	1.45	
	$H_1/D$	2~10	6	
	$S/D$	1~0.1	0.2	
 纵向（棒—棒结构） $D_1 > D_2$	$K$	1.03~1.66	1.35	
	$H'_1/H_1$	0.2~0.9	0	
	$D_1/H_1$	0.1~0.8	0.5	

(5) 雨对空气间隙的影响可忽略，尤其是那些呈现最低电气强度的结构，但是雨会降低绝缘子的绝缘强度，特别是对裙间距离小的支柱绝缘子。

(6) 雨水加污秽会极大地降低绝缘强度，最严重的情况通常是由雾或小雨加上脏污的绝缘子引起的。

2.2.2 缓波前过电压的绝缘响应

在不同间隙距离  $d$  中，正极性的棒—板间隙的绝缘强度最低。对长度达 25m 以内的棒—板间隙正极性临界波前时间下的强度的试验数据  $U_{50RP}$  (kV 峰值, m) 可合理地由

式 (8.8-7) 近似表示

$$U_{50RP} = 1080 \ln(0.46d + 1) \tag{8.8-7}$$

对标准操作冲击，式 (8.8-8) 给出了较好的近似。

$$U_{50RP} = 500d^{0.6} \tag{8.8-8}$$

式 (8.8-7) 和式 (8.8-8) 适用于海平面 ( $H=0$ )，因此在采用绝缘配合程序时，要求进行海拔修正。

空气间隙中的绝缘子通常降低正极性缓波前冲击击穿强度。对于干燥的悬式绝缘子，影响较小；但对支柱绝缘子则影响可能是重要的。



对于其他的间隙结构,可采用表 8.8-1 给出的间隙因数

$$U_{50} = KU_{50RP} \quad (8.8-9)$$

当  $K \geq 1.45$  时,负极性下的击穿电压可能变得比正极性的要低。

对相间结构,可采用类似的间隙因数。但此时间隙因数不仅受间隙结构的影响,而且还会受到以负极性分量峰值除以负极性和正极性分量峰值之和得到的比率  $\alpha$  的影响。表 8.8-3 给出了  $\alpha = 0.5$  及  $\alpha = 0.33$  时常见的相间间隙几何布置下,间隙因数的典型值。

表 8.8-3 典型相间几何形状的间隙因数

结 构	$\alpha=0.5$	$\alpha=0.33$
环—环或大的光滑电极	1.80	1.70
交叉导线	1.65	1.53
棒—棒或导线—导线(沿跨距方向)	1.62	1.52
支持母线(附件)	1.50	1.40
非对称几何布置	1.45	1.36

### 2.2.3 快波前过电压的绝缘响应

在快波前冲击作用下,棒—板间隙结构的负极性击穿强度大大高于正极性下的值。另外,负极性下的间隙强度与间隙距离呈非线性关系,而在正极性下则是线性的。对 1m 至 10m 的棒—板间隙施加标准雷电冲击,正极性下绝缘强度的试验数据可近似为。

$$U_{50RP} = 530d \quad (8.8-10)$$

对于快波前雷电冲击,间隙因数  $K_{ff}^+$  可根据操作冲击间隙因数做如下近似表示。

$$K_{ff}^+ = 0.74 + 0.26K \quad (8.8-11)$$

为了估算架空线绝缘子串在负极性下的击穿强度,确定袭入到变电站的冲击波的幅值,可采用式 (8.8-12)。

$$U_{50RP} = 700d \quad (8.8-12)$$

式 (8.8-10) 和式 (8.8-12) 适用于海平面 ( $H=0$ ),因此在采用绝缘配合程序时,要求进行海拔修正。

表 8.8-4~表 8.8-6 为标准雷电冲击耐受电压和最小空气间隙、距离最小相对地空气间隙之间的最小相间空气间隙关系。

表 8.8-4 标准雷电冲击耐受电压和最小空气间隙距离之间的关系

标准雷电冲击耐受电压 (kV 峰值)	最小间隙距离 (mm)	
	棒—构架	导线—构架
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	800	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
875	2350	2200

续表

标准雷电冲击耐受电压 (kV 峰值)	最小间隙距离 (mm)	
	棒—构架	导线—构架
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

注 标准雷电冲击适用于相间和相对地。对于相对地,可采用导线—构架和棒—构架的最小间隙。对于相间,可采用棒—构架的最小间隙。

表 8.8-5 标准操作冲击耐受电压和最小相对地空气间隙距离之间的关系

标准操作冲击耐受电压 (kV 峰值)	最小相对地间隙距离 (mm)	
	导线—构架	棒—构架
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	3600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

表 8.8-6 标准操作冲击耐受电压和最小相间空气间隙距离之间的关系

标准操作冲击耐受电压			最小相间间隙距离 (mm)	
相对地 (kV)	相间值/相对地值	相间 (kV)	导线—导线 (平行)	棒—构架
750	1.5	1125	2300	2600
850	1.5	1275	2600	3100
850	1.6	1360	2900	3400
950	1.5	1425	3100	3600
950	1.7	1615	3700	4300
1050	1.5	1575	3600	4200
1050	1.6	1680	3900	4600
1175	1.5	1763	4200	5000
1300	1.7	2210	6100	7400
1425	1.7	2423	7200	9000
1550	1.6	2480	7600	9400

## 3 发电厂和变电站电气设备的绝缘配合

在对输变电设备进行绝缘配合时,需考虑不同设备的绝缘强度特性。绝缘强度特性受诸多因素影响,如:

- (1) 绝缘材料。
- (2) 作用电压的幅值、波形、持续时间和极性。
- (3) 绝缘中电场分布:均匀或非均匀电场,间隙附近的电极和它们的电位。
- (4) 绝缘的类型:气体、液体、固体或它们的组合;杂质含量和存在的局部均匀性。

(5) 绝缘的物理状态: 温度、湿度、压力和其他周围条件、机械应力, 等。

(6) 在应力、化学效应、导体表面作用等下的绝缘的变形。

在运行中所要求的设备的绝缘性能指标是以其可接受的预期故障率 ( $R_a$ ) 表征。对变电站设备, 由于过电压引起的可接受的故障率为 0.001/年~0.004/年; 对架空线路, 由于雷击引起的可接受的故障率为 (0.1~20)/100km·年 (高值适用于配电线路); 相应地由于操作过电压引起的可接受的故障率的范围每次操作为 (0.01~0.001)。对输变电设备的绝缘配合遵循图 8.8-1 所示的流程。

### 3.1 绝缘 (配合) 耐受电压

#### 3.1.1 持续 (工频) 电压和暂时过电压的绝缘配合

有关绝缘配合程序应考虑持续工频电压和暂时过电压对设备外绝缘污秽和内绝缘老化的影响。这涉及运行中实际过电压的幅值和持续时间以及设备绝缘对工频电压幅值/持续时间的耐受特性。

在预期寿命内, 设备上的相间持续工频运行电压取为最高系统电压  $U_s$ , 相对地则为  $U_s/\sqrt{3}$ 。可认为代表性的暂时过电压的持续时间和波形是标准短时 (1min) 工频波形。

在绝缘配合确定性法中, 配合短时耐受电压等于代表性暂时过电压; 当用统计程序, 且代表性过电压以幅值/持续时间分布频率给出时, 应确定满足性能指标的绝缘。

#### 3.1.2 缓波前过电压的绝缘配合

(1) 确定性法。首先是确定代表性操作过电压水平  $U_{os}$ , 配合耐受电压  $U_{cw}$  为  $U_{os}$  乘以配合因数  $K_c$ ;  $K_c \geq 1.15$ 。

1) 对于受避雷器保护的设备, 惯用过电压水平可取避雷器的操作冲击保护水平  $U_{ps}$ 。但过电压的统计分布可能发生严重偏斜、不对称的情况。和预期的缓波前过电压幅值相比, 避雷器的保护水平愈低, 偏斜愈明显。所以绝缘耐受强度或避雷器保护水平之值的小变化可能对故障率有大的影响。考虑到这一影响, 可根据  $U_{ps}$  对预期的相对地统计操作过电压  $U_{e2}$  (2% 值) 之比来估算电压修正因数  $K_{e2}$ 。图 8.8-2 给出了这种关系。

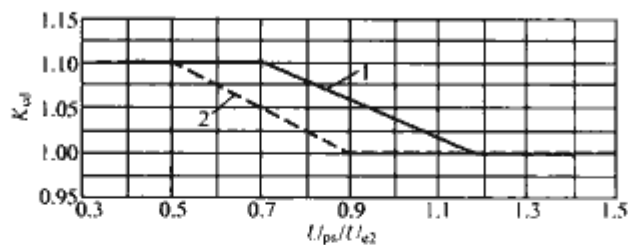


图 8.8-2 电压修正因数的估算

1—适用于避雷器保护水平的电压修正因数, 以获得相对地代表性的操作过电压水平 (也适用于纵绝缘); 2—适用于两倍避雷器保护水平的电压修正因数, 以获得相对地代表性的操作过电压

2) 对于不受避雷器保护的设备,  $U_{os}$  则取惯用的操作过电压水平; 或为过电压统计分布曲线上的截断值 ( $U_{e1}$  或  $U_{p1}$ )。

(2) 统计法。在使用的统计方法中, 首先需要根据技术经济分析及运行经验确定可接受的故障率。目前对缓波前过电压的绝缘配合采用的统计法是基于过电压的峰值。对于特定事件的相对地过电压的频率分布作了下述假定:

1) 对任何给定的过电压的波形, 除了最高峰值外, 其

他峰值都忽略。

2) 取最高峰值的波形和标准操作冲击的波形一样。

3) 取最高过电压峰值都为相同极性, 即是对绝缘最严的极性。

一旦过电压的频率分布及响应绝缘的击穿概率分布给定, 相对地的绝缘故障率可按式 (8.8-13) 计算

$$R = \int_0^{\infty} f(U) P(U) dU \quad (8.8-13)$$

式中:  $f(U)$  为过电压的概率密度;  $P(U)$  为冲击电压  $U$  作用下的绝缘闪络概率见图 8.8-3。

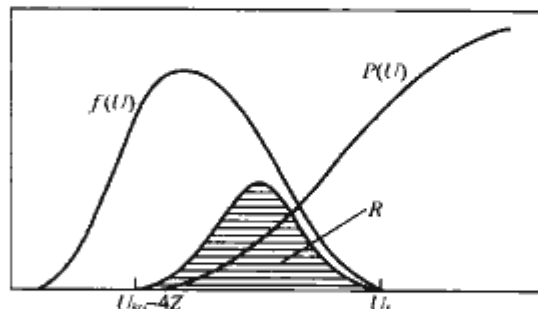


图 8.8-3 故障率的估算

$f(U)$  —用截断高斯或维泊尔函数表示的过电压出现的概率密度;  $P(U)$  —用修正的维泊尔函数表示的绝缘的放电概率;  $U_1$  —过电压概率分布的截断值;  $U_{50}-4Z$  —放电概率分布的截断值

如果出现多个独立峰值, 则一相的总的故障率可以按所考虑的全部峰值的故障率来计算。例如, 如果在特定的相上的一次操作冲击包含三个正的峰值, 引起的故障危险率分别是  $R_1$ 、 $R_2$  和  $R_3$ , 则对于切合操作的相对地的故障率是

$$R = 1 - (1 - R_1)(1 - R_2)(1 - R_3) \quad (8.8-14)$$

如果过电压分布基于相峰值法, 且三相中的绝缘是一样的, 则总的故障率为

$$R_{\Sigma} = 1 - (1 - R)^3 \quad (8.8-15)$$

如果使用事件峰值法, 则总的故障率为:  $R_{\Sigma} = R$ 。

对于  $M$  个相同的并联绝缘的故障率可由式 (8.8-16) 计算

$$R = M\Phi\left(\frac{U_{e50} - U_{50}}{\sqrt{S_e^2 + Z^2}}\right) \quad (8.8-16)$$

式中:  $M$  为同时受电压作用的绝缘数;  $\Phi$  为不截断高斯积分函数;  $U_{e50}$  为过电压分布平均值, kV, 其值为  $U_{e2} - 2S_e$ ;  $U_{50}$  为用耐受电压除以 (1-1.3Z) 确定的 50% 闪络电压, kV;  $S_e$  为过电压概率分布的惯用偏差, kV;  $Z$  为绝缘闪络概率的惯用偏差, kV。

(3) 简化统计法。若假定用各自曲线上的一个点能够确定过电压和绝缘强度的分布, 则根据冲击波的幅值可以用简化统计法。由过电压和设备绝缘强度统计分布曲线上确定统计操作过电压水平  $U_{e2}$  (大于或等于  $U_{e2}$  的概率为 2%),  $U_{os} = U_{e2}$  和绝缘的统计耐受电压  $U_{ws}$  (相应的耐受概率不低于 90%), 统计配合因数  $K_{cs} = U_{ws}/U_{e2}$ 。可接受的故障率  $R$  由图 8.8-4 中相应的曲线决定。

1) 相对地绝缘: 根据设备上的统计操作过电压水平或避雷器的操作冲击保护水平和设备的绝缘特性, 并取一定的配合因数  $K_c$  (一般  $K_c \geq 1.15$ );

2) 相间绝缘: 范围 I 设备的相间绝缘的操作冲击耐受电压与相对地的相同; 范围 II 设备的相间绝缘的操作冲击耐受电压等于相应的相对地绝缘的耐受电压乘以系数  $K_{pe}$ ; 通



常  $K_{pe} \geq 1.50$ 。

开关设备的纵绝缘,范围 I 的设备纵绝缘的操作冲击耐受电压一般等于相对地绝缘的耐受电压,但隔离断口的耐受电压可高于相应的相对地的数值;范围 II 的设备纵绝缘的操作冲击耐受电压由两个分量组成,一为相对地的操作冲击耐受电压,另一为反极性的工频电压,其幅值为  $\sqrt{2/3}U_m$ 。

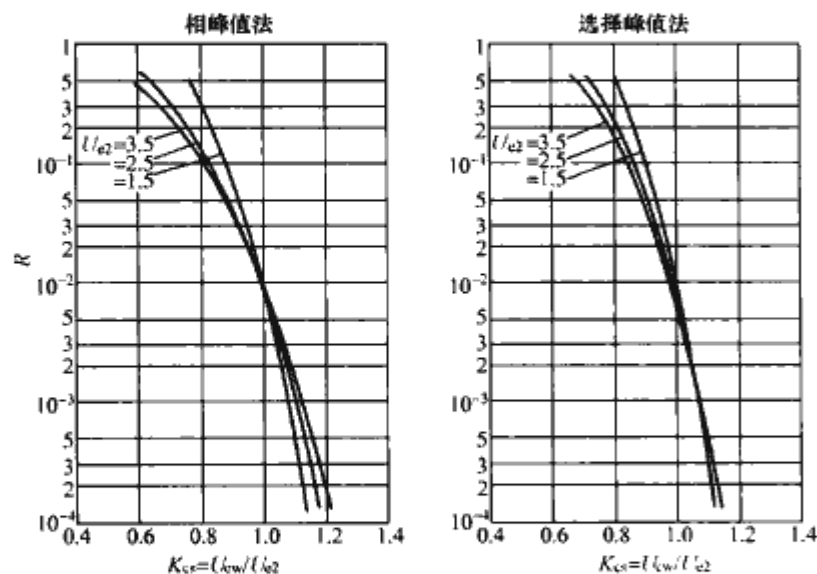


图 8.8-4 缓波前过电压下外绝缘的故障率  $R$  与统计配合因数  $K_{cs}$  的关系

### 3.1.3 快波前过电压的绝缘配合

根据目前实际使用情况,快波前过电压的绝缘配合均采用确定性(惯用)法。此时,代表性过电压通常取避雷器的雷电冲击保护水平  $U_{pl}$ 。其相对地和相间绝缘的配合耐受电压  $U_{cw}$  等  $U_{pl}$  乘以配合因数  $K_c$ 。 $K_c$  按下列情况选取:

- (1) 当避雷器紧靠被保护设备时,  $K_c \geq 1.25$ 。
- (2) 当避雷器不紧靠被保护设备时,  $K_c \geq 1.40$ 。

对开关设备的纵绝缘,范围 I 的设备纵绝缘的雷电冲击耐受电压一般等于相对地绝缘的耐受电压,但隔离断口的耐受电压可高于相应的相对地的数值(高 15% 左右);范围 II 的设备的设备纵绝缘的雷电冲击耐受电压由两个分量组成,一为相对地的雷电冲击耐受电压,另一为反极性的工频电压,其幅值为  $(0.7 \sim 1.0)\sqrt{\frac{2}{3}}U_m$ 。

## 3.2 绝缘的要求耐受电压

在规定的标准型式试验条件和标准参考大气下检验要求耐受电压,应考虑可能降低运行中绝缘强度的所有因素以使在安装处设备的寿命期间满足绝缘(配合)耐受电压。为此,应当考虑两个典型的校正因数:

- (1) 与大气条件有关的校正因数  $K_a$ 。
- (2) 考虑绝缘的实际运行条件和标准耐受试验中的条件之间的差别的校正因数(称安全因数)  $K_s$ 。

### 3.2.1 大气校正因数 $K_a$

对于内绝缘可以假定大气条件不影响其绝缘特性;对于外绝缘耐受电压的大气条件校正可按 GB/T 16927.1 进行。对于绝缘配合,湿度的影响较小。对于干和湿两种绝缘仅需考虑设备安装处海拔的空气压力。因此,大气条件校正因数即为海拔校正因数  $K_a$ , 见式 (8.8-17)。

$$K_a = e^{\frac{H}{8150}} \quad (8.8-17)$$

式中:  $H$  为超过海平面的高度, m。

对雷电冲击耐受电压以及空气间隙和清洁绝缘子的短时工频耐受电压,  $m=1.0$ ; 对操作冲击耐受电压,  $m$  见图 8.8-5。

应当指出,我国 GB 38.1 根据我国经验给出的海拔校正

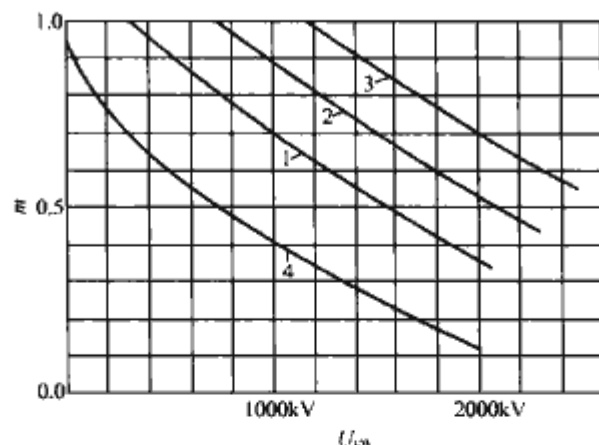


图 8.8-5 指数  $m$  与操作冲击耐受电压  $U_{cw}$  的关系

1—相对地绝缘; 2—纵绝缘; 3—相间绝缘;  
4—棒—板间隙(标准间隙)

因数公式为:

$$K_a = \frac{1}{1.1 - H \times 10^{-4}} \quad (8.8-18)$$

该公式适用于海拔  $1000\text{m} < H \leq 4000\text{m}$ 。与电压类型无关,即在某一海拔高度,工频电压、雷电冲击和操作冲击  $K_a$  均是一个数值,这样的校正有不合理的地方,特别是对超(特)高压线路和设备外绝缘在缓波前过电压下的校正。

### 3.2.2 安全因数 $K_s$

安全因数  $K_s$  综合考虑了:由于热、电、化学、机械等的综合作用给设备电气绝缘造成的老化;生产和装配的分散性;耐受电压的偏差等。

推荐的安全因数为:对内绝缘:  $K_s = 1.15$ ; 对外绝缘:  $K_s = 1.05$ 。

## 3.3 标准(额定)耐受电压

对要求耐受电压计算值按规定从 GB 38.1 的 5.1 和 5.2 选取相应的标准值,并考虑电压换算因数后即得到标准绝缘水平。

表 8.8-7 和表 8.8-8 分别对电压范围 I 和范围 II 规定了标准绝缘水平  $U_w$ 。范围 I 设备的标准绝缘水平是额定雷电冲击耐受电压和额定短时工频耐受电压两者的组合(操作冲击耐受电压已分别换算至雷电冲击和短时工频耐受电压);范围 II 设备的标准绝缘水平则是额定雷电冲击耐受电压和额定操作冲击耐受电压的组合(持续和短时工频耐受电压已分别换算至雷电冲击和操作冲击耐受电压)。

对特定设备最高电压在表 8.8-8 中选取标准操作冲击耐受电压时宜作以下考虑:

(1) 对用避雷器保护操作过电压的设备。暂时过电压的期望值;已有避雷器的特性;设备的操作冲击耐受电压和避雷器保护水平之间的配合因数。

(2) 对不受避雷器保护操作过电压的设备。有关在安装点出现过电压的可能范围内破坏性放电的可接受的故障率;通常认为是经济的、通过仔细选择操作装置和在系统设计时可得过的过电压控制程度。

在表 8.8-8 中选取与特定的标准操作冲击耐受电压相关联的标准雷电冲击耐受电压时宜作以下考虑:

(1) 对于受临近避雷器保护的设备,宜取较低的雷电冲击耐受电压。选取时应考虑避雷器能够达到的雷电冲击保护水平和操作冲击保护水平之比值和适当的裕度。

(2) 对无避雷器保护的设备,应采用较高的雷电冲击耐受电压。这些数值是根据设备(如断路器、隔离开关、互感器等)外绝缘的雷电和操作冲击耐受电压的典型比值决定的。这样,绝缘设计将主要由外绝缘耐受操作冲击试验电压

的能力确定。

(3) 在少数极端情况下, 须采用更高的雷电冲击耐受电压, 此值宜从 GB38.1 的 5.2 条标准系列值中选取。

表 8.8-7 电压范围 I 的设备的标准绝缘水平 kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时工频耐受电压 (有效值)
		系列 I	系列 II	
3	3.6	20	40	18
6	7.2	40	60	25
10	12.0	60	75 90	30/42 <sup>③</sup> ; 35
15	17.5	75	95 105	40; 45
20	24.0	95	125	50; 55
35	40.5	185/200 <sup>①</sup>		80/95 <sup>②</sup> ; 85
66	72.5	325		140
110	126	450/480 <sup>①</sup>		185; 200
220	252	(750) <sup>②</sup>		(325) <sup>②</sup>
		850		360
		950		395
		(1050) <sup>②</sup>		(460) <sup>②</sup>

注 系统标称电压 3~15kV 所对应设备的系列 I 的绝缘水平, 在我国仅用于中性点直接接地系统。

① 该栏斜线之下数据仅用于变压器类设备的内绝缘。

② 220kV 设备, 括号内的数据不推荐采用。

③ 为设备外绝缘在干燥状态下之耐受电压。

表 8.8-8 电压范围 II 的设备的标准绝缘水平 kV

系统标称电压 (有效值)	设备最高电压 (有效值)	额定操作冲击耐受电压 (峰值)					额定雷电冲击耐受电压 (峰值)		额定短时工频耐受电压(有效值)
		相对地	相间	相间与相对地之比	纵绝缘②		相对地	纵绝缘	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10③
330	363	850	1300	1.50	950	850 (+295)①	1050	见 8.3.1 规定	(460)
		950	1425	1.50		1175	(510)		
500	550	1050	1675	1.60	1175	1050 (+450)①	1425		(630)
		1175	1800	1.50		1550	(680)		
						1675	(740)		
750	800	1425	2420	1.70	1550	1425 (+650)①	1950		(900)
		1550	2635	1.70		2100	(960)		
1000	1100	1675	2510	1.50	1800	1675 (+900)①	2250		(1100)/
		1800	2700	1.50		2400	(1200)		

① 栏 7 中括号中之数值是加在同一极对应端子上的反极性工频电压的峰值。

② 绝缘的操作冲击耐受电压选取栏 6 或栏 7 之数值, 决定于设备的工作条件, 在有关设备标准中规定。

③ 栏 10 括号内之短时工频耐受电压值, 仅供参考。

试验换算因数: 某类绝缘耐受各种试验电压的能力存在一定的概略关系。因此, 可在要求的耐受电压之间进行换

算, 引入试验换算因数  $K_i$ 。范围 I 和范围 II 的  $K_i$  分别列于表 8.8-9 和表 8.8-10。这些换算因数均适用于设备的相对地、相间和纵绝缘。

表 8.8-9 范围 I 内由要求的操作冲击耐受电压换算成短时工频和雷电冲击耐受电压的试验换算因数

绝 缘	短时工频耐受电压 <sup>①</sup>	雷电冲击耐受电压
外绝缘		
空气间隙和清洁的绝缘子, 干状态:		
相对地	$0.6+U_{rw}/8500$	$1.05+U_{rw}/6000$
相间	$0.6+U_{rw}/12\ 700$	$1.05+U_{rw}/9000$
清洁的绝缘子, 湿状态	0.6	1.3
内绝缘		
GIS	0.7	1.25
液体浸渍绝缘	0.5	1.10
固体绝缘	0.5	1.00

① 试验换算因数包括由峰值变换成方均根值的因数  $1/\sqrt{2}$ ,  $U_{rw}$  是要求的操作冲击耐受电压 (kV)。

表 8.8-10 范围 II 内由要求的短时工频耐受电压换算成操作冲击耐受电压的试验换算因数

绝 缘	操作冲击耐受电压
外绝缘	
空气间隙和清洁的绝缘子, 干状态	1.4
清洁的绝缘子, 湿状态	1.7
内绝缘	
GIS	1.6
液体浸渍绝缘	2.3
固体绝缘	2.0

注 试验换算因数包括由方均根值变换成峰值的因数  $\sqrt{2}$ 。

## 4 用型式试验确定绝缘的耐受能力

### 4.1 总的要求

对各类设备均应在干燥状态下进行相应的额定耐受电压试验。对户外绝缘还应进行淋雨状态下的短时工频或操作冲击耐受电压试验。但如已知在干或湿条件下, 绝缘的破坏性放电电压较低, 则可只在该条件下进行试验。

如果试验时的大气条件与标准参考大气条件不同, 则设备外绝缘的试验电压应按规定进行校正。

所有的冲击耐受电压一般以两种极性进行试验。但如果已证明在某种极性下, 绝缘的破坏性放电电压较低时, 则允许只在该极性下进行试验。

### 4.2 试验程序

#### 4.2.1 短时工频耐受电压试验

短时工频耐受电压试验是对绝缘施加一次相应的额定耐受电压 (有效值), 其持续时间为 1min。除非在有关设备标准中另有规定, 如果在试验过程中设备绝缘没有发生破坏性放电, 则认为通过试验; 而在湿试验过程中, 如果仅在自恢复绝缘上发生一次破坏性放电, 则可重复试验一次, 若不再



发生破坏性放电,则认为通过试验。短时工频耐受电压试验包括频率达数百赫兹而持续时间不超过1min的试验。

#### 4.2.2 冲击耐受电压试验

冲击耐受电压试验是对绝缘施加规定次数和规定值的冲击电压。需要施加较多次数的冲击电压,以检验在可接受的置信度下实际的统计耐受电压不低于额定冲击耐受电压。在GB 38.1中针对不同绝缘类型推荐了四种冲击耐受电压试验。

(1) 3/0 冲击耐受电压试验。对被试设备施加3次额定冲击耐受电压,不允许发生破坏性放电(耐受概率 $P_w$ 为100%)。本试验相应于绝缘配合的确定性(惯用)法,适用于非自恢复绝缘为主的设备。

(2) 15/2 冲击耐受电压试验。对被试设备施加15次额定冲击耐受电压,如在自恢复绝缘中的破坏性放电不超过2次,而在非自恢复绝缘中未出现破坏性,则认为设备通过了试验。本试验适用于由非自恢复绝缘和自恢复绝缘组成的复合绝缘的设备。在有的设备标准中,如断路器,规定若在最后5次冲击中发生1次破坏性放电,则要再追加5次冲击,此时,不允许再出现破坏性放电。若2次破坏性放电均出现在最后5次冲击中,则设备没有通过本试验。

(3) 3+9 冲击耐受电压试验。对被试设备施加3次额定冲击耐受电压,若在非自恢复绝缘上未出现破坏性放电,而仅在自恢复绝缘上发生1次破坏性放电,则再追加9次冲击,如不再发生破坏性放电,则认为设备通过了试验。本试验适用于由非自恢复绝缘和自恢复绝缘组成的复合绝缘的设备。

(4) 50%破坏性放电试验。本试验是在高于额定冲击耐受电压下进行的。对被试设备施加一定次数的冲击电压以得到绝缘的50%破坏性放电电压 $U_{50}$ 和变异系数 $z$ , $U_{50}$ 应不低于额定冲击耐受电压乘以 $1/(1-1.3z)$ 。对空气绝缘 $z$ 一般为:操作冲击时 $z=0.06$ ;雷电冲击时 $z=0.03$ 。由于要求多次破坏性放电,故本试验只适用于自恢复绝缘。

有两种试验方法可确定50%放电电压值:

- 1) 多级法:电压级数 $n \geq 4$ ,每级冲击次数 $m \geq 10$ 。
- 2) 升降法:每级冲击次数 $m=1$ ,有效冲击次数 $n \geq 20$ 。

## 5 对架空线路的特殊考虑

尽管架空线路绝缘的绝缘配合遵循绝缘配合的一般原则,但应考虑下面的特殊情况:当设计使用自由摆动的绝缘子时,空气间隙的绝缘强度应当考虑到导线的移动;绝缘子标准规定的绝缘子单元的尺寸不涉及设备的最高电压或最高系统电压。因此,绝缘配合程序最后是确定要求耐受电压 $U_{rw}$ ;架空县的绝缘性能对变电站的绝缘性能具有大的影响。由于雷电引起的输电线路事故率主要取决于重合闸操作的频率,变电站附近的雷电特性决定了袭入到变电站的快波前过电压的频率。

### 5.1 运行电压和暂时过电压的绝缘配合

对严重污秽地区,运行电压和暂时过电压决定所需要的绝缘子串的长度和绝缘子单元的形状。在接地故障因数等于或低于1.3的中性点直接接地系统中,通常设计绝缘子使其耐受相对地最高系统电压就足够了。对于更高的接地故障因数尤其使在中性点绝缘或谐振接地系统中,可能需要考虑暂时过电压。

对于自由摇摆绝缘子,必须要考虑到,间隙距离应在极端摇摆条件下确定。

### 5.2 缓波前过电压的绝缘配合

对架空线路有意义的缓波前过电压是接地故障过电压,合闸和重合闸过电压。当确定可接受的故障率时必须考虑:由接地故障过电压引起的绝缘事故导致双相对地故障;由于重合闸过电压引起的绝缘事故导致重合闸失败。

### 5.3 雷电过电压的绝缘配合

对架空线路的雷电特性取决于各种因素,其中最重要的是:雷电对地闪络密度;架空线路的高度;导线的布置;受屏蔽线的保护;杆塔接地;绝缘强度。

对于配电线路,其雷电特性主要由对地闪络的密度和线路的高度来确定;对于输电线路,感应电压可忽略,仅由线路上的直击雷确定雷电特性。

## 参 考 文 献

- [1] 中华人民共和国电力工业部. DL/T 620—1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合[S]. 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [2] 国家技术监督局. GB/T 2900.19—1994 电工术语 高电压试验技术和绝缘配合[S]. 北京: 中国标准出版社, 1994.
- [3] 要焕年, 曹梅月. 电力系统谐振接地[M]. 北京: 中国电力出版社, 2000.
- [4] 解广润. 电力系统过电压[M]. 北京: 水利电力出版社, 1988.
- [5] 电机工程手册, 2 版. 电力系统卷[M]. 北京: 机械工业出版社, 1996.
- [6] 李福寿. 中性点非有效接地电网的运行[M]. 北京: 水利电力出版社, 1993.
- [7] 施围, 邱毓昌, 张乔根. 高电压工程基础[M]. 北京: 中国机械出版社, 2006. 8.
- [8] 张纬铎, 何金良, 高玉明. 过电压防护及绝缘配合[M]. 北京: 清华大学出版社, 2002. 5.
- [9] 邱毓昌. GIS 装置及其绝缘技术[M]. 北京: 水利电力出版社, 1994.
- [10] 刘振亚. 特高压电网. 北京: 中国经济出版社, 2005. 10.
- [11] 徐国政, 张节容, 钱家骊, 等. 高压断路器. 北京: 清华大学出版社, 2000. 10.
- [12] GB 311.1—1997 高压输变电设备的绝缘配合. 北京: 中国标准出版社, 1997.
- [13] GB/T 311.2—2002 绝缘配合 第2部分 高压输变电设备的绝缘配合 使用导则. 北京: 中国标准出版社, 2003.
- [14] GB/T 16927.1—1997 高电压试验技术 第1部分 一般试验要求. 北京: 中国标准出版社, 1997.
- [15] DL/T 620—1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合. 北京: 中国电力出版社, 1997.
- [16] IEC 60071-1; 2006 Insulation co-ordination Part 1: Definitions, principles and rules
- [17] IEC 60071-2; 1996 Insulation co-ordination Part 2: Application guide.



## 第9篇 输变电系统的电磁环境

主编单位：清华大学

国网电力科学研究院

主 编：何金良 曾 嵘 张 波 余占清

编写人员：何金良（清华大学）

曾 嵘（清华大学）

张 波（清华大学）

余占清（清华大学）

万保权（国网电力科学研究院）

袁智勇（清华大学）

张 贇（清华大学）

李 雨（清华大学）

陈 凡（清华大学）

李 伟（清华大学）





# 第1章 概述

输变电系统分布与生活生产紧密相关,其电磁环境问题受到了众多的关注。一方面,随着科学技术的发展和生活水平的不断提高,人们对电磁环境的要求越来越高。另一方面,随着电力系统一次系统电压等级和输送能量的提高,稳态运行和暂态过程产生的电磁骚扰的能量不断提升,输变电系统的电磁环境问题更加严重。随着电力系统自动化程度逐步提高,电子和微电子设备比例的增加为输变电系统电磁环境提出了更高的要求。电磁环境在输变电系统设计、建造和运行中的重要性不断提高。

处于同一电力系统中的各种电气设备通过电的或磁的联系彼此紧密相连,相互影响。由于运行方式的改变、故障、开关操作等引起的电磁振荡会波及很多电气设备,使这些设备的工作性能受到影响,甚至遭到破坏。即使在正常的运行状态下,某些整流设备及非线性元件等产生的谐波也会危害其他设备,因此,电力系统内部存在着大量的电磁兼容(EMC)问题。可以把电力系统电磁兼容问题归结为三个方面:①输变电工程的电磁环境问题;②变电站电磁兼容技术问题;③电能质量问题(如电力系统谐波问题)。

输变电系统的电磁环境比较复杂,从产生原因上讲,可以分为稳态运行产生的电磁环境和暂态过程产生的电磁环境。稳态运行产生的电磁环境主要包括直流电场和磁场、工频电场和磁场、电力系统谐波和电晕产生的无线电发射等问题。暂态电磁环境主要由雷击、操作和故障等原因引起。这几个因素都是输变电系统设计、建设和运行过程中需要特别考虑的问题。

根据输变电系统场源频率范围,大致可将电磁环境分为五类:

(1) 直流电场和磁场,主要存在于直流输变电设备附近。

(2) 工频及音频电场和磁场(50Hz及其较低次谐波分量),主要是交流输变电系统工作产生的电场和磁场。

(3) 甚低频场(30kHz以下),它包括高压交、直流输电中的特高次谐波等,雷电也可列在此范围内。

(4) 载频场(30~300kHz),如直流输电系统中阀片开断产生的电磁能量。

(5) 射频、视频电磁场(0.3~300MHz),如输电线电

晕放电、操作产生的暂态电磁环境等。

(6) 微波骚扰(0.3~300GHz),它包括特高频、超高频、极高频骚扰,如气体绝缘变电站开关操作产生的暂态电磁场。

以上五类场源都会通过传导(包括电感性、感性、容性耦合)和辐射两种途径对电力系统内部设备和附近的系统产生影响。输变电系统电磁环境产生的影响包括三个方面:①对二次系统的影响;②对人和生物的影响;③对输变电系统附近存在的其他设备或系统的影响。

输电线路覆盖面积广,输电走廊内情况复杂。为保证出现在其中的人、动物和其他系统的安全,必须保证输电线路附近的电磁环境符合特定的要求。变电站和换流站是一次设备和二次设备最集中的场所。一次回路中的开关操作,雷电流及短路电流在接地网上引起的电位升高,甚至二次回路中电缆之间的电磁耦合都会对二次回路产生干扰。而其中电磁环境对工作人员的影响也是尤其需要注意的。为了保证设备和人身安全,国内外众多机构对输变电系统电磁环境的影响进行了研究,并提出了有效的电磁环境标准和限值。

电力系统的电磁干扰问题非常突出,以固态设备、计算机和微处理机为基础的控制与信号系统的使用不断增加,导致一些与干扰控制有关的特殊问题。从发、变电站不同测控仪器和设备发送的通过长电缆传输的低幅值电信号,当它们到达接收端时,可能发生信号的畸变。这种畸变一般是由信号源或沿电缆传输过程中引起的。接收信号中的干扰信号能引起测量和控制功能的误差,在特殊情况下会损坏设备,这将导致系统停止工作,造成巨大的经济损失。弱电系统中的设备,包括继电保护、控制、信号、通信、监测等仪器和仪表都属于弱电设备,特别是电子和微电子装置,其耐压水平和抗干扰能力都比较弱,如不采取措施,危害电力系统的安全可靠运行。

本篇将分别对交流输电线路、变电站、直流输电系统的电磁环境进行分析;对低频电磁场生态效应这个受关注程度较高的问题进行单独介绍;为了方便工程实用,本篇特别对电磁环境测试及试验技术、电磁环境标准及限值进行了总结,并阐述了目前主要的输变电系统的电磁兼容技术。

## 第2章 交流输变电系统的电磁环境

### 1 输电线路的工频电磁环境

#### 1.1 地面电场

在交流架空输电线路附近,存在着工频的电场和磁场,对生态环境产生影响。随着电压等级和输送容量的提高,影响的程度也日益增加。除了影响电信线和无线电设施外,也会在人、畜和其他物体上感应出电压和电流,产生影响。工频电场由于影响的范围较大,特别是500kV及以上电压等级架空输电线路的兴建,受到了普遍的重视。近20年来,世界各国进行了大量的试验研究,取得了较大的成果,有的已制定了标准和导则。我国也做了不少试验研究和分析,对500kV和330kV的架空输电线路和变电站进行了现场实测,积累了经验和数据,基本上完成了制定我国标准的技术准备工作。

架空输电线路附近的静电场是由导线上的电荷形成的,超高压线路采用分裂导线,导线电荷和地面电场强度都因此而增加。一般来说,220kV及以下电压等级的架空输电线路不致出现较大的电场影响,对330kV及以上电压的架空输电线路,就必须考虑静电感应问题。图9.2-1所示为不同电压等级的输电线路在地面产生的电场分布。

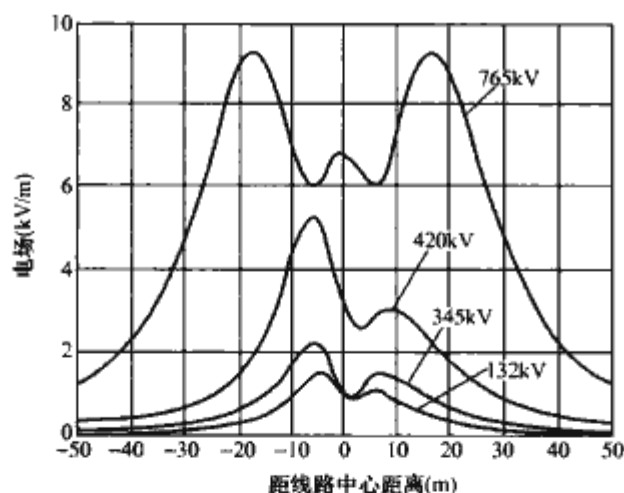


图 9.2-1 不同电压等级的输电线路在地面产生的电场分布

电场的影响程度取决于电场强度、被感应物体的对地电容及对地绝缘状况、四周环境的屏蔽效应等,其中电场强度是最基本的参数。架空输电线路下的电场强度在离地2m的范围内比较均匀,通常以离地1m高处的未畸变电场强度(有效值)作为量度地面场强的标准。

工频电场还有可能会引起线路附近可燃物的着火和爆炸,在与线路平行接近的架空输电线路和金属栅栏上产生较高的感应电压,也可能使某些灵敏设备(例如心脏起搏器)的工作受到干扰。因此,必须采取相应的安全防护措施,如禁止车辆在线路附近加油,将接近的金属体接地等。

##### 1.1.1 电场强度的计算

这里涉及的计算主要针对地面平坦、导线呈水平状态、线路下面没有任何物体的理想电场强度。按上述理想情况并

假设送电线路为无限长且与地面平行,地面为良导体(电阻率小于 $10^5 \Omega \cdot m$ ),则空间场强可简化为二维场计算。

导线上的电荷 $Q$ 可用电压和电位系数 $\alpha$ 的麦克斯韦方程式求得

$$[Q] = [\alpha]^{-1}[U] \quad (9.2-1)$$

$i$  导线上的电荷在线下空间任意点 $p$ 产生的电场强度 $\vec{E}_p$ 的计算,如图9.2-2所示

$$\vec{E}_p = E_{pvi} + jE_{phi} \quad (9.2-2)$$

$$E_{pvi} = \frac{Q_i}{2\pi\epsilon} \left[ \frac{H_i - y}{(H_i - y)^2 - (x_i - x)^2} + \frac{H_i + y}{(H_i + y)^2 + (x_i - x)^2} \right] \quad (9.2-3)$$

$$E_{phi} = \frac{Q_i}{2\pi\epsilon} \left[ \frac{S_i - x}{(H_i - y)^2 + (x_i - x)^2} - \frac{S_i + x}{(H_i + y)^2 + (x_i - x)^2} \right] \quad (9.2-4)$$

式中: $E_{pvi}$ 、 $E_{phi}$ 分别为 $E_p$ 垂直和平行地面的分量; $+Q_i$ 、 $-Q_i$ 分别为 $i$ 导线及其镜像上单位长度的电荷; $x$ 、 $y$ 为 $p$ 点的平面坐标; $x_i$ 为 $i$ 导线的 $x$ 坐标,m; $H_i$ 为 $i$ 导线的对地高度,m。

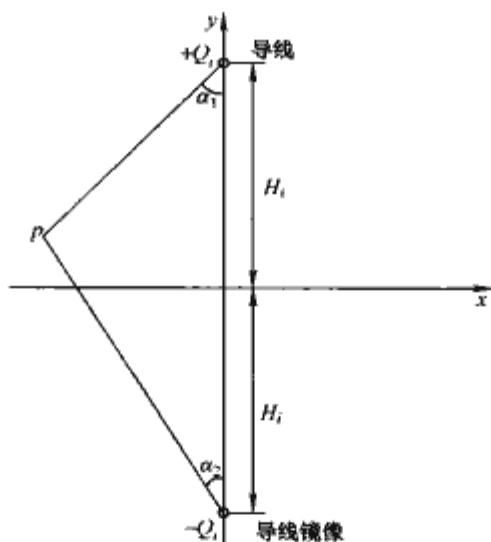


图 9.2-2 线下任意点电场强度计算参数图

对于 $n$ 相导线在空间 $p$ 点产生的场强,采用叠加原理则得

$$E_{pv} = \sum_{i=1}^n E_{pvi} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{2\pi\epsilon} \left[ \frac{H_i - y}{(H_i - y)^2 - (x_i - x)^2} + \frac{H_i + y}{(H_i + y)^2 + (x_i - x)^2} \right] \quad (9.2-5)$$

$$E_{ph} = \sum_{i=1}^n E_{phi} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{2\pi\epsilon} \left[ \frac{S_i - x}{(H_i - y)^2 + (x_i - x)^2} - \frac{S_i + x}{(H_i + y)^2 + (x_i - x)^2} \right] \quad (9.2-6)$$

##### 1.1.2 影响工频场强的因素

从上述工频电场强度的计算可知,空间某点电场强度值与每根导线上电荷的数量以及该点与导线之间的距离有关;导线上的电荷多少,除与所加电压有关外,还与导线的几何位置及其尺寸有关。因此,导线的布置形式、对地距离和相间距离、分裂根数以及双回路时两回路间电压的相序等,都



直接影响线下电场强度的分布和大小。

(1) 地线的影响。接地的地线对电场强度的影响程度与地线离相导线的距离以及相导线离开地面的高度有关。根据对单回路水平排列的几种 500kV 交流输电线路的电场强度计算来看, 没有架空地线时的地面电场强度比有地线时的增加约 1.3%~2%, 影响很小。

(2) 导线离地高度的影响。图 9.2-3 给出了单回路水平布置的 1200kV 交流线路(导线采用  $6 \times 630\text{mm}^2$ , 相间距 19m) 在相导线离地不同高度的情况下, 地面上 1m 的电场强度横向分布曲线。图 9.2-3 中曲线从上到下依次对应导线对地距离分别为 18、22、28、34m。从图 9.2-3 可见, 电场强度随导线离地高度的增加而减小, 这与超高压输电线路的情况一样。利用这一关系, 可以通过抬高导线对地高度来减小地面电场强度, 例如, 若要求导线下方地面上 1m 的最大电场强度小于 10kV/m, 相导线对地最小高度需要 22m, 而对于水平排列的 500kV 线路, 只需要约 11m。同时还可以看到, 当导线对地距离不大时, 增加导线对地距离, 地上 1m 的电场强度减小得很显著; 随着导线对地距离的增加, 电场强度减小的程度逐渐缓慢。因此, 当导线对地距离增加到一定程度, 再靠抬高导线来减小地面附近的电场强度, 经济投入会比较大。

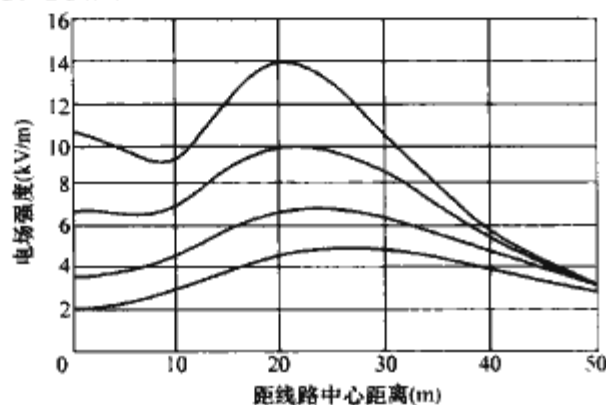


图 9.2-3 单回水平布置 1200kV 线路导线对地不同高度时电场强度的横向分布

(3) 相间距离的影响。图 9.2-4 给出了 500kV 单回路水平布置线路的相导线距离地面 10m, 相间距离不同时, 离地 1m 处的电场强度横向分布曲线。减小相间距离时, 场强值和场强大于 5kV/m 与 3kV/m 的范围都相应减小, 但场强的减小程度没有增加对地距离的效果大。例如, 在相间距离为 14~10m 的区间内, 相间距离每减小 1m, 场强值仅减小 0.19~0.3kV/m。但如果大幅度地减小相间距离, 如采用 V 形绝缘子串, 还是能比较明显地减小线下场强值。

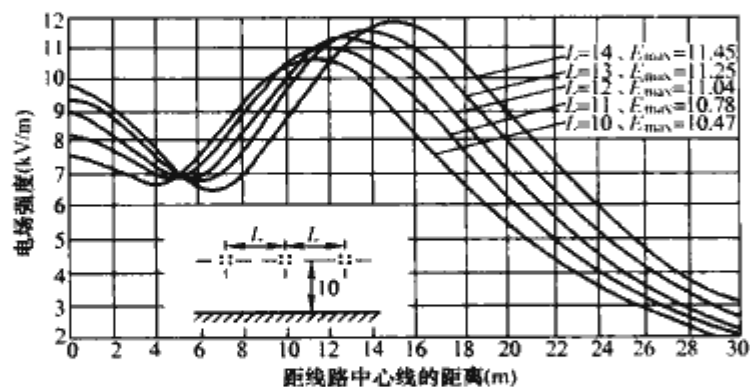


图 9.2-4 单回水平布置 500kV 输电线路在不同相间距离时的电场强度横向分布

(4) 分裂导线的根数、分裂间距和导线直径的影响。图 9.2-5 给出了 500kV 单回路水平布置线路的相间距离和对地高度分别为 14m 和 10m, 每相导线总截面基本相同而分裂

导线的根数不同时, 电场强度的横向分布图。

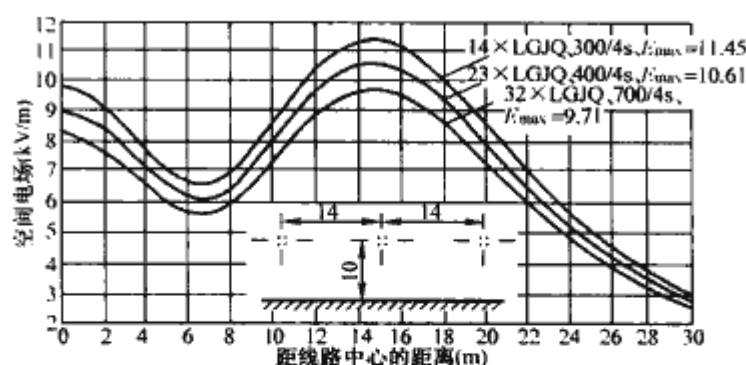


图 9.2-5 单回水平布置 500kV 输电线路导线分裂数不同时电场强度横向分布

由图 9.2-5 可见, 减少分裂导线的根数, 能比较明显地减小地面场强, 例如, 当每相导线由  $4 \times \text{LGJQ}300\text{mm}^2$  改为  $3 \times \text{LGJQ}400\text{mm}^2$  和  $2 \times \text{LGJQ}700\text{mm}^2$  时, 离地 1m 的场强将由 11.45kV/m 分别减小至 10.61kV/m 和 9.71kV/m, 场强分别减小了 0.85kV/m 和 1.74kV/m。但减少分裂导线根数, 可能使导线表面场强增大, 使无线电干扰和可听噪声增加。

通过计算可以分析子导线直径变化对线下场强的影响, 例如, 导线由  $4 \times \text{LGJQ}300\text{mm}^2$  改为较粗的导线  $4 \times \text{LGJQ}400\text{mm}^2$  时, 离地 1m 的场强仅增加 0.09kV/m; 改用较细的导线  $4 \times \text{LGJQ}240\text{mm}^2$  时, 场强仅减小 0.05kV/m。由此可见, 子导线直径变化对线下空间场强的影响不大。这是因为分裂导线对空间场强值的影响主要取决于分裂导线的等效直径, 而对等效直径的大小起主要作用的是分裂间距和分裂根数, 子导线直径对分裂导线等效直径的影响不如前两个因素明显。

(5) 导线布置形式的影响。图 9.2-6 给出了 1200kV 交流输电线路在导线结构和最下面的导线对地距离相同时, 单回水平和三角排列、双回逆相序和同相序排列时, 线下地面电场强度的横向分布图。图 9.2-6 中曲线对应的相导线对地最小距离为 18m。采用单回水平和三角排列、双回逆相序和同相序排列时, 地面最大场强分别为 14、13.7、12.9、17.4kV/m, 出现最大场强的点离线路中心的距离分别为 21、14、14、9m。在单回路的两种排列方式中, 三角形排列对减小最大场强和高场强区的效果较好; 在双回路的两种排列方式中, 逆相序排列对减小最大场强和高场强区的效果较好。

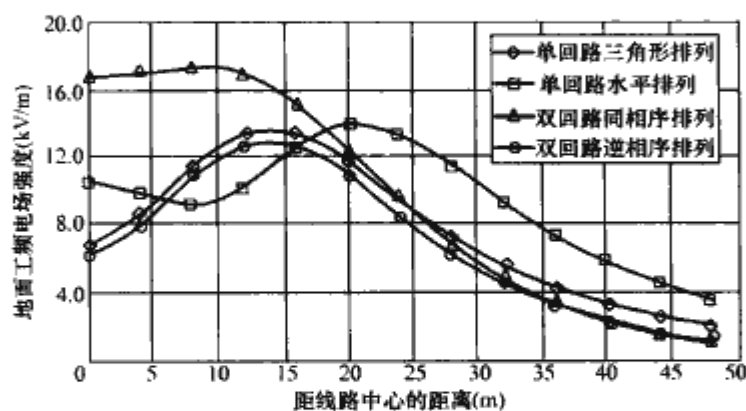


图 9.2-6 1200kV 线路采用不同排列方式时的电场强度横向分布

由此可见, 在线路设计中选择导线布置方式时, 在单回路中采用三角形布置, 在双回路中采用逆相序布置, 对减小线下最大场强和节省线路走廊都有利。

需要指出, 在双回路中采用逆相序布置导线时, 会使导



线表面场强有所增加,这将使无线电干扰、可听噪声和电晕损失稍有增加,在线路设计时应该综合考虑。

### 1.1.3 电场强度限值

输电线路附近电场对生态环境存在着严重的影响,因此各国对线路附近电场都做了规定,详见本篇第6章。

## 1.2 地面磁场

当输电线路的导线中有电流通过时,就会在周围产生磁场。磁场具有一些与电场不同的特性:①磁场强度的大小只与电流有关,而与电压无关;②50Hz的工频磁场很容易穿透大多数物体(如建筑物和人),且不会受到这些物体存在的干扰。

交流输电线路的三相电流大小相等,相位互差 $120^\circ$ ,因而在离开导线较远的地方,一般可以认为三相电流产生的磁场相互抵消为零,而在线路附近则会对生态环境造成影响。图9.2-7所示为不同电压等级的输电线路在地面产生的磁场分布。

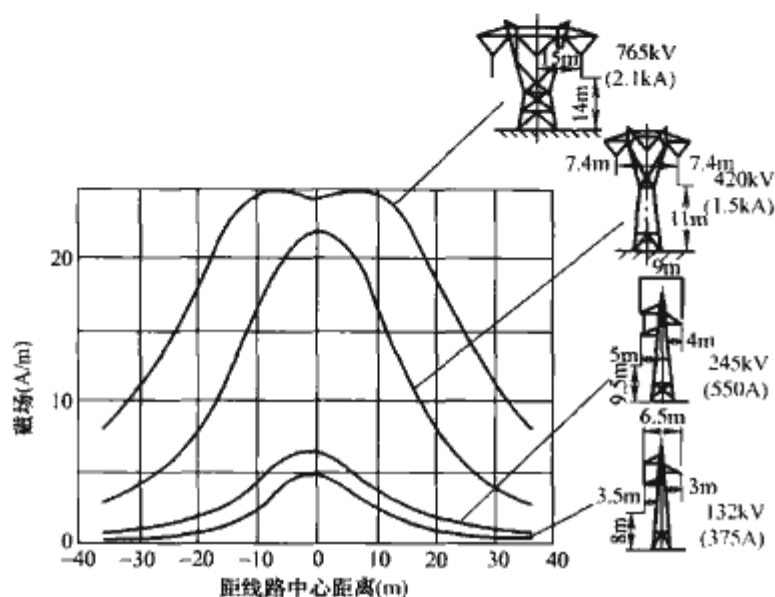


图 9.2-7 不同电压等级的输电线路在地面产生的磁场分布

### 1.2.1 磁场的计算

由于工频情况下电磁性能的准静态性质,线路的磁场仅由电流产生。把安培定律应用于载流导线,并将计算结果叠加,给出导线周围的磁场强度。

磁场的计算需要考虑导线关于地面的镜像,与导线所处高度相比这些镜像导线位于地下很深的距离 $d$ (m),近似可取

$$d = 660 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (9.2-7)$$

式中: $\rho$ 为大地电阻率, $\Omega \cdot m$ ;  $f$ 为频率,Hz。

图9.2-8所示为单导线周围磁场强度计算方法

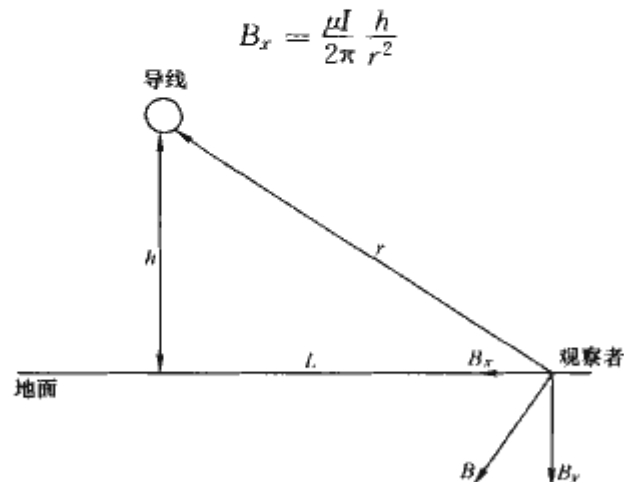


图 9.2-8 单导线中电流 $I$ 在地面上产生的磁场 $B$

$$B_y = \frac{\mu I}{2\pi r^2} \quad (9.2-8)$$

对于三相线路,由三相导线形成的磁场的水平和垂直分量都必须分别考虑电流间的相角,按相位矢量来合成。一般来说合成矢量对时间的轨迹是一个椭圆。

### 1.2.2 磁场强度限值

1990年,国际辐射防护协会所属国际非电离辐射委员会(IRPA/INDZC)向世界各国推荐了一个工频磁场照射限值临时指导原则,我国也提出了相关的限制值,详细内容见本篇第6章。

## 2 输电线路的高频电磁环境

### 2.1 电晕及电晕损失

电晕是在高电压作用下输电线路导线表面电场强度升高,致使导线周围的空气发生游离放电并显现紫蓝色的辉光和发出轻微的嘶嘶声的现象。当输电线路电压升高,导线表面的电场强度达到一定数值时,将引起紧靠导线周围的空气分子碰撞游离,空间电荷数量增加,造成导线附近小范围内的预放电条件。导线表面有时在运输或施工过程中受损伤而出现棱角和毛刺,或者局部粘附某些污秽微粒,都会导致导线表面电场强度的局部畸变,是局部预放电的起源处。这种局部预放电功率很小,也是不稳定的,属于电晕放电的前期。电压继续升高,各局部放电电流逐渐汇集起来,但其数值仍然很小。直到电压升到某一数值,导致电晕放电电流突然增加,开始在导线上看到电晕辉光,接着可以听到电晕放电声。开始产生可见电晕现象的电压,称为电晕起始电压。起始电晕还是局限于导线表面不光滑的地方。随着导线电压的再升高,放电现象才逐渐扩展到导线的全部表面。

电晕放电是由于在导体表面电位梯度过大,使其表面的电场强度超过空气的击穿强度,使周围的气体电离,气体分子分解成为带正电荷的离子与带负电荷的电子。当场强进一步增大时出现电子倍增现象,形成电晕放电。伴随着产生较弱的发光、可闻的噪声、机械的振动,产生臭氧和其他生成物。

电晕单个脉冲是很窄的,电晕放电的单个脉冲宽度约在 $10^{-1} \mu s$ 量级。实际交流线路的电晕放电多发生在工频的正、负峰附近,由一系列脉冲组成脉冲群,并且其波形也十分不规则。脉冲群的持续时间约 $2 \sim 3 ms$ 。这样一系列的脉冲,必然产生丰富的高频分量。随着频率的提高,其频谱分量减小。根据大量测量的结果统计出的输电线路电晕放电的频谱特性在 $0.15 \sim 4 MHz$ 频率范围,可表示为

$$\Delta E_{0.5} = 5[1 - 2(\lg 10f)^2] \quad (9.2-9)$$

式中: $\Delta E_{0.5}$ 为相对于 $0.5 MHz$ 无线电噪声的增量,dB;  $f$ 为频率,MHz。

电晕放电造成输电线路电能损耗,引起对无线电及载波通信的干扰,甚至引起环境噪声的影响。电晕放电所产生的臭氧和二氧化氮与周围介质发生化学反应还会加速线路绝缘老化或金属导线和金具的腐蚀现象。人们最关心的电晕放电的直接后果是导线传输能量的损失以及产生的无线电噪声。为了减少电晕损耗和对无线电通信的干扰,保证线路安全经济运行,需要采取措施。随着输电电压等级的提高,电晕造成的电能损耗和对环境影响的问题更加突出,在特高压输电线路的设计和运行中,电晕成为关键的技术问题。

#### 2.1.1 电晕临界电场强度

开始出现全面电晕时的导线表面的电场强度,与带电体



周围的空气状态、电压的类型以及带电体的材料等有关。在输电线路上可能产生电晕的部位主要是导线。相导线的结构、子导线的直径、绞线中股线的股数和股径、导线表面的光滑和脏污程度都是影响电晕临界电压的内在因素，导线周围的空气密度、风、湿度、雨、雪、霜等则是影响电晕临界电压的外部因素。

各国学者提出过许多计算临界电场强度的公式，其结构相似，只是在采用的系数上有一些区别。最著名的是皮克(F. W. Peek)公式，它是在实验室内，对两根经过特殊加工的光滑等径圆形平行导线进行大量测试的基础上，经过综合分析建立起来的，皮克公式为

$$E_0 = 30.3m\delta \left(1 + \frac{0.298}{\sqrt{r_0\delta}}\right) \quad (9.2-10)$$

式中： $m$  为导线表面系数； $R_0$  为导线半径； $\delta$  为相对空气密度。

导线表面系数  $m$  是该导线的电晕临界电压与同外径光滑圆管的电晕临界电压之比。对于绞线来说， $m$  除与导线外径和导线表面粗糙度有关外，还与导线外层的股数和股径有关。在制造过程中的绞合紧密程度和运输安装过程中的磨损情况也有较大影响。根据国内外经验数据，钢芯铝绞线的  $m$  为 0.82~0.9，在工程中按具体情况选用。

### 2.1.2 导线表面状况和大气条件对电晕的影响

#### 2.1.2.1 导线表面状况的影响

220kV 及以下送电线路导线的电场强度一般较低。但是，由于经济上的考虑，通常 220kV 以上的超高压送电线路导线的电场强度在正常运行时为起始电晕强度的 80% 以上，接近于起始电晕强度，而新架设线路的，导线表面有许多明显的不规则处，电晕起始电压较低，故新导线的电晕损失、无线电干扰和可听噪声较大。表面不规则处电晕形成的自由电荷引起的局部离子轰击，能磨蚀掉导线表面的毛刺，而且能帮助除去表面的污秽物和其他好天气的电晕源。

根据一些超高压试验基地的资料表明，新导线大约经过六个月后，电晕损失明显减小。观察到导线在很低的运行强度下也产生老化，这表明，在比运行电压低或甚至不加电压的情况下，只要导线受到天气的作用就会老化。从数量上来讲，老化导线在大雨天的损失可减少 25%~33%，有露水时也有类似的减少；在老化 32 个月以后，无线电干扰电平降低 25%。用了数年已经老化的导线，其电晕损失、可听噪声和无线电杂音都较小，而且产生强烈电晕放电的点源也较少。但是，当线路停电几天后重新带电时，在头 15~20min 内，电晕损失会暂时增加。

根据观察，老化的导线具有亲水性，会将表面的水滴吸入到各股线之中，而新导线是憎水性的，则有较多的水滴停留在导线表面。因此，在有雨滴情况下新导线电晕严重，并可看到水滴上有微弱的辉光。

美国蒂德试验基地的试验说明，涂油脂的导线一般要比人工老化（喷砂处理）的导线有较大的电晕损失、无线电杂音和可听噪声。

#### 2.1.2.2 大气条件的影响

大气条件，诸如空气密度、湿度、风、降雨、降雪及降霜等都以各种方式影响着电晕的产生。

空气密度和相对湿度影响着电晕起始电场强度。空气密度和相对湿度的增大提高了电晕起始电场强度，就相当于电晕放电水平减低。

风增加了正极性流注的活跃性，因为负半周产生的空间电荷被吹掉。当无风时，该空间电荷将减弱电晕源的表面电

场强度，从而抑制了正极性流注的形成。

雨、雪、霜、雾等降落时，这些小的质点经过导线引起导线对质点放电，这时也会发生电晕放电。其放电方式为：质点临近导线时引起局部电场畸变，由于感应作用，质点两端呈现偶极子电荷分布，这种电荷使电场强度增加而引起放电。许多国家的实验都表明，降雨、雪、霜、雾时都不同程度地使电晕损失显著增加。

此外，有些学者提出：超高压送电线路在好天气下产生的电晕主要是由空中降落物质引起的，诸如昆虫、灰尘、蜘蛛网、树叶、鸟粪和其他非金属物。而大气条件也对导线上好天气的电晕源的性质有影响，因而改变了电晕特性。

大气状态也对无线电干扰有影响，例如，曾测得当相对空气密度每减小 1% 时，无线电干扰增加 0.3~0.5dB。同样，风速每增加 1km/h（约 0.28m/s），可使好天气下的无线电干扰增加 0.2~1dB。无线电干扰随湿度的增加而减小，一直到导线表面形成水滴时为止，形成水滴后电晕损失却急剧增加。

#### 2.1.3 电晕损失

当导线表面的电场强度超过空气击穿强度时，靠近导线表面的空气被击穿，就将电能转换成热、光、可听噪声和无线电干扰等形式释放，这种能量损失就是送电线路导线的电晕损失。

##### 2.1.3.1 影响电晕损失的主要因素

输电线路的电晕损失和输电线路诸多因素有关，起主要作用的是导线表面电场强度和气象条件，其他如导线结构和线路电压也对电晕损失有重要影响。由于线路的电晕损失主要来源于坏天气，导线表面场强对电晕损失的影响也是通过坏天气的损失显示出来，为此本节按不同天气条件来讨论电晕损失。

（1）好天气的电晕损失。根据对超高压线路电晕损失测量得知，好天气时线路电晕损失每千米约几千瓦，仅占线路电阻损失的很小一部分，而雨天和雪天的电晕损失有可能成百倍增加。虽然好天气的电晕损失和坏天气的相比微不足道，但在整个运行期间，在时间上占的比例最大，从总能量消耗来看仍有一定的经济意义。

在超高压试验基地对 500kV 和 700kV 典型的导线排列线路上测得的好天气电晕损失数据如表 9.2-1 所示。

表 9.2-1 500kV 和 700kV 典型的导线排列好天气电晕损失

电压等级 (kV)	平均表面场强 (kV/cm, 最大值)	导 线 结 构	电晕损失 (kW/m, 三相)
500	23.21	单根直径为 2.32in 特殊导线	1~3
	22.74	两根直径为 1.465in Plove 导线	2~8
700	23.13	三根直径为 1.465in Plove 导线	5~30

注 1in=0.025 4m。

进一步的研究指出：超高压试验基地线路上好天气电晕损失主要是绝缘子的泄漏损失，这些损失为电压平方的函数。对超高压绝缘子泄漏产生的损失做了特别研究，表 9.2-2 给出了不同电压等级每串绝缘子电能损耗，所用绝缘子的高度和盘径为 146mm×254mm。

表 9.2-2 超高压线路好天气绝缘子串的电晕损失

电压等级 (kV)	每串绝缘子片数	每串损耗 (W)	每英里杆塔数	总电晕损失 (kW/m)
845	18	60	7	1.7
500	24	95	4.5	1.7
735	32	150	4.5	2.7



(2) 下雨天的电晕损失。雨天雨水在导线下方形成水珠,在电场力的作用下水珠被拉长成针状突出物,使该处电场大大加强,导致电晕损失急剧增加。对于500kV和700kV输电线路,雨天电晕损失可达每英里数百千瓦。在美国超高压试验基地,对雨天电晕损失进行过广泛的研究,图9.2-9给出了雨天不同电压等级和不同相导线分裂根数电晕损失与降雨量的关系。

图9.2-10给出了在45ft单根plover导线上、在不同导线表面场强下测量得到的电晕损失与降雨量的关系。由图9.2-9和图9.2-10可以得到:雨天线路电晕损失与降雨量的对数成正比,与相导线的分裂根数成正比,与线路电压和导线下方导线表面场强的5次方的乘积近似地成正比。

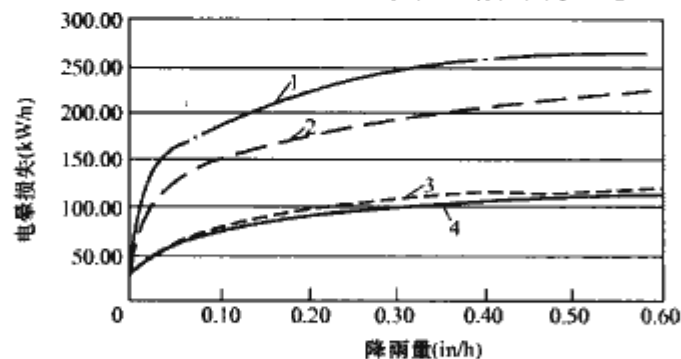


图 9.2-9 不同线路电压和相导线分裂根数雨天线路电晕损失与降雨量的关系

1—3根 Plover 导线 (704kV); 2—2根 Plover 导线 (505kV)  
相间距 6m; 3—2根 Plover 导线 (525kV) 相间距 11.7m;  
4—2根 Plover 导线 (5005kV) 相间距 11.7m

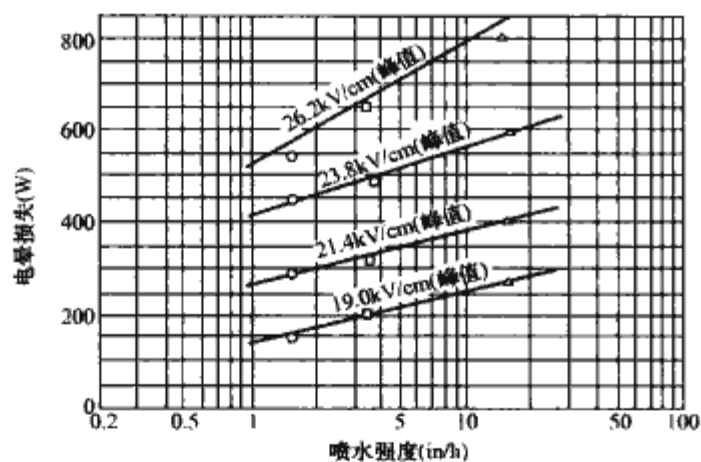


图 9.2-10 不同导线表面场强下电晕损失与降雨量的关系

(3) 下雪时的电晕损失。下雪天特别是湿雪天输电线路的电晕损失是坏天气中损失最大的,湿雪附着在导线表面上,使导线周围电场变得很强,电晕损失大幅地增加。图9.2-11给出了一条700kV线路在暴风雪天气电晕损失随时间变化的情况,该图共有三条曲线,由下而上分别表示周围温度、电晕损失和降雪折合成降雨量随时间变化的情况。由图9.2-11可见,暴风雨开始不久,湿雪粘附在导线表面上使得电晕损失高达500kW/m,当温度下降,湿雪变成干雪,不易粘在导线上,电晕损失随之下降。

### 2.1.3.2 电晕损失估算

(1) 年平均电晕功率损失的估算。  
三相线路的年平均电晕功率损失为三相

导线在各种天气条件下(好天气、雪天、雨天、雾凇天)产生的电晕功率损失的总和,可按式求得

$$P_C = \frac{n^2 r^2}{8760} \left\{ \left[ F_1 \left( \frac{E_{av1}}{\delta^{2/3} E_0} \right) + F_1 \left( \frac{E_{av2}}{\delta^{2/3} E_0} \right) + F_1 \left( \frac{E_{av3}}{\delta^{2/3} E_0} \right) \right] T_1 + \right. \\ \left[ F_2 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right) + F_2 \left( \frac{E_{av2}}{E_0} \right) + F_2 \left( \frac{E_{av3}}{E_0} \right) \right] T_2 + \\ \left[ F_3 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right) + F_3 \left( \frac{E_{av2}}{E_0} \right) + F_3 \left( \frac{E_{av3}}{E_0} \right) \right] T_3 + \\ \left. \left[ F_4 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right) + F_4 \left( \frac{E_{av2}}{E_0} \right) + F_4 \left( \frac{E_{av3}}{E_0} \right) \right] T_4 \right\} \quad (9.2-11)$$

式中:  $P_C$  为三相总计的年平均功率损失, W/m;  $E_{av1}$ 、 $E_{av2}$ 、 $E_{av3}$  分别为三相导线表面电位梯度, 对单导线取  $E_{av}$ , 对分裂导线取平均电位梯度最大值, MV/m;  $F_1 \left( \frac{E_{av1}}{\delta^{2/3} E_0} \right)$  为好天气电晕损失, 是  $\frac{E_{av1}}{\delta^{2/3} E_0}$  的函数, 由图9.2-12曲线查出;  $F_2 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right)$ 、 $F_3 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right)$ 、 $F_4 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right)$  分别为雪天、雨天、雾凇天的电晕损失, 是  $\frac{E_{av1}}{E_0}$  的函数, 由图9.2-12曲线查出;  $T_1$ 、 $T_2$ 、 $T_3$ 、 $T_4$  分别为一年内好天气、雪天、雨天、雾凇天的计算小时;  $n$  为分裂导线根数;  $r$  为分裂子导线半径, mm; 数  $\delta$  为相对空气密度。

雨天除包括一般的降雨天外, 毛毛雨、雨夹雪以及湿雪天亦均属雨天。雪天系指干雪天, 包括下雪花、雪球以及暴风雪等。雾凇天包括颗粒状或针状结晶的雾凇和坚实的雨凇、除上述以外均属好天气, 包括下雾天和阴天, 还包括考虑电流使导线发热经修正后排除的一部分雨天和雾凇天在内。考虑电流发热的修正如下:

1) 雾凇天计算小时数  $T_4$  为实际雾凇小时数  $T_4'$  乘上修正系数  $k_1$ ,  $k_1$  可从曲线中查得(由于目前还缺少国产导线的试验数据, 所以利用了相近的国外资料)。严格地说还需要进行修正的只是雾凇, 不包括雨凇, 但因通常缺少对雾凇天进一步划分的统计材料, 所以一般就一同加以修正。

2) 雨天计算小时数  $T_3$  为实际雨天小时数  $T_3'$  乘以修正系数  $k_2$

$$k_2 = 1 - \frac{J_1}{J_P} \quad (9.2-12) \\ J_1 = 0.2j^2 r_0$$

式中:  $J_P$  为平均降雨强度, mm/h, 等于年降雨量除以降雨小时数;  $r_0$  为导线半径;  $J_1$  为临界降雨强度, mm/h。

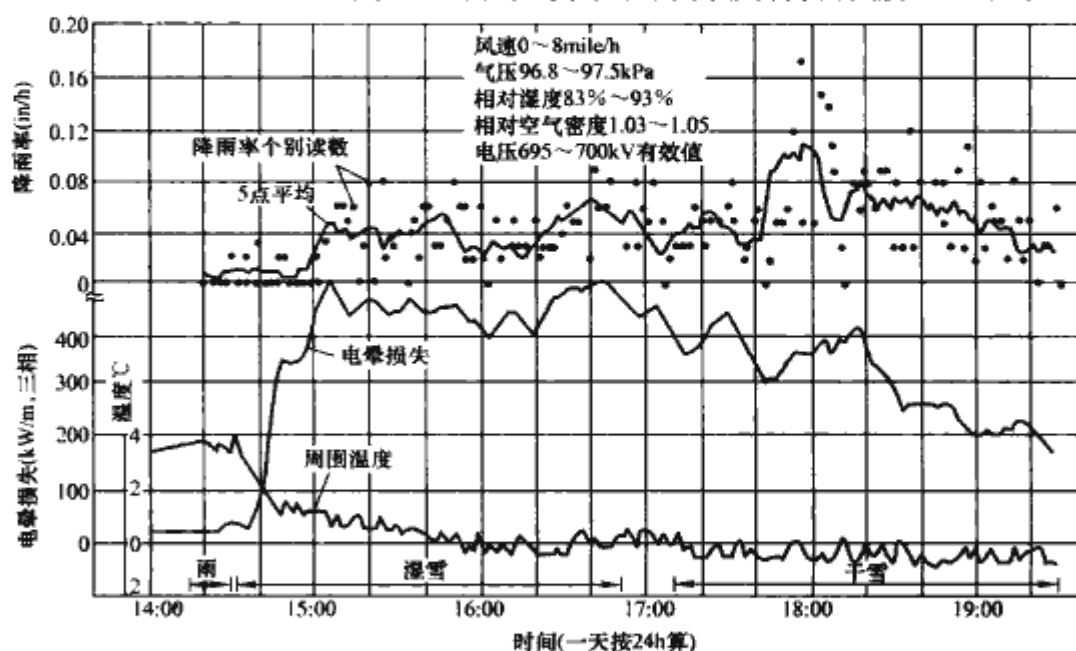


图 9.2-11 一条700kV线路在暴风雪天气下空载运行时的电晕损失



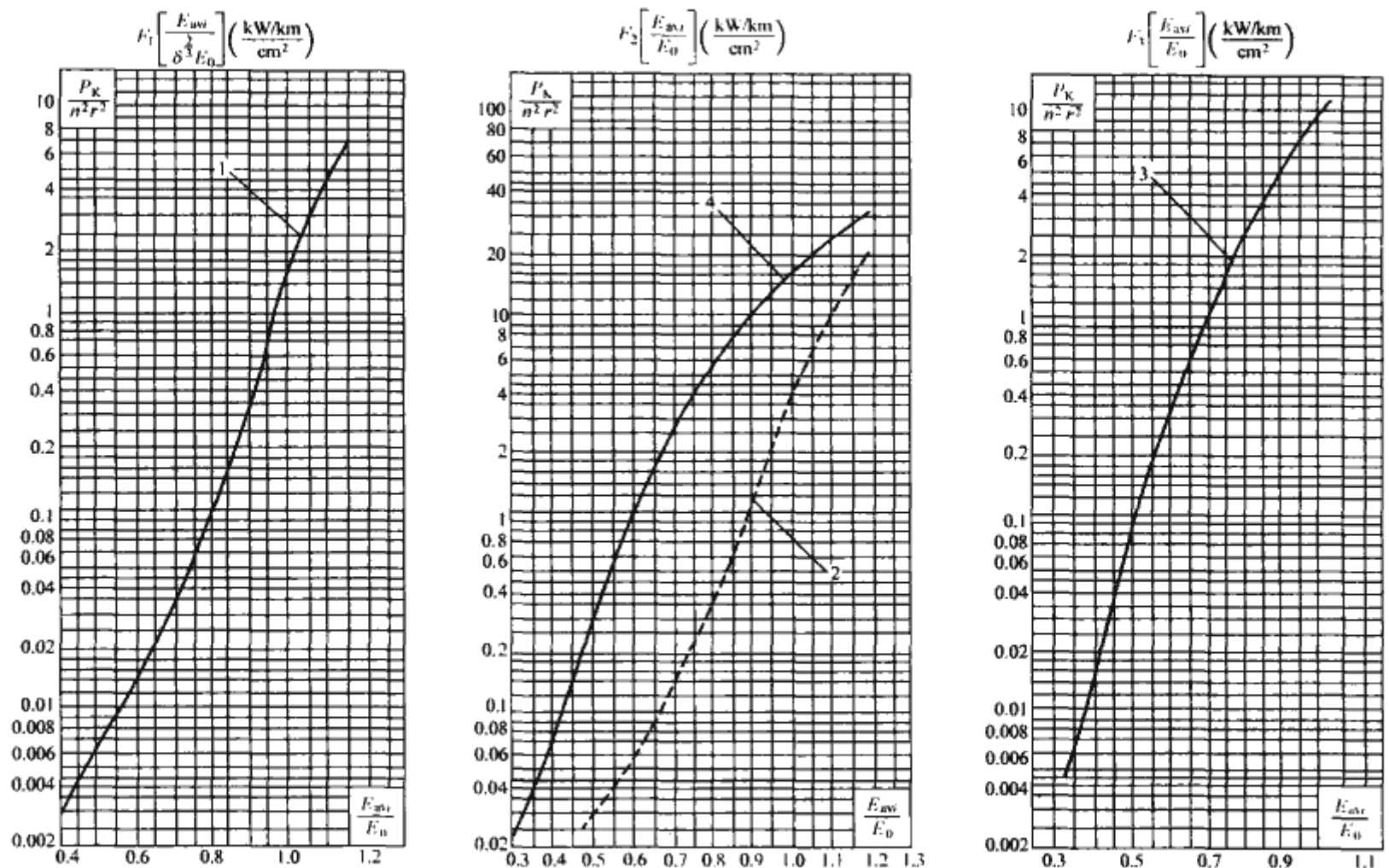


图 9.2-12 电晕损失计算用曲线  
1—好天气；2—下雪天；3—下雨天；4—雾淞天

3) 好天气计算小时数  $T_1$ ，按式 (9.2-13) 求得

$$T_1 = T'_1 + (1 - k_1) T'_4 + (1 - k_2) T'_3 \quad (9.2-13)$$

式中： $T'_1$ 、 $T'_3$ 、 $T'_4$  分别为实际好天气、实际雾天和实际下雨天的小时数。

4) 雪天计算小时数  $T_2$  可由气象资料内查得，不再做修正。

(2) 最大损失电晕。根据试验数据表明雾淞天有最大电晕损失，因此最大电晕损失  $P_{km}$  (W/m) 按式 (9.2-14) 估计

$$P_{km} = n^2 r_0^2 \left[ F_4 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right) + F_4 \left( \frac{E_{av2}}{E_0} \right) + F_4 \left( \frac{E_{av3}}{E_0} \right) \right] \quad (9.2-14)$$

但是需要注意到：一条长送电线路的单位长的最大电晕损失不会达到上述值，因为沿线路的天气几乎不可能一样都是雾淞天，实际线路的最大电晕损失应按沿线天气分段计算求和确定。当利用最大电晕损失的数据来考虑附加电量时，还应考虑到与送电线最大负荷出现的同时率及其出现的概率。当出现雾淞天的概率极小时（国内一般天气情况如此），可按雨天损失作为最大电晕损失来考虑附加的电量，即  $P_{km}$  为

$$P_{km} = n^2 r_0^2 \left[ F_3 \left( \frac{E_{av1}}{E_0} \right) + F_3 \left( \frac{E_{av2}}{E_0} \right) + F_3 \left( \frac{E_{av3}}{E_0} \right) \right] \quad (9.2-15)$$

## 2.2 无线电干扰

### 2.2.1 输电线路的无线电干扰

随着电压的不断提高，导线表面发生电晕及其他放电的机会越来越多。在电晕及其他放电的同时，产生的效应之一是无线电干扰（简称为 RI，或称为无线电噪声，RN；均采用 RI）。无线电干扰的实质是在电晕过程中出现一些有害

的、频带相当宽的电磁波，干扰无线电通信，危害环境。

产生无线电干扰的原因是：在电晕放电过程中电荷脉冲发射，在此过程中，自由电荷（即离子和电子）突然形成并且立即被强电场带至导线周围。这些电荷在导线附近空间的产生和移动，使静电电位分布迅速改变，并将产生电磁波发射。这种球面直接辐射按  $1/r^2$  衰减，因此应该承认，它对线路附近给定点的干扰场强影响甚微。但是，电荷的移动同样会在导线中产生电流，此电流按羽状放电量一半对一半地分配，因此，羽状放电点可看成是两个对称电流脉冲的“源”，这两个脉冲沿导线按相反方向传播。这些脉冲可用其傅立叶频谱来表示，各频谱分量则依其频率的高低具有以下的特点：

(1) 当某一频谱分量的波长比线路横向尺寸为大时，也就是说可以忽略其横向电位传播时，认为该电荷电流分量可归结于二正交场系统（一为电场，一为磁场），它们一起沿线路传播，从而形成平面导行波，其坡印亭矢量是平行于线路的。考虑到这种传播的衰减较小，因此，干扰场的主要部分是由分布在距测量点几十千米长度上的羽状放电叠加而成，而不是由附近的羽状放电直接产生。

(2) 至于波长接近于线路横向尺寸的频谱分量，对其传播机理的研究类似于对天线辐射的研究。可以说，一部分能量通过电磁波形式直接辐射，其结果使导行波分量为衰减并改变了干扰场的极化面。最后，特高频（如电视频率）的频谱分量基本上全部辐射，导行部分可忽略不计。

除导线电晕以外，还有其他干扰源：因绝缘子表面污秽而产生的泄漏电流；有缺陷绝缘子的间隙击穿火花；连接金具、线夹的电晕及火花放电；间隔棒、导线接续管、补修管、防振措施，甚至均压、屏蔽环的电晕及火花；绝缘地线间隙及其小绝缘子的感应电压放电；变电站的各种干扰源通



过母线传入线路上。

送电线路无线电干扰 (RI) 在空间的传播,基本上可分为三个区域:

(1) 近区。P 点距线路的垂直距离为  $D_P$ , 当  $D_P \ll \lambda/2\pi$  称为近区。在这一区域内, RI 主要是静电感应分量。

(2) 远区。当  $D_P \gg \lambda/2\pi$  时, 称为远区。远区主要是辐射区, 电场  $E$  和磁场  $H$  值与间距  $D_P$  成反比; 当 RI 电流不变,  $E$ 、 $H$  与波长  $\lambda$  成反比, 即波长越短, 电磁强度越大; 垂直于导线方向的辐射最强, 平行于导线方向的辐射值接近于 0。

(3) 中间区。近区与远区之间, 称为中间区。在这个区域内, 不论 RI 的感应分量或电磁分量, 均不能忽略。理论证明, 当  $D_P \approx \frac{1}{6}\lambda$  时, 两分量的绝对值相等。

送电线路的 RI 是由均匀干扰 (周期性干扰)、不均匀干扰 (无规律性干扰) 和脉冲性干扰所构成。其干扰频谱相当宽 (0.1MHz~1000GHz), 理论上对任何频率的无线电接收设备均产生干扰。然而, 实际上主要是对调幅广播、通信 (550kHz~12MHz) 和电视产生干扰。实际上 5MHz 以上频率的 RI 幅值已经很小了。

2.2.2 输电线路无线电干扰特性

一般, 无线电干扰是指在无线电频段可能对有用信号造成损害的电磁干扰, 它是任何传输通道或装置中不希望出现的电磁现象。电力网由于其本身的原因, 存在有各种电磁发射; 另外, 由于外界信号、无线电噪声作用于线路及铁塔, 还将引起反射、传导或再辐射, 形成无用信号。当它们进入信号传输通道或无线电设施时, 如果强度足够大, 条件又合适, 就将损坏有用信号, 使无线电设施不能正常工作或降级。输电线路电晕放电是产生无线电干扰的根源。

输电线路产生的电磁骚扰可分为有源与无源两大类。在有源骚扰 (Active Disturbance) 中, 主要现象为无线电噪声, 其中包括在导线表面或线路部件表面的电晕放电; 绝缘子高电位梯度部分的放电和火花以及松动或接触不良处的火花。无线电噪声可沿线路传播, 称为纵向传播; 同时也会以电磁波的形式向线路周围传播, 其中最为人们关注的是在水平面内沿线路的正交方向的辐射, 称为横向传播。

无源干扰 (Passive Interference) 主要是输电线路及杆塔等大型金属结构对有用信号产生的反射、遮蔽等造成的。

电晕放电是由于在导体表面电位梯度过大, 使其表面的电场强度超过空气的击穿强度, 使周围的气体电离, 气体分子分解为带正电荷的离子与带负电荷的电子。当场强进一步增大时出现电子倍增现象, 形成电晕放电。伴随着产生较弱的发光、可闻的噪声、机械的振动, 产生臭氧和其他生成物。人们最关心的电晕放电的直接后果是导线传输能量的损失以及产生的无线电噪声。

电晕时导线附近空气游离, 空间电荷的运动在导线与大地中感应出电流, 可看成沿电晕导线各处有注入导线的骚扰电流向导线两侧传播, 产生干扰电压电流波。与其相应的导线及镜像电荷决定空间任意点的电场强度。将所有有电晕导线上的干扰波在该点的电场效应以均方根值累计, 以  $1\mu\text{V}/\text{m}$  为基值, 算出无线电干扰水平的分贝值。

电晕放电的单个脉冲宽度约在  $10^{-1}\mu\text{s}$  量级。实际交流线路的电晕放电多发生在工频的正、负峰附近, 由一系列脉冲组成脉冲群, 并且其波形也十分不规则。脉冲群的持续时间约 2~3ms。这样一系列的脉冲, 必然产生丰富的高频分量。随着频率的提高, 其频谱分量减小。根据大量测量的结

果统计出的输电线路电晕放电的频谱特性在 0.15~4MHz 频率范围。

如果绝缘子是清洁的, 但是潮湿, 则水滴会产生伴随着高噪声电平的电晕放电。其电平一般会高于干燥的绝缘子, 但其频谱的上限也不过数兆赫兹。

如果绝缘子十分污秽并且潮湿, 则其物理现象将与上述的不同。火花会出现在由于绝缘子表面漏电流加热而干燥的瓷片上, 从而产生无线电噪声。这些脉冲的幅度与数量取决于跨瓷片泄漏距离的压降以及绝缘子的形状、尺寸, 瓷裙污秽层的表面电导率以及绝缘子表面材料的特性。由此而引起的无线电噪声频谱可能延伸至几十兆赫以上。在潮湿、污秽的玻璃或瓷绝缘子上产生的无线电噪声, 即使在一般情况下, 也可以比其他原因引起的高很多。我们可以不改变每个绝缘子的压降而依靠选取不同的绝缘材料降低此类噪声的电平。

表 9.2-3 各国电晕无线电噪声测量值

国 家	线路电压 (kV)	测量值 (dB $\mu\text{V}/\text{m}$ )
加拿大	100~750	49.6
瑞士	>150	42.5
美国	500	46.3
法国	420	48.3
意大利	420	50.6
苏联	>220	66
捷克	>220	46.5
中国	500kV 平武线	48.8
	500kV 锦辽线	45.4
	500kV 大房线	45
	500kV 房津线	36
	330kV (统计值)	47.7
	220kV (统计值)	43.9
	110kV (统计值)	33.4

注 为便于比较, 测量值已按国际无线电干扰特别委员会 (CISPR) 的频谱公式折算到 1MHz、20m 距离处的值。

输电线路的无线电干扰与多种因素相关, 其主要的特性如下。

2.2.2.1 晴天特性

晴天的 RI 值是送电线路的标准值, 也是其他情况下 RI 计算的基础。所谓晴天特性, 是指晴天与阴天 RI 总实测数据的统计值。导线表面电场强度 (有效值) 的变化, 仅影响 RI 的绝对值 (每 kV/cm 约变化 4dB), 一般不影响其特性。晴天 RI 特性主要取决于空气相对湿度, 而相对湿度在各季节的晴天中是不相同的, 因而使 RI 变化; 导线表面状态, 取决于导线制造工艺、老化程度, 同时也随季节变化, 如夏季因下雨冲洗而使导线表面的灰尘较少, 导线起晕机遇较少; 冬天导线表面的积灰较多, 因而易于造成电晕放电; 风的影响 (风吹导线摇摆, 风吹绝缘子串、金具摇摆晃动), 使产生火花的机会增多; 空气密度、海拔高程均对晴天 RI 有影响。

晴天的夜间, RI 随露、霜而变化, 随系统电压波动而变化。从试验中得知, 夜间变化均比日间的变化小。总而言之, RI 的晴天特性是晴天昼夜、阴天昼夜等因素共同组成, 其 RI 值的分散性, 通常在  $\pm 3\text{dB}$  以下。送电线路晴天 RI 的取值, 采用晴、阴天全部测值的 80%~90% 重复概率为基准值 (CISPR 规定的重复概率为 80%)。



### 2.2.2.2 雨天特性

送电线路  $RI$  的雨天特性, 受导线表面电场强度、降雨量及地区范围的雷电活动等影响。我国幅员辽阔, 各地气候条件悬殊, 因而显示出复杂关系。从各地的  $RI$  测量结果看, 降雨对  $RI$  的影响如下。

雨强度与  $RI$  的关系: 随下雨强度的增加,  $RI$  也增加; 小雨时,  $RI$  几乎按直线增加; 降雨量超过  $5\text{mm/h}$  时,  $RI$  呈饱和状曲线增加; 雨量超过  $7\text{mm/h}$  以后,  $RI$  虽有增加趋势, 但增量极微。小雨时  $RI$  分散的原因, 主要是由于风的强弱不同; 空气中的尘埃量不同; 导线表面老化层的程度不同。

导线表面电场强度与雨天  $RI$  的关系, 如图 9.2-13 所示。降雨量在  $1\sim 6\text{mm/h}$  范围内,  $RI$  与导线表面电场强度的关系, 大体按现行增加, 即导线表面电场强度有效值每增加  $1\text{kV/cm}$ ,  $RI$  大体增加  $3.2\text{dB}$ ; 降雨量在  $6\sim 12\text{mm/h}$  范围内, 导线表面电场强度有效值每增加  $1\text{kV/cm}$ ,  $RI$  大体增加  $3.0\text{dB}$ ; 降雨量在  $12\sim 24\text{mm/h}$  范围内, 导线表面电场强度有效值每增加  $1\text{kV/cm}$ ,  $RI$  大体增加  $2.8\text{dB}$ 。导线表面电场强度越高, 雨天  $RI$  相对增加量越少。 $RI$  取样数据的平均值, 数字表示取样数。 $E$  为导线表面最大电场强度有效值。

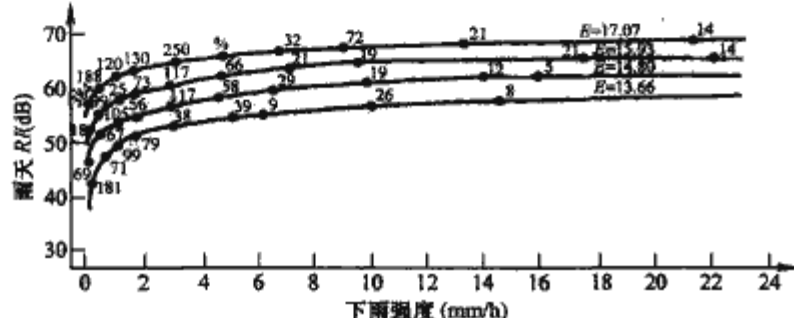


图 9.2-13 不同下雨强度不同导线表面电场强度的  $RI$  电平

### 2.2.2.3 雾、霜、雪天特性

雾、霜与雪虽然不同, 但在导线上产生的  $RI$  大体相同。随着雾、霜、雪降量的增加,  $RI$  也随之增加, 增加范围均在  $0\sim 7\text{dB}$ 。 $RI$  值比雨天更加分散, 在大雾下接近小雨时的  $RI$  电平。

### 2.2.2.4 频谱特性

输电线路的无线电干扰频谱特性表示线路附近一定地点的干扰水平随频率变化的函数关系。图 9.2-14 为用相对值表示的典型频谱特性, 参考频率为  $0.5\text{MHz}$ , 此频率为国际无线电干扰特别委员会 (CISPR) 推荐的测量频率。从频率特性看出, 在低频段, 干扰水平较高; 当频率大于  $10\text{MHz}$  时, 干扰场强已很小, 其作用水平可不计。通常, 电晕放电产生的场强频率一般考虑到  $30\text{MHz}$  已足够。电晕放电主要对无线电频段产生干扰, 对中波调幅广播的干扰最明显。对电视频段的干扰主要由火花放电产生。

根据不同国家对不同电压等级输电线路的大量测量发

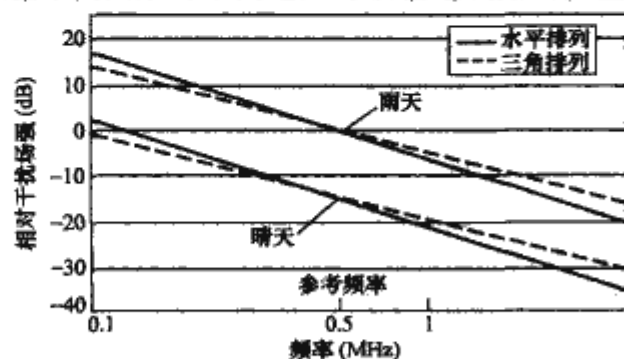


图 9.2-14 输电线路干扰场强的典型频谱特性

现, 输电线路电晕产生的无线电干扰的频谱特性遵循特定的规律。如果把  $0.5\text{MHz}$  的干扰值作为基准值, 不同电压等级的输电线路无线电干扰频谱特性可用两条或一条频谱曲线来表示。国际大电网会议 (CIGRE) 在 1974 年曾把它归纳为两类: 一类适用于相导线水平布置; 一类适用于相导线三角布置及双回路线路。输电线路无线电干扰的频谱特性还可

$$\Delta E_f = 18 \lg f + 12 \lg^2 f + 4.3 \quad (9.2-16)$$

对于相导线水平布置线路

$$\Delta E_f = 23 \lg f + 12 \lg^2 f + 5.8 \quad (9.2-17)$$

以上式中:  $\Delta E_f$  为频率为  $f$  的干扰值和  $0.5\text{MHz}$  干扰值的差值,  $\text{dB}$ ;  $f$  为干扰频率,  $\text{MHz}$ 。

国际无线电干扰特别委员会 (CISPR) 1982 年把输电线路电晕产生的无线电干扰的频谱特性归纳为一条曲线, 用公式表示为

$$\Delta E_f = 5[1 - 2(\lg 10f)^2] \quad (9.2-18)$$

以上关于无线电干扰频谱特性的公式在表达形式上虽有差别, 但绘制成曲线基本是一致的。

### 2.2.2.5 横向衰减特性

输电线路电晕产生的无线电干扰随着离开线路距离的增加而逐渐衰减。图 9.2-15 为  $1150\text{kV}$  交流输电线路导线对地高度不同时无线电干扰场强横向分布典型曲线。从图 9.2-15 中看到, 无线电干扰场强随距离的增加下降很快。

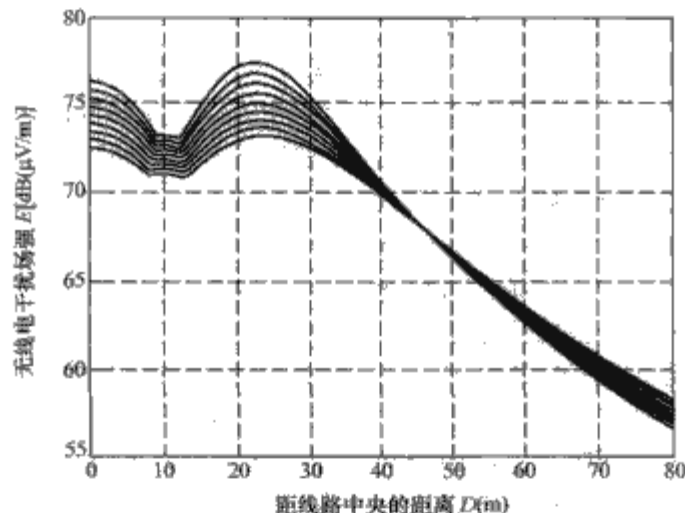


图 9.2-15 无线电干扰横向衰减

在 CISPR 的 18 号出版物中, 还分别给出了不同电压等级和不同塔形结构下的无线电干扰横向衰减的一系列典型曲线。需要指出, 在这些衰减曲线中, 对衰减距离, 晴天只给至  $100\text{m}$ , 雨天给至  $150\text{m}$ 。该出版物指出: 无线电干扰的横向分布图应在高出地面  $2\text{m}$  的某处确定, 该处与边导线投影的距离不得超过  $200\text{m}$ , 超过了这一距离, 线路干扰场强一般可以忽略不计; 按 CISPR 规定, 进行测量的基准频率是  $0.5\text{MHz}$ ; 经过精确分析, 可以将横向分布图绘成线路电压和约  $100\text{m}$  以内距离的函数, 超过这个距离, 干扰场强通常低得难以进行可靠测量; 超过  $100\sim 200\text{m}$  左右, 通常不可能获得可靠的测量结果; 在大多数情况下, 距离线路  $100\text{m}$  以外, 干扰场强将低到不会影响广播接收。

由上可见, 输电线路产生的无线电干扰的频率范围主要限于调幅广播频段, 影响距离主要限于输电线路两侧  $100\sim 200\text{m}$  的有限范围。

高压交流架空输电线路无线电干扰横向衰减特性还可以用公式近似表示

$$E_x = E + k \lg \frac{400 + (H-h)^2}{x^2 + (H-h)^2} \quad (9.2-19)$$



式中:  $E_r$  为距离边相投影  $x$  m 处的干扰场强, dB ( $\mu$ V/m);  $E$  为距离边相导线投影 20 m 处 (参考点) 的干扰场强, dB ( $\mu$ V/m);  $x$  为距离边相导线投影的距离, m;  $H$  为测量处的边导线对地高度, m;  $h$  为测量仪天线的架设高度, m;  $k$  为衰减系数, 对于 0.15~0.4 MHz 频段, 取 18, 对 0.4~30 MHz, 取 16.5。

适用于距导线投影距离小于 100 m 的情况, 得到参考点的干扰场强后, 用式 (9.2-19) 可以估算出其他点的干扰场强。

### 2.2.2.6 老化特性

线路  $RI$  的老化特性, 主要取决于导线表面氧化、碳化的程度; 其次取决于绝缘子、金具、防振元件及间隔棒等的老化。

由于新导线表面有毛刺, 以及架线过程中导线与金具的损伤, 因而在运行初期, 导线易于起晕,  $RI$  值普遍偏高。根据实测, 运行半年以后的 220 kV 及 500 kV 线路可降低 1~5 dB。半年以后老化较慢; 运行一年以后, 老化过程基本完成。

设计时  $RI$  的预估值是指运行半年后的老化值。线路刚刚投运时, 在实测  $RI$  值上应减去 1~5 dB 才是线路的容许  $RI$  值。

### 2.2.3 无线电干扰的影响因素

电晕产生的无线电噪声电平受多方面因素的影响。大致可分为两大类: 第一类因素线路结构、设计和施工方面的影响; 第二类因素大气及气候等外部因素。

第一类因素的影响主要表现为不同线路导线排列方式、导线直径、导线扭绞、表面的不理想及缺陷、相间距离、导线对地高度以及单/双回路、分裂形式等。这些参数的影响相对于基准线路来讲, 大约在  $\pm(3\sim5)$  dB 左右。导线表面的不光滑或污秽, 会使电场分布集中而出现电位梯度大的部位, 形成放电源。这种现象常常与施工过程有关。所以新运行的线路其噪声电平常会高于该线路长期运行后的稳定值。导线直径的影响是: 当导线表面电位梯度保持不变的情况下, 随着导线直径的增加, 无线电噪声电平增高。这是由于导线表面附近电场的衰减是随着导线直径的增加而减小, 因此粗导线周围的电场比细导线周围的电场可维持更长时间的雪崩电子流。

但大体来说, 第一类因素的影响可以通过设计进行控制, 并且当线路建成或运行一段时间以后, 无线电噪声电平基本上可以保持稳定。第二类因素的影响则不然, 天气与气候条件人们无法控制, 并且影响到无线电噪声电平的变化范围也较大。

第二类因素主要包括以下几方面:

(1) 大地电导率: 相对于  $0.015 \Omega/\text{m}$ , 为  $\pm 4$  dB 左右。相对空气密度也为  $\pm 4$  dB 左右。当气压降低或温度升高都会降低空气密度, 从而减小空气的击穿强度, 并由此增加导线上发生电晕放电的可能性。但通常只有当海拔高于 1000 m 时, 气压才成为重要因素。

(2) 风速: 从无风到风速 3 m/s, 无线电噪声电平均增加 3 dB 左右, 但风速达 4 m/s 时, 仅再增加 0.6 dB 左右。

(3) 相对湿度: 大约为  $\pm 2$  dB。

(4) 雨、雪、雾等天气的影响在第二类因素中占显著位置。一般有 10~20 dB 的增加量。所以在做无线电干扰防护计算时, 常常主要考虑雨天修正量, 而不再计入其他环境因素的影响。对雨、雪天气无线电噪声急剧增加的原因, 可以认为由于气候使电晕放电的临界电位梯度降低, 当导线表面

的实际电位梯度高于临界值  $g_c$  时, 使全线电晕急剧增加, 无线电噪声电平也相应增加。

大量的实例数据表明, 当空气湿度在一定范围上升, 或在小雨、雪、大雾、露的情况下, 无线电噪声电平急剧上升, 但当降雨量达到大雨水平时, 无线电噪声电平即不再随降雨量的增大而明显上升。对输电线无线电噪声而言, 当雨量大于 0.6 mm/h 即认为是大雨。

根据大量测量结果, 对于输电线路的无线电噪声电平有下列认识:

(1) 对某一地点, 99% 的电平就是线路上可能出现的最高电平。

(2) 大雨时平均电平最稳定, 并且能够重复再现 (多次测量的标准差很小), 因此通常选择大雨时的平均电平作为计算无线电噪声的基础电平。实际上, 大雨时平均电平为 95% 电平, 约低于 99% 电平 5 dB。大雨时, 其他因素 (例如火花) 引起的无线电噪声不复存在或变为很小, 所以大雨时的测量结果, 基本上反映了线路的电晕放电导致的无线电噪声。

(3) 晴天时, 无线电噪声的平均电平与导线的干燥情况有关, 数据离散性较大。必须在全年多次测量, 方可获得可靠数据。此外, 晴天时, 由火花等导致的无线电噪声电平升高, 而这种噪声的随机性又高于电晕噪声, 这也是晴天噪声电平不稳定的另一个原因。

(4) 50% 电平可以从全天候曲线上得出, 但它与晴天平均电平具有不同的意义。因为不仅在干燥气候条件下会产生此种电平, 而且在长期观测记录中, 也会普遍地产生此种电平。晴天的平均电平与 50% 电平都强烈地依赖于导线表面状态而变化。取决于导线是否污秽等因素, 可能变化范围超过 10 dB。有些专家认为对于长期观测 (例如一个月或一年) 50% 电平的变化不会超过 10 dB。但单次观测的结果的变化范围可能超过 10 dB。

(5) 全天候分布曲线上的 80% 电平被 CISPR 推荐作为限值的基准, 它介于晴天电平与大雨平均值之间。大量观测数据表明, 95% 电平与 80% 电平相差约 5~12 dB。

### 2.2.4 无线电干扰计算

(1) 单相导线的无线电干扰场强的计算公式

$$E = 3.5g_{\max} + 12r - 30 \quad (9.2-20)$$

式中:  $E$  为距导线直接距离 20 m 并离地 2 m 处的无线电干扰场强, dB/ ( $\mu$ V/m);  $g_{\max}$  为导线最大表面电位梯度有效值, kV/cm ( $g_{\max}$  的范围为 12~20 kV/cm);  $r$  为导线半径, cm。

(2) 三相单回路送电线路的无线电干扰场强的计算公式

$$E_i = 3.5g_{\max i} + 12r_i - 33 \lg \frac{D_i}{20} - 30$$

$$D_i = \sqrt{x_i^2 + (h_i - 2)^2} \quad (i = 1, 2, 3) \quad (9.2-21)$$

式中:  $E_i$  为距第  $i$  相导线直接距离  $D_i$  处的无线电干扰场强, dB/ ( $\mu$ V/m);  $g_{\max i}$  为第  $i$  相导线最大表面电位梯度, kV/cm;  $D_i$  为第  $i$  相导线到参考点  $P$  (离地面 2 m 高) 处的直接距离 (如图 9.2-16 所示), m;  $h_i$  为第  $i$  相导线的对地高度 (通常为弧垂最低点的高度), m;  $r_i$  为第  $i$  相导线子导线半径, cm;  $x_i$  为  $P$  点到第  $i$  相导线的投影距离, m。

三相线路的无线电干扰场强按下列方法计算: 如果某一相的场强比其余两相至少大 3 dB, 那么后者可以忽略, 三相线路的无线电干扰场强可认为等于最大的一相的场强; 否则有下式



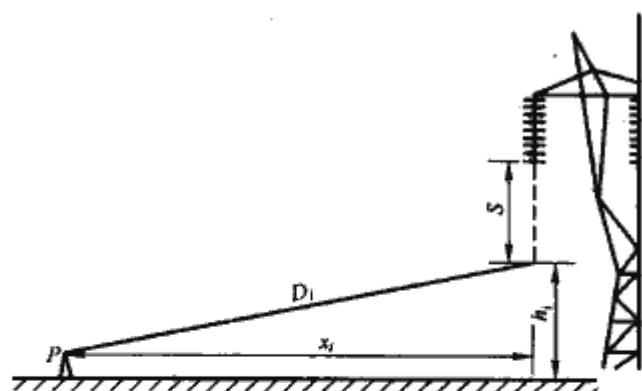


图 9.2-16 导线到测点的距离示意图

S—导线弧垂

$$E = \frac{E_a + E_b}{2} + 1.5 \quad (9.2-22)$$

式中:  $E_a$ 、 $E_b$  为指三相中两相比较大的场强值,  $\text{dB}(\mu\text{V}/\text{m})$ 。

(3) 同杆双回路送电线路的无线电干扰场强的计算公式。对于同杆双回路线路, 六根导线中每根导线产生的无线电干扰场强可按式 (9.2-20) 进行计算, 并将同名相导线产生的场强几何相加

$$E_i = 20 \lg \left[ \sqrt{\left(10^{\frac{E_i'}{20}}\right)^2 + \left(10^{\frac{E_i''}{20}}\right)^2} \right] \quad (9.2-23)$$

式中:  $E_i'$  为第一回的第  $i$  相导线在参考点处的干扰场强,  $\text{dB}/(\mu\text{V}/\text{m})$ ;  $E_i''$  为第二回的第  $i$  相导线在参考点处的干扰场强,  $\text{dB}/(\mu\text{V}/\text{m})$ ;  $E_i$  为两回第  $i$  相导线在参考点处的干扰合成场强,  $\text{dB}/(\mu\text{V}/\text{m})$ 。

然后计算得出同杆双回路线路的无线电干扰场强。

(4) 多分裂导线激发函数法。多分裂导线 ( $>4$  分裂) 的无线电干扰计算方法基于试验线路或电晕笼测量而得的激发函数, 主要用于计算特高压送电线在大雨条件下的无线电干扰。计算步骤如下。

1) 激发函数计算及气象修正。激发函数采用式 (9.2-24) 计算

$$\Gamma' = 70 - 585/g_{\max} + 35 \lg(d) - 10 \lg(n) \quad (9.2-24)$$

式中:  $g_{\max}$  为子导线最大表面电位梯度有效值,  $\text{kV}/\text{cm}$ ;  $d$  为子导线直径,  $\text{cm}$ ;  $n$  为分裂导线数;  $\Gamma'$  为大雨下的激发函数。

根据大雨下的  $\Gamma'$  值, 可以得到小雨和好天气以及 80% 值的激发函数  $\Gamma''$ 、 $\Gamma'''$

$$\left. \begin{aligned} \Gamma'' &= \Gamma' + \Delta O + \Delta C \\ \Gamma''' &= \Gamma' - 17 \end{aligned} \right\} \quad (9.2-25)$$

$\Delta O$  和  $\Delta C$  见图 9.2-17, 80% 值的激发函数可由  $\Gamma'$  减去 10~15dB 而得。

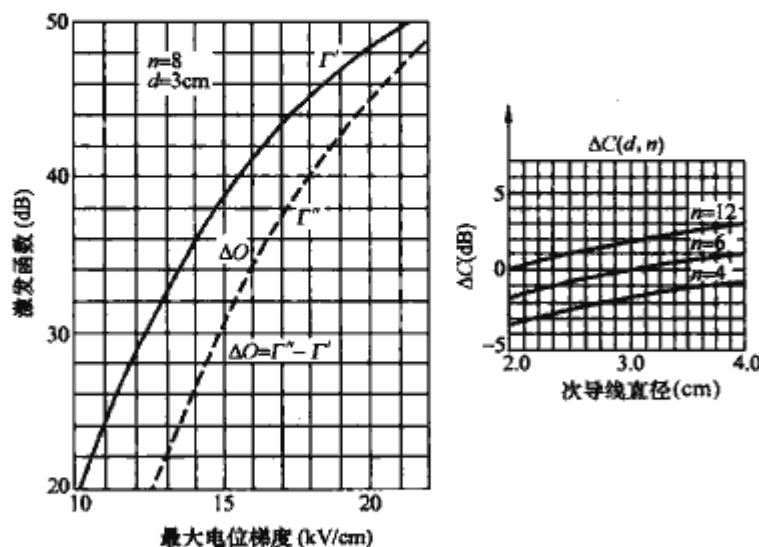


图 9.2-17 以子导线直径为 3cm 的 8 分裂导线为参考的  $\Delta O$  和  $\Delta C$

## 2) 电晕电流的传播

$$[i_0] = [C][\Gamma]/2\pi\epsilon_0 \quad (9.2-26)$$

其中,  $[C]$  为线路的电容矩阵, 第 1 相导线电晕时  $[\Gamma] = [\Gamma, 0, 0]^T$ 。通过模变换, 电晕电流转换成模电流

$$[i_{0m}] = [N]^{-1}[i_0] \quad (m=1, 2, 3) \quad (9.2-27)$$

$[N]$  为模转换矩阵,  $[N]^{-1}[N] = 1$ , 根据计算, 三相导线排列方式不同,  $[N]$  的元素有一定差别。

电流注入导线后, 由注入点向两边传播, 向参考点传播的电流为

$$[i_m(x)] = \frac{1}{2} \exp(L_m x) [i_{0m}] \quad (9.2-28)$$

其中  $L_m = \alpha_m + j\beta_m$  为传播常数, 由  $[B] = [Y][Z]$  的特征值得到,  $[Y]$  和  $[Z]$  分别为线路的并联导纳矩阵和串联阻抗矩阵, 把计算的模传播电流反变换成相电流

$$[i(x)] = [N][i_m(x)] \quad (9.2-29)$$

3) 干扰场强计算。第 1 相产生电晕时,  $[\Gamma_1, 0, 0]^T$  在三相导线中电流  $[i_j(x)]$  产生的电磁场的电场分量计算如下

$$E_1(x, y) = 60 \sum_{j=1}^3 i_j(x) F_j(y)$$

$$F_j(y) = \frac{h-h_1}{(h-h_1)^2 + y^2} + \frac{h+h_1+2P}{(h+h_1+2P)^2 + y^2} \quad (9.2-30)$$

$$P = \sqrt{\rho/\pi u_0 f}$$

式中:  $h$  为相导线对地高度;  $h_1$  为测量点高度;  $y$  为相导线与测量点水平距离;  $P$  为磁场穿透深度,  $\text{m}$ ;  $\rho$  为土壤电阻率,  $\Omega \cdot \text{m}$ , 如图 9.2-18 所示。

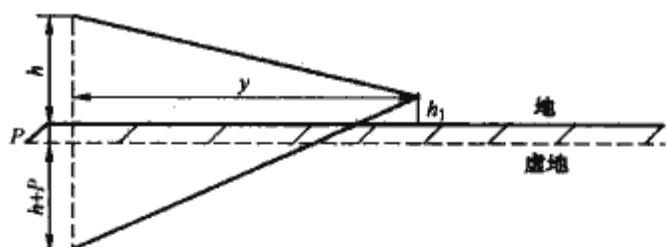


图 9.2-18 测点与导线的位置图

式 (9.2-29) 的意义是第 1 相导线电晕在三相中产生电流在周围空间产生了相角相同的电磁场, 合场强为三个场强算术和。

假设整条导线均匀地产生电晕, 并注入电流, 则根据平均和规则求各注入电流累积后在参考点流过时产生的电磁场

$$E_1(y) = \sqrt{2 \int |E_1(x, y)|^2 dx} \quad (9.2-31)$$

同样可以求出第 2、3 相导线产生电晕时的干扰场强, 即把  $[0, \Gamma_2, 0]^T$ 、 $[0, 0, \Gamma_3]^T$  分别按前述方法计算。三相导线的场强  $E_1(y)$ 、 $E_2(y)$ 、 $E_3(y)$  按以下原则相加合成线路的干扰场强: 当  $E_a(y) - E_b(y) \geq 3 \text{ dB}$  时,  $E(y) = E_a(y)$ , 否则

$$E(y) = \frac{1}{2} [E_a(y) + E_b(y)] + 1.5$$

其中  $E_a(y)$ 、 $E_b(y)$  为两个较大的计算场强。

计算结果说明: 本计算结果代表了好天气时, 频率为 0.5MHz 的无线电干扰场强平均值。该平均值增加 6~10dB 后可代表符合双 80% 原则的值。

### 2.2.5 无线电干扰限值

无线电干扰作为环境影响因子，主要考虑对居民无线电接收质量的影响，不同信噪比对无线电接收质量的影响如表 9.2-4 所示，CISPR 推荐 26dB 作为评价无线电干扰影响的可接受的信干比，亦即当无线电信号强度（dB 值）减去干扰水平，其差值大于 26dB 就可认为具有满意的接收质量。

表 9.2-4 信噪比的意义（信号用平均值检波、干扰用准峰值）

信噪比 (dB)	意 义
40	对古典音乐收听完全满意
32	对一般收听满意
26	不易察觉的背景噪声
20	背景噪声明显
15	背景噪声很明显

对于无线电干扰，目前我国已经颁布执行了若干个有关的国家标准。我国的相关国家标准是 GB 15707—1995《高压交流架空送电线无线电干扰限值》，详细内容见本篇第 6 章相关内容。

### 2.3 可听噪声

高压输电线路运行时伴随电晕放电所发出的爆裂声和交流声的统称。电压等级较低的输电线路，噪声问题不突出。随着电压等级的提高，特别是在导线潮湿的条件下，输电线路噪声成为一种环境问题。对于特高压输电线路，噪声称为线路设计的主要因素之一。

高压输电线路由电晕产生的可听噪声有两种，即宽频带噪声和 100Hz 及其整数倍的纯音（又称交流声）。宽频带噪声为一种嘶嘶和啪啪的爆裂声响，纯音为按一定频率起伏的嗡嗡声。

宽频带噪声是导线表面电晕放电产生的杂乱无章的电流脉冲造成的，特别是在交流电压正半波时的正极性电晕电流脉冲流注阶段最为严重。交流声是导线周围正、负离子在一周波内往返运动所造成的。由于正负离子到达和离开导线表面的这种运动，使周围气压每半周内变换两次方向，从而产生 100Hz 或 200Hz 的嗡嗡声。

天气条件对输电线路可听噪声的影响很大，好天气时噪声小，坏天气时（如雨天、雾天、下雪天）可听噪声增大。不同气象条件下，无规则噪声和交流声的相对数值也不同，雨天无规则噪声大，而结冰时交流声大。对于一般高压输电线路来说，引起人们烦恼的，主要是无规则噪声，其次是 100Hz 或 200Hz 的交流声。

高海拔下空气击穿场强低，电晕放电会加强。海拔高度每增加 300m，可听噪声大约增加 1dB。

#### 2.3.1 可听噪声计量方法

人所能感觉到的最小声压为 20μPa，人所能忍受的最大声压为 20Pa，其间相差 10<sup>6</sup> 倍，范围非常广阔，而且人对声音强弱的感受大体与声压有效值的对数成正比。因此，经常把声压有效值取对数来表示声音的强弱，这种表示声音强弱的数值叫声压级，它的单位为分贝（dB），是被测声功率与基准声功率之比以 10 为底的对数值的 10 倍。因为声功率与声压的平方成正比，故

$$\text{以分贝表示的声压级} = 10\lg\left(\frac{P^2}{P_0^2}\right) = 20\lg\left(\frac{P}{P_0}\right) \quad (9.2-32)$$

式中：P 为被测声压，Pa；P<sub>0</sub> 为基准声压，为 0.000 02Pa。

#### 2.3.2 输电线路可听噪声特性

##### 2.3.2.1 频谱特性

电晕放电是输电线路可听噪声的主要根源。对于交流输电线路，按不同频率分量所表现出的特征，可听噪声可以分为两部分：宽频带噪声和频率为工频倍数的纯音。

宽频带噪声（random noise）是由导线表面电晕放电产生的杂乱无章的脉冲所引起。这种放电产生的突发脉冲具有一定的随机性。宽频带噪声听起来像破碎声、“吱吱”声或“啦啦”声，与一般环境噪声有着明显区别，对人们造成的烦恼程度起主导作用。

所谓纯音，是由于电压周期性变化，使导线附近带电离子往返运动产生的“嗡嗡”声（humnoise）。对于交流线路，随着电压正负半波的交变，导线先后表现为正电晕极和负电晕极，由电晕在导线周围产生的正离子和负离子被导线以两倍工频排斥和吸引。因此，这种噪声的频率是工频的倍数，若电源频率为 50Hz，对应 100Hz 的量最明显。

图 9.2-19 所示为典型交流输电线路（两种导线）可听噪声的频谱图，从中可以很清楚地辨认出宽频带噪声和纯音。

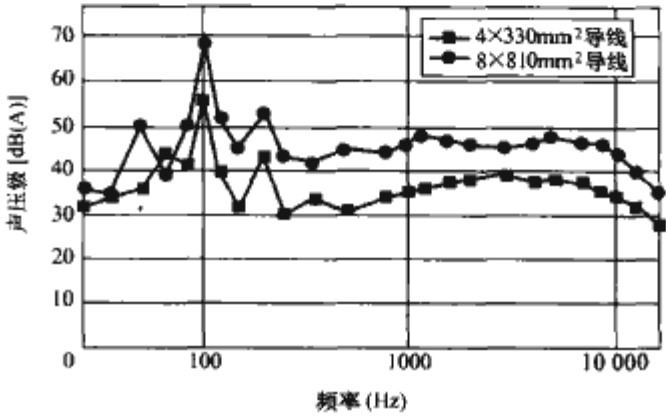


图 9.2-19 输电线路可听噪声频谱特性

图 9.2-20 同时给出了输电线路可听噪声与环境噪声的频谱图，从中可以明显地看出输电线路产生的 50、100、200Hz 的低频纯音。另外，图 9.2-20 中所给的环境噪声水平在 100Hz 后随着频率增高而明显衰减；而输电线路电晕产生的噪声不同，频率很高时才开始衰减。这样，在环境噪声较低的场合，输电线路产生的高频噪声很容易分辨。正是这一特性，输电线路的电晕噪声才给人在听觉上一种异常感。

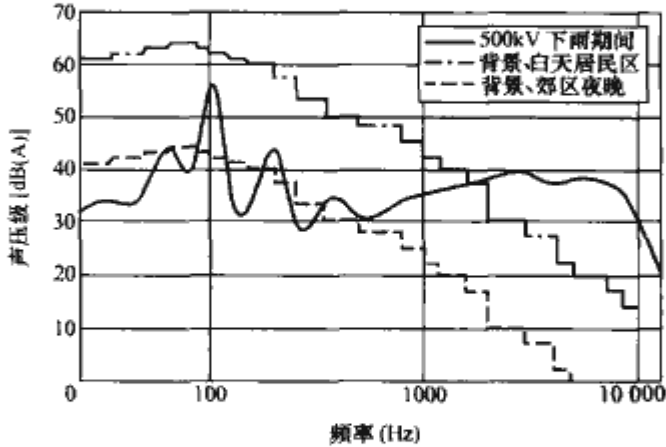


图 9.2-20 输电线路可听噪声频谱特性  
与环境噪声的比较

##### 2.3.2.2 横向分布特性

图 9.2-21 为三相导线水平排列的 1000kV 交流特高压输电线路可听噪声沿垂直线路方向，离地面 2m 高的分布曲



线,图中各曲线自上而下分别对应于导线对地最低高度 15、16、17、18、19、20、21、22、23m。

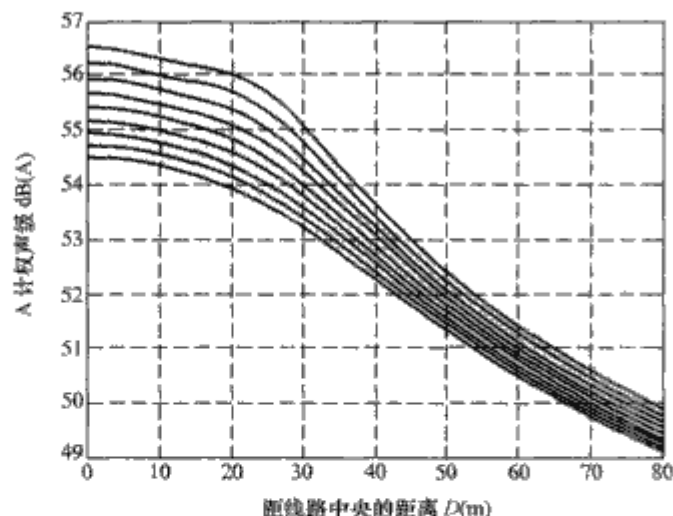


图 9.2-21 典型交流特高压输电线路的可听噪声声级横向分布

图 9.2-21 表明:①沿线路垂直方向,随着与线路之间距离的增加,可听噪声逐渐衰减,在线路下方,可听噪声随距离的增加衰减较慢,在边导线对地投影之外,可听噪声随距离的增加衰减较快;②随着导线对地高度的增加,噪声也有所降低,但降低程度不很明显。应该注意到,在图 9.2-21 中从线路中心到距中心 80m,可听噪声只衰减了约 5~6dB;前面已经看到,对于无线电干扰,衰减约 40dB。可见,输电线路的无线电干扰横向衰减很快,而可听噪声的横向衰减较慢。

图 9.2-21 的分布曲线是根据试验归纳得出的经验公式计算得到,由经验公式计算的结果反映了可听噪声的主要规律。如果实际测量,会发现其分布没有如此光滑,这与声音的传播、衰减、反射和迭加等因素有关。

声音在空气中的衰减受相对湿度和频率的影响较大。图 9.2-22 为不同频率的声音在空气中的衰减特性。在相对湿度值  $H$  较低时,衰减较大;当湿度高于临界值时,衰减随着湿度的增加而减小。雾会进一步增加声音的衰减,它对频率低于 5000Hz 的噪声分量的衰减作用比较明显。由于这些原因,对于同一噪声源,在不同天气下,传播到同一地点的噪声水平会不一样。从图 9.2-22 还看到,频率较低的声音衰减较小,在频率为 1000Hz 以上时,发生明显的衰减。因此,在离开交流输电线路一定距离后,可听噪声中令人不舒服的高频分量将会衰减到很小,主要成分将是 100Hz 的纯音。

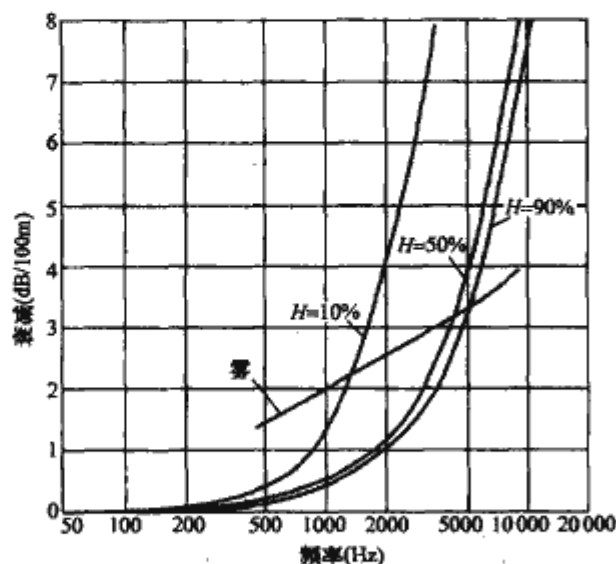


图 9.2-22 不同频率的声音在空气中的衰减

线路各处产生的同频率噪声分量传播到某一点,相位差别可能很大,有的相互加强,有的相互抵消。加上电晕放电的随机性,在同一点,不同时间的可听噪声水平也会有差别。

由于地面和其他物体面的反射以及吸收作用,使得空中噪声的分布变得更复杂,靠近反射面与离开反射面一定距离的噪声值会差别很大。

### 2.3.3 气候及分裂导线结构的影响

#### 2.3.3.1 气候的影响

一般来说,在潮湿天气(下雨或雾)时可听噪声比晴天时的更大些。但是,在高的导线表面电场强度下,可观察到一些饱和效应,随着电场强度的增加,潮湿天气和晴天时的噪声的差值就减小。对于常用的电场强度 15~20kV/cm(有效值),可按噪声音平的降低,做出下列的大致分类:

- (1) 下雨:作为参考水平,为 0dB。
- (2) 下雾或潮湿导线: -5~-10dB。
- (3) 正常干燥天气,不太热时: -15~-20dB。

(4) 在很热的天气(三伏天)中,噪声也可能会比正常晴天时的噪声大大增加,其原因是聚集在导线表面的微粒(例如花粉和昆虫)增加了。

实际上,下雨时线路产生的可听噪声不一定是最令人心烦的,因为此时线路产生的噪声将被落在树上、屋顶上、水沟等处的雨点声所掩盖。但在雾天,自然界的噪声是很小的(估计约 35~40dB)。在这种情况下,虽然线路噪声比下雨时差不多要低 6dB,但主观感觉上是更加令人心烦的。

在干燥天气时导线噪声测量值的变化是很大的。能保证噪声达到给定的稳定性和复现性的唯一气候条件是大雨的情况。因此,研究导线的电气和几何参数的影响都是在人工降雨条件下进行的。

#### 2.3.3.2 分裂导线结构的影响

分裂导线的子导线根数和直径的改变影响导线表面的电场强度数值,有人利用人工降雨试验条件获得了一个简单的关系式

$$\sqrt{nd}E = \text{常数} \quad (9.2-33)$$

式中:  $n$  为子导线根数;  $d$  为子导线直径;  $E$  为分裂导线的电场强度。

利用这一关系式,在已知某一结构和场强的导线所产生的噪声声级时,能得到另一种等效的结构和电场强度,使导线得到的可听噪声声级保持不变。

#### 2.3.4 可听噪声计算方法

美国、日本、意大利和加拿大等国根据各自的长期实测数据都提出了预测特高压输电线路对称分裂线可听噪声的计算公式,其中目前使用较多的是美国 BPA 推荐的公式

$$SLA = 10 \lg \sum_{i=1}^Z \lg^{-1} \left[ \frac{PWL_{(i)} - 11.4 \lg R_i - 5.8}{10} \right] \quad (9.2-34)$$

式中:  $SLA$  为 A 计权声级;  $PWL_{(i)}$  为  $i$  相导线的声功率级;  $R_i$  为测点至被测  $i$  向导线的距离;  $Z$  为相数。

式(9.2-34)中  $PWL_{(i)}$  按式(9.2-35)计算

$$PWL_{(i)} = -164.6 + 120 \lg E + 55 \lg d_{eq} \quad (9.2-35)$$

式中:  $E$  为导线表面电位梯度, kV/cm;  $d_{eq}$  为等效直径,  $d_{eq} = 0.58 n^{0.48} d$  ( $n > 4$ );  $d$  为子导线直径。

#### 2.3.5 可听噪声允许值

由于近年来车辆、飞机、工厂、基建施工等噪声源的大



量增加，噪声问题日益受到社会的重视。GB 3096—1993《城市区域环境噪声标准》对城市内各类区域环境做了明确的规定，如表 9.2-5 所示。

表 9.2-5 城市五类环境噪声标准值等效声级  $L_{Aeq}$  dB (A)

类别	昼间	夜间	适用区域
0	50	40	疗养区、高级别墅区和高级宾馆区等特别需要安静的区域
1	55	45	以居住、文教机关为主的区域
2	60	50	居住、商业和工业混杂区
3	65	55	工业区
4	70	55	交通干线道路两侧、穿越城区的内河航道两侧区域

输电线路，尤其是超高压输电线路，通常都处于郊外和农村，背景噪声、环境条件以及噪声的影响范围和忍受程度均与城市的不同，标准也应有所不同。美国的一些研究者提出了可听噪声引起抱怨的概率，作为一个一般准则，如图 9.2-23 所示。

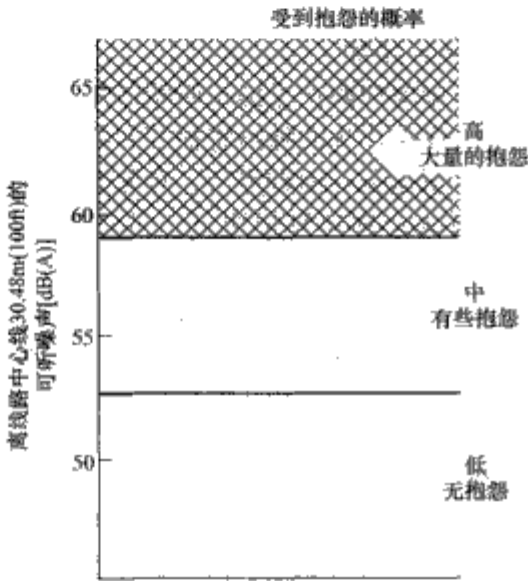


图 9.2-23 可听噪声引起抱怨的标准

从我国城市区域环境噪声标准来看，输电线路在坏天气下的噪声控制在 60dB (A) 是可行的。据此，只有 500kV 以上的输电线路才需要考虑噪声问题。

2.3.6 降低交流架空输电线路可听噪声的措施

- (1) 采用对称分布的子导线时，增加导线分裂数目和控制分裂导线间距，以减小导线表面场强。
- (2) 采取子导线非对称分裂方式，尽可能使子导线分配的电荷均匀，以改善导线表面电场分布。
- (3) 在对称分裂子导线束中附加子导线，以改善各子导线表面电荷分布和减小导线表面场强。
- (4) 在导线上涂抹憎水涂料等，减小雨天时导线下的水滴，从而减小电晕放电强度，以达到降低可听噪声的效果。

3 变电站工频电磁环境

变电站中带电设备会在周围的空激发产生工频电场和磁场。变电站中工频电磁环境会在其中的人、动物、电气设备及其他物体上产生电压和电流，超过一定剂量的高强度电磁场可能会对设备和生物的安全产生威胁。

3.1 变电站工频电场

变电站运行时各种带电导体上的电荷和在接地架构上感

应的电荷在变电装置处广大空间会产生工频电场。变电站中物体受到工频电场的影响主要取决于电场强度、其对地电容及对地绝缘状况、四周环境的屏蔽效应等因素，变电站内特定位置的电场强度是衡量变电站工频电场对潜在受害物体影响的主要指标。

高压变电站中的工频电场由带电构架和高压电气设备产生的场强共同决定，产生工频电场强度较高的设备依次为母线、电容器、架空进出线，而变压器的电场强度很小。500kV 母线下电场强度较大，最大可达到 9kV/m。电容器前 0.5m 处电场强度最大可达 1kV/m。主变压器产生的电场很小，如果进出变压器的高压线是地下电缆，则在主变压器前 1~2m 处的电场强度非常小，仅在 10V/m 以下；如果进出变压器的高压线是架空线，则电场强度基本上均在 0.3~4.0kV/m 之间。由此可见，变压器周围的强电场主要是进出线产生的。220、110kV 电缆前 0.3~1.5m 的电场强度小于 1V/m。

由于设备类型、结构和布置不同，不同区域的场强不同，一般考虑运行人员常活动的区域如巡视道等处的场强水平。电场强度在离地 2m 的范围内比较均匀。

由于变电站内带电导体纵横交错，带电设备和接地架构多种多样，变电站内的工频电场是一个复杂的三维场分布，它的表征、计算和测量较输电线路复杂。输电线下离地 2m 以内电场变化很小，可以认为是均匀的，一般可用离地 1.5m 处场强来表征该点电场水平。而变电站内大部分区域，由于带电体和接地架构同时并存，离地 2m 以内电场变化很大。对 330kV 及其以上电压等级的变电站，工频电场的限值设计时应考虑的主要条件之一。为了预计新建变电站电场水平和分布，一般采用将变电站按一定比例缩小，所加电压也按比例缩小，用模拟的方法来预测，也可采用计算的方法。表征变电站的电场分布，可给出地面或离地面一定高度的等场强线、大于某一场强的高场强区或给出典型间隔和设备纵向或横向电场分布。

变电站中设备产生的地面工频电场强度主要由设备的电位、结构和对地距离决定。对于下方地面平坦的长直导体（如母线），可以采用与输电线路相同的简化计算方法，具体算法见本篇第 2 章。需要注意的是：应用该方法进行计算时，导体端部附近的场强可能误差较大。对于地面平坦但形状比较复杂的导线，应用模拟电荷法，将模拟电荷设成每小段圆柱体的轴线上连续分布的线电荷，进行场强计算。

对于形状复杂或附近有其他尺寸较大的导体的带电物体，建议采用数值仿真算法对电场强度进行计算。

3.2 变电站工频磁场

工频磁场强度高的设备主要是母线和电感器等。通过监测发现：500kV 主变压器产生的磁场很小，进出变压器的高压线采用地下电缆或架空线，磁感应强度监测值相差不大，均在 0.02mT 以下。电抗器前 0.5m 处磁场强度为 400A/m，随当时电压、电流大小而变化。母线下磁场强度相对较小，不到 10A/m。220、110kV 电缆前 0.3~1.5m 的磁感应强度在 3.4~78A/m 之间。由此可见，磁感应强度最大的是电抗器，其他设备的磁感应强度均不大。

电缆与架空线比，因电缆有屏蔽效能而电场强度较小，但屏蔽对磁场作用不大。由于监测距离很近，磁场强度监测值很大。

在变电站模型中，引线和母线由于跨距不大，实际上是不考虑弧垂的。因此，在计算过程中，可以处理为分段的



直导线。根据毕奥—萨伐定律，对周边磁场进行计算。

### 3.3 工频电场、磁场分布

变电站内某一区域的地面电场主要由该区域内带电构架的布置和电压等级决定。考虑到工作人员在变电站内设备区的活动范围，变电站的主变压器、电抗器附近、巡视道和较低带电构架（主要是带电导线）下方的电磁场应该受到特别重视。

#### 3.3.1 站内工频电场和磁场水平

从电磁环境考虑，变电站内的构架高度主要决定于地面的电场和磁场。我国 500kV 变电站设计时电场按 10kV/m 来控制，主要考虑工作人员活动区域的工频电、磁场水平。具体位置为：

(1) 一条线路对应串的两相间的巡视道，如图 9.2-24 所示。

(2) 垂直于两高压设备连线的方向上，如刀闸和断路器连线，断路器和 TA 连线等，如图 9.2-25 所示。

(3) 平行于母线，在母线相邻两相的中间、任一相的正下方或边相外一定距离的方向上，如图 9.2-26 所示。

(4) 高压设备附近，如变压器、电抗器等其他电磁环境敏感区域。



图 9.2-24 任一串两相邻相间的巡视道

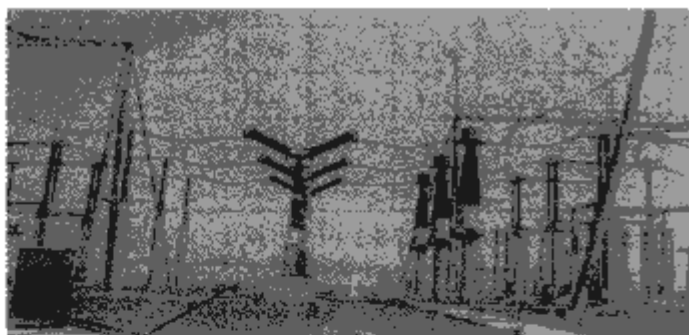


图 9.2-25 垂直于断路器与 TA 连线的方向上



图 9.2-26 母线 B、C 相中间平行于母线的方向上

我国对 500kV 变电站工频电、磁场的大量实测统计表明，500kV 变电站内，电场强度的最大值为 11.66kV/m。但对于所有变电站，70%以上测点的电场强度在 4~8kV/m 之间；在垂直于两主设备连线方向上，电场强度较大。磁感应

强度水平分量最大值为 13.23 $\mu$ T，垂直分量最大值为 9.58 $\mu$ T，最大合成磁感应强度为 16.33 $\mu$ T，90%以上测点的合成磁感应场强在 10 $\mu$ T 以下。某 500kV 变电站内垂直于 TA 与断路器连线方向上地面的电、磁场分布如图 9.2-27 所示。

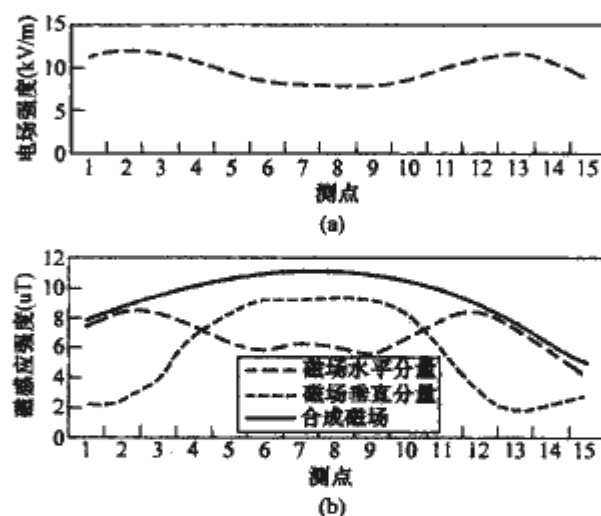


图 9.2-27 某 500kV 变电站垂直于 TA 与断路器连线方向上地面的电、磁场分布  
(a) 电场分布；(b) 磁场分布

500kV 变电站围墙外的电、磁场水平较低，实测的电场强度小于 2kV/m，磁感应强度小于 5 $\mu$ T，满足我国规定的居民区的场强水平。

软母线产生的地面电场强度高于管状母线。在正常运行的变电站中母线下方布置了大量的设备，这些带电设备对地高度相对母线低 5~8m，使垂直于母线巡视道上的地面电场强度与母线下方预留串位置处相比大大增加。

母线下有高压设备时地面电场强度会大幅度升高，与无高压设备的情况相比，地面电场强度接近无高压设备的 2 倍。

#### 3.3.2 站外工频电场和磁场水平

500kV 变电站围墙外工频电、磁场和无线电干扰测量主要以无进出线的围墙为起点，在垂直于围墙的方向上布测点，测量该方向上的电磁环境参数。我国大量测量表明，500kV 变电站围墙外的工频电、磁场强度和无线电干扰水平远远低于我国环境标准中推荐的居民区场强限值，即电场 4kV/m，磁感应强度 0.1mT。

### 3.4 工频电场、磁场限值

变电站工作人员接近带电高压设备的机会多，场强限值除要考虑暂态电击和稳态电击外，还要考虑电场长期作用可能的生态效应。但由于变电站工作人员通常均具有防止暂态和稳态电击知识，且每天在较高电场中停留的时间不长，因此各国都将变电站内的允许工频电场定得比线路邻近居民区和跨越公路处的要高。对运行人员经常巡视或检测必经的地方，一般规定为小于 8kV/m，其他地方则不大于 10kV/m，少数地区允许最大场强为 10~15kV/m。而变电站围墙处场强则不大于 5kV/m。为满足这些要求，除适当提高带电体对地高度外，有时还采用合理安排带电体的排列以及并列或重叠回路的相序等措施，从结构布置上减小地面电场。500kV 及以上的新变电站投运后，一般都要对变电站内电场进行一次全面测量，绘出高场强区的范围和电场分布。为避免火花放电引燃可燃气体，在变电站的工频电场区内禁止进行加人或取出汽油的作业。



## 4 变电站静电感应

### 4.1 静电感应现象

随着 330kV 及以上电压变电站的投运, 变电站中高压配电装置的静电感应问题也渐趋突出。静电感应现象是在正常工作电压作用下带电体通过电容耦合在其附近导电的物体或人体上感应出电压或电流的现象。

静电感应主要决定于带电导体表面的场强和对大地的距离。静电感应水平由下列参数决定: ①导线下的未畸变电场; ②受影响物体的感应电压; ③流过受影响物体的感应电流; ④受影响物体的对地电容和该物体的对地绝缘状况。导线及附近没有其他物体存在时, 仅由输电线路导线所带电荷产生的电场称未畸变电场。未畸变电场是决定静电感应水平最基本的参量。导线存在有其他导电物体如车辆或行人等, 这些处在电场中的物体, 由于静电感应在其表面会感应出电荷, 这些电荷产生的电场叠加在原来电场上, 从而改变了导体周围原来电场, 这种被改变后的电场称畸变电场。在带电导体附近存在有其他对地绝缘的导电物体时, 由于电容耦合, 带电导体在该物体上会感应出电压(对地), 该电压称为感应电压。将该对地绝缘的导电物体用导线接地。将有一电流通过接地导线流入大地, 该电流称为感应电流。

关于静电感应场强水平, 目前在国际上尚无统一标准与规定。日本超高压变电站, 一般控制其场强水平在 7kV/m 以内。苏联在设计变电站时, 对场强水平不加限制, 但按规则对运行人员在高场强区工作时间做了规定(如在 10kV/m 场强下, 24h 中允许人员停留在电场中的时间为 180min)。欧美国家对变电站场强水平没有明确规定, 而实际采用一般在 10kV/m, 部分达到 10~15kV/m。1980 年意大利提出关于电场对生物的影响, 认为 10kV/m 是一个安全水平。

我国通过大量的实测及计算, 以及国内 330~500kV 变电站的运行经验, 提出电压为 330kV 及以上的配电装置内设备遮栏外的静电感应场强水平(离地 1.5m 空间场强), 不宜超过 10kV/m, 部分地区可允许达到 15kV/m。配电装置围墙外侧处(非出线方向, 围墙外为居民区时)的静电感应场强水平不宜大于 5kV/m。

降低静电感应场强水平可采取下列措施:

- (1) 避免或减少同相布置。
- (2) 尽量减少同相母线交叉与同相转角布置。
- (3) 控制箱等操作设备应尽量布置在较低场强区。
- (4) 必要时可适当增加屏蔽线或设备屏蔽环。
- (5) 可适当提高电气设备及引线的安装高度。

### 4.2 静电感应产生的环境效应

静电感应对环境的影响主要表现为能导致产生电击和长时间受电场作用可能产生的生态效应。详细内容请参见本篇第 4 章。

### 4.3 开关开合静电感应现象

#### 4.3.1 静电感应电压和感应电流

两端接地开关均不接地, 由运行线对检修线、检修线对大地的电容分压产生。打开的接地开关断口间的容性电压取决于带电线路上的电压及与带电线路的耦合系数。

静电感应电流即指容性电流, 即一端接地开关接地, 从运行线与检修线间的电容经检修线流入大地的电流。一端接地的不带电线路中的容性电流取决于带电线路上的电压、

与带电线路的耦合系数(由杆塔上的线路布置情况确定), 以及不带电线路的接地端和开路端之间的距离。完全同杆架设不换位的线路一回线带电运行, 另一回线停电检修时, 流过接地开关的静电感应电流与运行线路传输的功率无关, 与线路的长度呈正比例关系。在同杆架设线路中还有非同杆架设线路时, 静电感应电流比原同杆架设线路的静电感应电流大, 一般而言, 同杆架设线路长度超过 15km 后, 静电感应电流就大于 1.6A。

#### 4.3.2 典型值

1992 年, 我国依据 IEC 60129—1984 编制了机械行业标准 JB/T 6461—1992《交流高压接地开关开合感应电流试验》, 2000 年我国电力行业修订 DL/T 486《交流高压隔离开关和接地开关订货技术条件》时, 也依据 IEC 60129—1984, 在附录中包含了“接地开关开合感应电流的试验”。随后, 我国根据 IEC 62271—102—2001(第 1 版)重新修订了 GB 1985—2004《高压交流隔离开关和接地开关》国家标准。在该标准中将“接地开关开合感应电流”项目以“规范性附录 C”纳入, 代替 JB/T 6461—1992。

国标规定, 对于 40.5kV 及以上的接地开关有可能要求开合感应电流和电压的能力, 主要通过额定感应电流和额定感应电压参数来确定。额定感应电流是指接地开关在额定感应电压下能开合的最大感应性电流; 额定感应电压是指接地开关在开合额定感应电流后能承受的最大工频电压。接地开关一般可分为 A 类和 B 类, 额定值按表 9.2-6 给定。

表 9.2-6 接地开关开、合感应电流的额定参数

额定电压 $U_n$ (kV)	电磁感应性				静电感应性			
	额定感性电流 (A, 有效值)		额定感性电压 (kV, 有效值)		额定容性电流 (A, 有效值)		额定容性电压 (kV, 有效值)	
	A 类	B 类	A 类	B 类	A 类	B 类	A 类	B 类
40.5	50	100	0.5	4	0.40	2	3	6
72.5	50	100	0.5	4	0.40	2	3	6
126.0	50	100	0.5	6	0.40	5	3	6
252.0	80	160	1.4	15	1.25	10	5	15
363.0	80	200	2.0	22	1.25	18	5	22
550.0	80	200	2.0	25	1.60	25; 50	8	25; 50

注 A 类适用于耦合关系较弱或较短的平行线段; B 类适用于耦合关系较强或长的平行线段。有时候, 平行线段很长, 或相邻带电线路电流很大, 或带电线路的额定电压高于接地线段的额定电压, 这些情况下的感应电流参数将高于表中所列之值。这时候应由制造与用户双方共同协商试验条件。该表所列数值系指“线—地”的数值, 对单相和三相都一样。

目前, 很多 550kV 变电工程建设中, 停电接地线路很长、带电线路负荷很大, 其感应电流和感应电压都高于国家标准规定的 B 类接地开关标准值。

## 5 变电站在二次系统产生的传导电磁骚扰

变电站特别是其中的高压开关场是电磁环境非常恶劣的场所, 自然和人工操作可能产生严重的电磁骚扰, 这些电磁骚扰可通过各种耦合路径进入变电站的二次系统形成干扰, 因而可能引起控制操作混乱, 甚至设备损坏, 造成严重后果。

### 5.1 变电站主要骚扰源

#### 5.1.1 空气绝缘变电站内主要干扰源

在变电站复杂而恶劣的电磁环境中, 二次设备可能会受



到工频电流、电压和雷电、操作冲击以及多种放电现象引起的电磁干扰。随着变电站一次系统电压的升高、容量的增大,电磁干扰更加严重。一般而言,可能影响变电站保护与控制等二次设备正常工作的电磁干扰源包括以下几个方面:

(1) 高压一次回路中隔离开关和断路器的操作引起的快速瞬态电磁过程。

(2) 雷电现象引起的快速瞬态电磁过程,包括雷击线路、构架和接地装置。

(3) 高压回路中绝缘击穿或局部放电(电晕、沿面放电)引起的瞬态电磁过程。

(4) 保护与控制等二次设备回路中的开关操作引起的快速瞬态电磁过程。

(5) 电力系统短路故障引起暂态电磁过程及接地网瞬态电位升。

以上原因主要表现为以下几个不同类型的电磁骚扰量:

(1) 上升速度为微秒级的电浪涌(典型特性为 $1.2/50\mu\text{s}$ 电压浪涌和 $8/20\mu\text{s}$ 电流浪涌)。

(2) 频率为兆赫兹级的振荡波(振铃波或阻尼振荡波,频率为 $100\text{kHz}\sim 1\text{MHz}$ 以上)。

(3) 快速瞬变脉冲群(单个脉冲约 $5/50\text{ns}$ ,重复频率 $2.5\sim 5\text{kHz}$ )。

(4) 静电放电产生的纳秒级浪涌,辐射电磁场以及低频浪涌等。

在上述的各种干扰源中,变电站一次系统的开关操作产生的快速瞬态电磁过程由于幅度较高、频带较宽,对二次设备的干扰最为强烈。对于开关操作引起的快速瞬态电磁过程造成的事故国外时有报道,引起了电力系统设计、运行等部门以及电力设备生产商的高度重视。但是由于这种快速瞬态电磁过程波形复杂,包含的频率范围较宽,而且发生的时间、地点随机,因此分析起来比较困难。

### 5.1.2 气体绝缘变电站内主要干扰源

对于GIS来说,它的干扰源可分为内部与外部两大类。外部干扰源有两种,一是外部故障(相线之间短路或相线对地短路),二是雷击架空线;内部干扰源也有两种,一是绝缘击穿,二是由隔离开关、接地开关和断路器开合操作引起。相比较而言,外部引起的干扰较弱。隔离开关和断路器的操作会在气体绝缘变电站内部产生振荡频率高达数百兆赫兹的特快速暂态过电压(Very Fast Transient Overvoltage, VFTO),它在GIS内的传播会引起暂态地电位升高(Transient Ground Potential Rise, TGPR),又叫做暂态外壳电位升(Transient Enclosure Potential Rise, TEPR)。国际大电网会议(CIGRE)1988年对由TGPR引起的事故进行的调查表明,半数以上的电站发生了由暂态地电位升高引起的事故,引起暂态地电位升高的主要原因是隔离开关操作,其他原因按出现的概率由大到小依次是断路器操作、电力电缆通过接地开关放电和来自变电站外部的雷电波等。引起故障的根本原因是接地网和接地电阻对于高达数百兆赫兹的暂态地电位升高呈现出极大的阻抗。由于隔离开关的操作是气体绝缘变电站的常规操作,出现频率极高,因此对它的研究就显得尤为重要。

GIS内部的VFTO根据其振荡频率的高低,可分为以下三类:

(1) 趋于数百千赫兹的基本振荡频率 $f_1$ ,它由整个系统所决定,包括GIS及其临近的设备。其幅值不高,GIS的绝缘设计不取决于它的数值。

(2) 高达几十兆赫兹的特快速暂态过程频率 $f_2$ ,由行

波在GIS内的发展形成,叠加到基本振荡过程上,构成VFTO过电压的最重要部分,它决定了GIS绝缘水平的设计。

(3) 高达上百兆赫兹的振荡过程频率 $f_3$ ,由GIS内器件间波的折反射形成,叠加到特快速暂态过程上,其幅值较低。

由于VFTO的上升时间远小于GIS元件的暂态时间,操作时在隔离开关处产生了向两边传播的行波。由于金属外壳的屏蔽,暂态电磁波被限制在内部。产生的暂态过程取决于GIS的几何结构、波在不连续处产生的折射和反射的叠加。当暂态波到达互感器时,过电压通过绕组间的杂散电容传入二次侧,进而进入通向控制、保护设备的二次电缆的内部。

VFTO的主要频率取决于受隔离开关操作影响的GIS的长度,基频在 $1\sim 40\text{MHz}$ 之间,叠加的频率分量可能会更高。影响最高频率分量的VFTO的内部衰减由电弧电阻、集肤效应决定,这个衰减一般可以忽略(铝制的导体和金属外壳)。VFTO衰减的主要阶段发生在由GIS向架空线(电缆)传播时。

与空气绝缘变电站产生的瞬态电磁过程相比,气体绝缘变电站在开关操作时,由于 $\text{SF}_6$ 气体具有非常强的灭弧能力,其瞬态电磁过程的主频更高。虽然,气体绝缘变电站的金属外壳可以很好地屏蔽管道内部电磁场对外的辐射,但是由于整个GIS管道需要与外部的高压电缆或高压架空线路连接,因此管道的屏蔽作用并不完全。内部导线上发生的瞬态电磁过程可以通过与电缆或线路的连接处到达GIS的外壳,并向空间辐射电磁能量。因此,气体绝缘变电站开关操作产生的快速瞬态电磁过程同样会干扰变电站内二次设备的正常运行。由于电站内的传导干扰要比辐射干扰强烈得多,在计算二次电缆上的干扰电压时,辐射引起的干扰可以忽略不计。

### 5.2 传导电磁骚扰的传播途径

变电站电磁骚扰的传播和对二次系统的耦合方式是很复杂的,精确的描述较为困难,但其主要的耦合方式可用比较简单的模型来说明。这些耦合可分为传导耦合、感应耦合(近场)和辐射耦合(远场)三类。

(1) 传导耦合:主要是共阻抗耦合,发生于骚扰源至敏感设备的回路和二次系统信号回路存在共同路径的情况。

(2) 感应耦合:就近的骚扰源(骚扰传播距离小于其波长)产生的电场或磁场在敏感电路中感应产生电压和电流的情况,包括容性耦合(电场感应)和感性耦合(磁场感应)。

(3) 辐射耦合:电磁场通过自由空间远距离(骚扰传播距离远大于其波长)辐射传播的情况。

变电站电磁骚扰的传播和对二次系统的耦合与骚扰源及二次回路的布置结构有关,且与电磁骚扰频率有密切关系。同一耦合路径对高频骚扰和低频骚扰的特性可能显著不同,如杂散电容对低频信号影响不大,对高频骚扰则可能成为重要途径。

图9.2-28是变电站内主要电磁骚扰的传播和对二次系统的耦合示例。

在变电站内,由高压开关场连至控制室内二次系统的控制电缆及其屏蔽层是高压开关场电磁骚扰传播的重要途径,现以此种情况为例说明电磁骚扰耦合的机理。图9.2-29是高压回路开关切换产生的浪涌、振荡波和辐射电磁场等耦合至控制电缆的情况,包括容性耦合、感性耦合、传导耦合和辐射耦合四类。



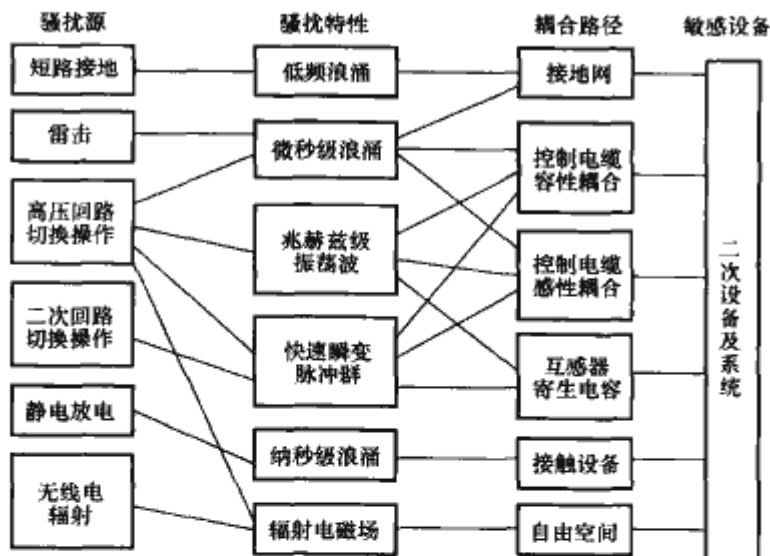


图 9.2-28 变电站内主要电磁骚扰的传播及对二次系统的耦合

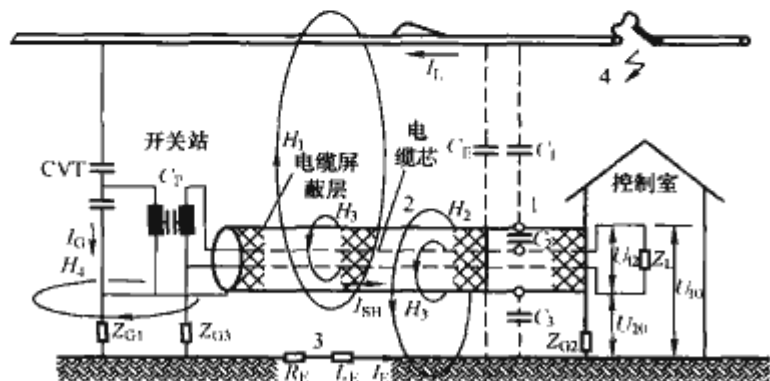


图 9.2-29 高压开关站电磁骚扰量的耦合机理

1—容性耦合；2—感性耦合；3—传导耦合；4—辐射耦合  
 $U_{12}$ 、 $U_{10}$ 、 $U_{20}$ —分别为二次回路导线间电压及对地电压；  
 $I_L$ 、 $I_G$ 、 $I_E$ 、 $I_{SH}$ —分别为高压导体电流、接地电流、地中电流和屏蔽层电流

(1) 容性耦合。由高压开关操作产生的电磁骚扰，如浪涌和振荡波等，通过杂散电容  $C_E$  入地，同时通过杂散电容  $C_1$  耦合至控制电缆屏蔽层。在屏蔽层上的静电感应电压值与  $C_1$  的容抗  $X_{c1}$  和屏蔽层对地阻抗  $Z_G$ （包括屏蔽层对地杂散电容  $C_P$  的容抗和接地阻抗  $Z_{G1}$ 、 $Z_{G2}$  等）有关，由于  $Z_G$  一般远小于  $X_{c1}$ ，屏蔽层的感应电压接近地电位。屏蔽层通过杂散电容  $C_P$  与芯线耦合，当不考虑芯线端部的外部连接情况时，芯线与屏蔽层的电位应相同；如芯线另有接地阻抗  $Z_G$ ，时，屏蔽层电压将通过  $C_2$  及  $Z_{G3}$  串联分压，而在芯线上形成干扰电压。高压导体上的电磁骚扰还将通过电容式电压互感器 CVT 入地，并通过 CVT 的一、二次绕组之间的杂散电容  $C_P$  耦合至二次回路。

(2) 感性耦合。经由高压导体的浪涌和振荡波等通过磁场  $H_1$  耦合、由 CVT 高压电路入地的骚扰电流通过磁场  $H_4$  耦合，在控制电缆的芯线和屏蔽层中感应出纵向电动势。屏蔽层（如两端接地）的感应电流及地中电流分别通过磁场  $H_3$  及  $H_2$  在二次导线中感应出相反的电动势。

(3) 传导耦合。传导性电磁耦合是通过连接于二次设备和高压线路之间的电流互感器、电压互感器和电容式电压互感器（CVT）形成的，接地电流  $I_G$  部分经  $Z_G$  入地，部分将流过电缆屏蔽层。通过地中的浪涌电流由于接地网阻抗  $R_E$ 、 $L_E$  产生地电位差，也将在控制电缆屏蔽层中产生电流。屏蔽层中电流则通过磁场  $H_3$  耦合，在芯线上形成干扰。此外，母线上的瞬态电压和电流还可通过电场或磁场直接耦合到二次设备的电缆内，进而干扰二次设备的工作。

(4) 辐射耦合。由高压开关操作产生的辐射电磁场经自

由空间直接耦合至二次系统。

高压变电站的控制电缆一般采用屏蔽电缆并将屏蔽层两端接地。屏蔽层对近场干扰（感应耦合）的直接影响有良好的抑制作用，但由于各种耦合、地电位差等原因，在屏蔽层中产生的电流则成为对二次回路产生干扰的主要原因。屏蔽电流对芯线的干扰影响物理过程是比较复杂的，由此产生的干扰电压的大小一般可用“屏蔽电流×屏蔽电缆转移阻抗×电缆长度”来表征。

由于开关操作在高压母线上产生的瞬态电磁过程含有高频分量，高压母线上的瞬态电磁过程不仅通过电压和电流互感器等以传导方式干扰二次设备，还将向空间辐射电磁能量以辐射方式干扰二次设备。

### 5.3 开关操作时在二次系统产生的传导电磁干扰

在变电站的一次系统中存在大量的隔离开关和断路器。变电站中开关操作属于变电站的常规操作，主要包括：隔离开关切、合高压空载母线，断路器切、合高压母线和高压线路，投切电容器组和投切空载变压器及电抗器等操作。

由于电容、电感均为储能元件，当开关操作使其状态发生变化时，会产生暂态过电压。特别是在隔离开关和熄弧性能较差的断路器操作时，有可能在触头之间发生一系列的电弧熄灭和重燃（重击穿），从触头第一次重击穿至最后一次重击穿，有时会持续 1s 以上。

操作隔离开关或断路器时，在高压母线的每一相上会产生波形极其复杂的瞬态电磁过程，其中尤以切、合短空载母线产生的瞬态电磁过程最为严重。研究表明，开关操作时，最强的电磁脉冲出现在合闸动作的最初时刻、分闸动作的最后时刻，而且合闸操作比分闸操作产生的电磁脉冲幅值要高。变电站开关操作产生极强的瞬态电磁场，其幅值和波形由变电站类型、电压等级、开关设备、操作时间、母线的长度和材料所决定。通常，断路器的操作比隔离开关的操作迅速，灭弧次数较少，因而电磁脉冲的幅度较小。但是，操作断路器产生的瞬态电磁过程包含的频率分量比操作隔离开关时要高，一般难以测量操作断路器产生的瞬态电磁场。

由于开关操作的母线上接有其他电气设备，构成了复杂的振荡网络，决定了暂态振荡电压波形为包含多种频率分量的衰减振荡波。而母线（或电气设备间的连线）表现为一复杂结构的天线，将其电压、电流以暂态电磁场的形式向周围空间辐射能量，同时这一暂态过程还可以通过母线上连接的 TA、TV 及 CVT 等直接耦合到二次回路中去。因此，在二次回路中可出现大量的快速衰减振荡脉冲。

开关操作产生暂态电磁干扰有其自身的特点：

(1) 每一次变电站开关操作均产生大量电磁暂态，其次数、幅值及波形变化取决于变电站类型、电压、所操作的开关类型及其切换速度等。首先，隔离开关切换所产生的暂态的幅值及次数要比断路器大得多。这主要是因为断路器的切换速度要比隔离开关快得多，而且断路器有很好的灭弧措施及限制振荡的措施。有研究表明，由一个慢动作的隔离开关所产生的暂态次数可高达上万次，而快动作的可少至几十次。所以，切换速度越快，产生的电磁暂态总次数越少。操作产生的暂态的相对幅值变化很大，一般是分闸到最后及合闸刚开始时最大。虽然一次操作过程产生的暂态次数多并不一定就意味着产生的最大幅值高，但这毕竟意味着长的持续时间和大的干扰量。

(2) 操作暂态的主频率变化很大，在几百千赫兹到上百



兆赫兹之间。一般随变电站电压等级成反比变化，这是因为电压等级高的变电站尺寸大，波的传播时间长。GIS 最紧凑，所以它的切换暂态频率最高，比相应的空气绝缘变电站（AIS）高 10 倍以上。对于一定的变电站类型和电压等级，断路器的切换暂态频率又比隔离开关高。频率越高，各种形式的耦合就越见效，而且有些由微处理器组成的设备可能对高的脉冲重复频率比对高的幅值更敏感。

（3）暂态电磁干扰的幅值与变电站电压等级成正比，即变电站电压等级越高所产生的最大暂态电磁干扰的峰值就越高。因为在过渡过程中高压母线上产生的最大暂态幅值取决于其冲击阻抗及瞬时最大相对地系统电压，而二次回路中的电磁干扰起源于暂态高压母线电流电压，则它们的相对幅值一般也就正比于变电站电压等级。相对于对应的 AIS 来说，GIS 的切换暂态在变电站的二次回路中产生的电磁干扰幅值小，这是因为 GIS 的接地外壳起了较好的屏蔽作用，在外壳与地之间的电磁场亦因此而衰减得很快。而在 AIS，虽然其暂态磁场衰减也很快，但其暂态电场幅值在各次电弧之间的相当长的时间内维持在一个较高的水平。

5.3.1 开关操作时变电站电磁环境

变电站中一次回路和二次回路之间存在着电和磁的联系，因此，在一次回路中发生的任何形式的暂态过程都会通过不同的耦合途径传入二次回路中形成暂态骚扰。暂态过程产生的原因有开关操作、雷击、一次系统短路等。另外，二次回路本身也会产生暂态骚扰，如直流回路中电感线圈（如继电器线圈、开关的分合闸线圈等）的断路操作等。

高压开关操作常常伴有电弧重燃，并且由每一次发弧或断弧所激发的过渡过程在高压母线上产生暂态电压和电流。两者均会以辐射的形式在变电站中产生暂态电磁干扰。高压母线电磁暂态对二次电缆的干扰占主要分量，因此下面只讨论高压母线电磁暂态对二次电缆的干扰。

暂态骚扰对二次回路的设备可能造成两种后果：一种是破坏二次设备的绝缘，形成永久性破坏；另一种是骚扰其正常的工作，使其误动作。二次回路中的设备包括继电保护、控制、信号、通信、监测等仪器和仪表都属于弱电设备，其耐压水平和抗骚扰能力都比较弱。在我国，自 20 世纪 60 年代以来，晶体管继电保护和通信设备在变电站中推广应用，随着电力系统自动化程度和对运行可靠性要求的不断提高，自 20 世纪 80 年代开始，利用微型计算机实现主设备的继电保护和监控。以微电子元器件（如集成电路、数字电路等）为主要元件的控制、保护、信号、监测等设备在一些大型超高压变电站中首先得到应用。这些设备对暂态骚扰具有更加明显的敏感性和脆弱性。因此，在这些变电站中，一次回路和二次回路之间的电磁兼容问题变得十分突出。而且，问题的严重性还在于：越是高压大容量的枢纽变电站，由于它们在电力系统中的地位和重要性，越需要应用更加先进的二次设备对一次系统进行保护和监控，与此同时，由于一次系统电压高、容量大，反过来会对二次回路产生更加强烈的暂态骚扰。尤其是 SF<sub>6</sub> 组合电器（GIS）的应用，对变电站二次设备增加了新的威胁。另外，将继电保护或控制设备下放至开关站中，虽然可节约大量电缆，降低工程造价和施工量，提高运行可靠性等，但也更容易受到高压电气设备运行过程中的开关操作、短路故障等暂态过程产生的强电磁骚扰。鉴于以上理由，近年来，变电站中的电磁兼容问题受到设计、安装、运行各个部门的普遍关注。

典型的操作暂态的特征参数如表 9.2-7 所示。

表 9.2-7 典型的操作暂态特征参数

电 压		200%额定电压
振动频率 (kHz)	切除线路操作	50~300
	切除母线操作	300~600
	低压操作	300~2000
每个衰减振荡之间的间隔		10μs~16ms
振荡波弦线时延		1ms~4s
衰减时间（周波）		2~4
源阻抗（Ω）		5~200

美国在 500kV 变电站测得暂态干扰的频率为 200Hz 到数兆赫兹，幅值从数伏到 20 000V。德国对 26 个 110V~380kV 变电站的二次系统中的干扰进行了测量，从 1648 个试验数据中分析表明：在采取了暂态电压抑制措施的变电站中，被测幅值得最高达 6.77kV，被测幅值的 75%控制在 4kV 的范围内；在无抑制措施的变电站中，则 75%的幅值在 100kV 以下。研究结果认为，在设计条件相同的情况下，二次系统的暂态干扰电压与系统运行电压成三次方关系，则 1000kV 的开关站的暂态干扰电压是 500kV 的开关站的 8 倍。国内对 500kV 变电站中隔离开关与断路器操作时产生的暂态骚扰进行了实测。

无论是操作隔离开关还是断路器，产生的暂态磁场主波形基本相同，磁场主波形的频率范围为 150~800kHz，地面上 2m 处的磁场幅值（峰—峰值）每米在数十至数百安培，而相应的地面处磁场幅值降低约一个数量级。

根据国外的实测结果，开关操作产生的干扰波形的频率一般为 0.1~80MHz，每串干扰波的持续时间为 10ps~10ms，每串干扰波的能量从几毫焦耳到数十毫焦耳。单相操作时，在一个工频周波内，干扰出现的次数约从 1 次到 20 次，平均每秒 156 次，大部分脉冲 10 个周波后即被衰减掉（降至最大值的 10%）。在表 9.2.8 中列出了瑞士在变电站开关操作时的实测数据。变电站的结构布置决定了电磁干扰的主要频率及耦合强度。测量表明，在变电站内由于设备的操作产生的暂态空间电磁场的频率大都在几百赫兹到 200MHz 之间，时延由几个纳秒到几个毫秒，干扰相当严重。如果二次系统没有很好的屏蔽措施，空间电磁场的作用将导致二次设备的失效或破坏。

表 9.2-8 二次电路中的电压和高频场的强度范围（瑞士）

电压等级	420kV 以下户外 变电站	420kV 以下气体绝缘 变电站
频率范围	30kHz~5MHz	50MHz 以下
高频场（约 5m 远）	可达 30kV/m	可达 30kV/m
未屏蔽二次线中 感应电压	可达 10kV	可达 20kV
已屏蔽二次线中 感应电压	共模：<1kV	共模：<1kV
	差模：<0.5kV	差模：<0.5kV

5.3.2 TA 和 TV 二次侧上的骚扰

隔离开关拉合空载母线时，电流波形的频率在 100~300kHz 之间，峰值约 400A 以内。频率较高的分量不明显。断路器操作空载长线时，TA 二次侧电流的峰值显著提高，最大幅值达 2500A。频率也有增加，主频率在 4MHz 左右。低频分量的幅值不太明显。变压器充电过程中的 TA 二次侧电流的波形频率分量丰富，在 1MHz 和 5MHz 都有显著的分布，幅值在 200A 左右。



隔离开关拉合空载母线和断路器操作空载长线时,在母线 CVT 二次侧产生的暂态电压的波形也为阻尼衰减振荡波,但频率较 TA 二次侧电流的频率低些;波形与 TA 二次侧产生的暂态电流波形相似,幅值约 2.5kV。在断路器给变压器充电时,变压器 500kV 侧 TA 二次侧电压波形频率低,幅值可达 5kV 左右。

测量所得到的变电站电磁骚扰的参数,与有关的抗扰度试验的标准相比,在幅值上相当或低于标准中规定的试验最高等级的抗扰度水平,如振荡波抗扰度、电快速瞬变脉冲群以及阻尼振荡磁场抗扰度等实验,但频率上有所不同。

隔离开关操作是变电站正常生产过程中产生电磁骚扰最严重的操作。其骚扰脉冲群数量多,每个操作过程产生数百个;持续时间长,每个操作过程从起弧到电弧熄灭,持续时间约 2s;频率分布较广,在数百(如 150kHz)千赫兹到数十(如 30MHz)兆赫兹范围内分布;幅值大,TA 二次侧电流可达 400A。

在正常条件下,无论是隔离开关还是断路器操作,产生的空间电磁场都不足以引起二次设备的异常工作。从测试结果和现有的抗扰度试验的试验水平比较看,现有的抗扰度试验的试验水平模拟 500kV 变电站现场的骚扰情况显得有些不足,主要在幅值和频率上应有所提高。

图 9.2-30 所示为 500kV 变电站开关操作时在 TA 二次侧测量得到的短路电流和开路电压的波形,短路电路达到 10A,开路电压则达到了 4kV,对二次系统的危害将是相当严重的。

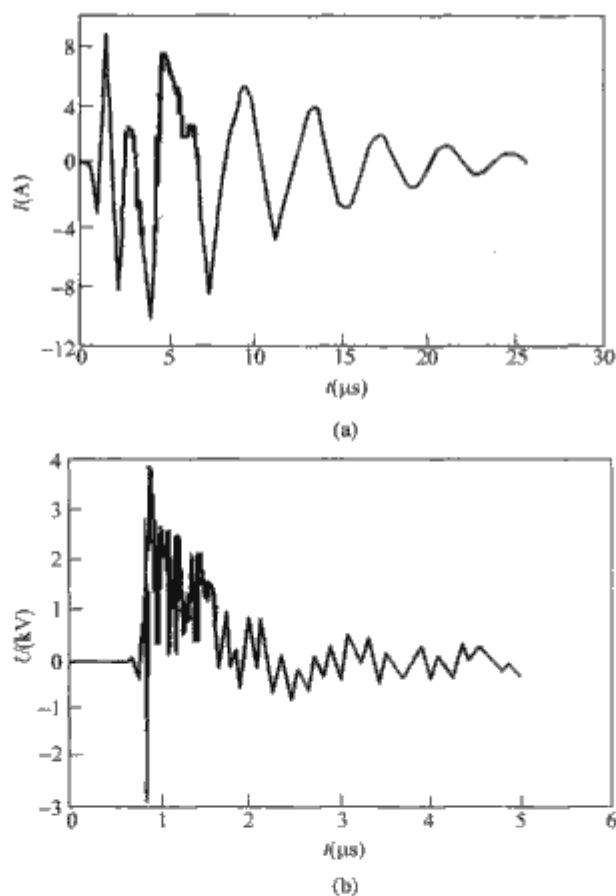


图 9.2-30 开关操作时在 TA 二次侧测量得到的短路电流和开路电压的波形  
(a) 短路电流; (b) 开路电压

### 5.3.3 220V 电源线上的暂态共模骚扰

在断路器或隔离开关操作时,500kV 变电站中的 220V 电源线上产生的共模骚扰电压以脉冲形式出现,幅值较大,

各次操作过程中均会随机产生正、负脉冲骚扰,并可出现在工频电压不同的相位上。所测骚扰正、负脉冲最大幅值分别为 1.76kV、1.3kV。

在不同的操作中 220V 电源线上产生的共模干扰电压的幅值、频率各不相同。隔离开关操作产生的骚扰电压持续时间长,波形变化大,低频分量的幅值较大,切频率的分布广。在 L-G 的骚扰电压的主导频率为 300kHz,但 800kHz 和 4MHz 的频率分量也占有不小的比例,幅值约 1kV 左右。在 N-G 的骚扰中,主导频率为 700kHz 左右,高频虽有分量但不明显。从测试结果看,电源的骚扰不像空间磁场那样具有重复性,而且频率分布广泛。在断路器操作空载长线时,产生的骚扰的持续时间短,骚扰幅值大,频率较隔离开关操作的高,主导频率约为 2.5MHz,在 L-G 上频谱较为集中,幅值可达 5kV,而在 N-G 上频谱相对分散,在 7MHz 上有较高的分量。断路器给变压器充电时,站用电源上的共模骚扰与上述两者均不相同:在 L-G 上,低频分量分布不均,在若干频率上幅值相似,以 7MHz 为最高,而 22MHz 时的幅值约占 30%,幅值可达 2.5kV。在 N-G 上的骚扰频率较为集中,主导频率为 300kHz,起高频达 4MHz,并以脉冲的形式出现。

### 5.3.4 母线下电缆上电磁暂态骚扰

隔离开关与断路器操作时,母线上的操作暂态电流产生的辐射场在地面电缆上感应的电势,其对电缆端部设备或元件形成共模骚扰。测试结果表明,在电缆端接的阻抗上骚扰电压既有共模正脉冲,也有共模负脉冲。操作对象不同,骚扰脉冲电压的幅值也不同,如隔离开关操作时共模脉冲骚扰电压较大,断路器操作时较小。典型的共模脉冲骚扰电压可达几百伏。

在隔离开关的操作母线的过程中,电缆感应电流的峰值较大,可达 1500A,频率分布广,在 10MHz 内有若干频率幅值较大。感应电压的峰值较电流峰值小,约数百伏左右。频率分布相似。

在断路器操作长线的过程中,电缆中有不规则的高频振荡的电压和电流出现。感应电流较隔离开关操作小,幅值在 200A 以内,频率以 2MHz 和 4MHz 为主,分布较广。感应电压幅值小,高频振荡现象严重,频率分布广,但低频幅值高。从测量看,感应电压的幅值约百伏左右,频率以几十千赫兹为主,伴有高频分量。

在断路器对变压器进行充电时,产生的感应电压和感应电流的情况与操作长线类似,但幅值稍大,感应电流约为 200A,感应电压约为 260V。

在东北 500kV 董家变电站曾进行过这样的试验:在 500kV 母线下的地面敷设了五种不同型号均为 80m 长的控制电缆,在经 110m 电缆引进控制室,室外一侧电缆芯均悬空,控制室侧接测试仪器,有屏蔽层的电缆屏蔽层两端接地。表 9.2-9 为当 500kV 母线拉合闸刀时测出各种型号控制电缆芯线上的暂态干扰电压。从表 9.2-9 中很容易看出,没有屏蔽的二次电缆其最高暂态电压峰值为几千伏左右,而有屏蔽层的二次电缆由于其屏蔽层对辐射干扰的屏蔽作用,使其幅值降为 200V 左右。

当母线上产生操作过电压时,TA 上方母线中的运行电流取经济运行电流的两倍,CVT 上方母线的电位取正常运行状态时的电位的两倍。

不同电压等级的变电站操作时在 TA 及 CVT 二次侧产生的电磁干扰如表 9.2-10 所示。



表 9.2-9 拉合 500kV 闸刀时不同控制电缆最高暂态电压峰峰值

电缆类别	不同操作方式下控制电缆最高暂态电压峰峰值 (V)			
	单相合闸	单相分闸	三相合闸	三相分闸
塑料电缆	5060	8000	4500	9000
铅包铠装	170	290	300	340
铜编织屏蔽	190	250	200	180
铜带屏蔽	175	280	—	—
铜钢组合屏蔽	163	210	—	—

表 9.2-10 变电站预期最大电磁干扰水平

类 型	母线电流	入地电流 (kA)	水平方向电场 (kV/m)	垂直方向电场 (kV/m)	总磁场 (A/m)	二次开路电压 (kV)	二次短路电流 (A)
110kV 变电站开关操作 (2p. u., TA)	500A	—	2.4	20.5	38.4	0.584	3.75
500kV 变电站开关操作 (2p. u., TA)	3.62kA	2.90	13.9	30.3	179.0	14.7	132
500kV 变电站开关操作 (2p. u., CVT)	3.44kA	3.04	7.88	6.3	83.5	33.8	237
500kV GIS 开关操作 (2p. u., CVT)	4.82kA 0.83kA 外壳电流	—	5.7	6.07	33.2	2.37	15.8

表 9.2-11~表 9.2-13 为不同电压等级的变电站在操作过电压下 TA 和 CVT 二次侧的芯皮电位差,从表中可以看出,通过互感器电容耦合到二次侧的芯皮电位差,在 TA 处于操作过电压状态下最危险,对于 500kV 变电站二次电缆匹配 75Ω 时可达 12kV。

表 9.2-11 110kV 变电站操作过电压下 TA 和 CVT 二次侧芯皮电位差

接地及负载情况		TA (kV)	CVT (kV)
单端接地	负载 50Ω	7.0	1.0
	负载 75Ω	7.6	1.1
双端接地	负载 50Ω	7.0	1.0
	负载 75Ω	7.7	1.1

表 9.2-12 220kV 变电站操作过电压下 TA 和 CVT 二次侧芯皮电位差

接地及负载情况		TA (kV)	CVT (kV)
单端接地	负载 50Ω	9.2	1.1
	负载 75Ω	10.0	1.2
双端接地	负载 50Ω	9.2	1.1
	负载 75Ω	10.1	1.2

表 9.2-13 500kV 变电站操作过电压下 TA 和 CVT 二次侧芯皮电位差

接地及负载情况		TA (kV)	CVT (kV)
单端接地	负载 50Ω	11.2	1.5
	负载 75Ω	12.3	1.6
双端接地	负载 50Ω	11.3	1.3

表 9.2-14 为美国在变电站继电保护控制线上所测到的暂态电压和电流,500kV 变电站控制线上的短路电路达到 20A,开路电压则达到了 6.8kV。

表 9.2-14 控制线上暂态电压和电流的最大值 (峰值)

电压等级 (kV)	电流 (A)	电压 (kV)
115	6.2	0.36
230	5.1	4.49
500	19.6	6.77

### 5.3.5 开关操作时二次系统电磁干扰水平

根据测量和分析结果,推荐采用表 9.2-15 中的数据作为开关操作时在二次系统产生的电磁干扰值。如果不采取保护措施,开关操作时在二次侧产生的开路电压和短路电流过高,设备无法耐受,必须采取保护措施。采取屏蔽和滤波电容后对二次系统的电磁干扰有明显的抑制作用,如果同时采取屏蔽和滤波措施,则二次电缆上的干扰电压,干扰电流减小到无屏蔽和无滤波措施时的 1%。

表 9.2-15 开关操作时在二次系统产生的电磁干扰值

参 数	推 荐 值
开路电压 (kV)	35 (无保护措施) 5 (有保护措施)
短路电流 (A)	2500 (无保护措施) 50 (有保护措施)
上升时间 (μs)	0.25
主频 (MHz)	0.5~1.0
持续时间 (μs)	10~30
频率范围 (MHz)	10

### 5.4 高压母线单相接地故障

变电站内由于系统对地短路,大电流经接地点泄入地网,使接地点乃至整个地网的电位升高。如果二次回路和接地网的连接点靠近大电流的入地点,则这些点的电位随之升高,在二次回路中造成共模干扰电压。二次电缆的外皮在电

缆两端与地网相连，由于两端的接地点电位不相等，将有电流流过二次电缆外皮，通过电磁耦合在二次电缆芯线上感应纵向电动势，叠加在信号上造成骚扰。

表 9.2-16 是武汉高压研究所对变电站内高压母线单相接地时，在电缆外皮两端接地的情况下，二次电缆上产生骚扰电压的研究结果。从结果看，电缆芯线骚扰电压可以从几十伏到近万伏，并且暂态骚扰电压远超过稳态骚扰电压，暂态骚扰电压的频率约为几千赫兹到几百千赫兹。

表 9.2-16 母线单相接地时，二次电缆骚扰电压

项 目		与母线有耦合关系的电缆	无耦合关系的电缆
外皮电位	设备端	2.4kV	0.29kV
	控制室	2.1kV	约为 0
外皮电流	设备端	0.49kA	0.21A
	控制室	0.36kA	0.21kA
芯线对地干扰电压		4.5kA	0.41kA
芯线之间干扰电压		0.80kA	0.17kA

### 5.5 抑制耦合的措施

降低变电站电磁骚扰对二次系统的干扰，主要的在于如何采取措施抑制其对二次系统的耦合效应。一般可根据具体情况采用下列措施：

- (1) 隔离：如采用光电隔离、接点隔离或变压器隔离等。
- (2) 屏蔽：如采用屏蔽电缆或有屏蔽作用的装置和建筑物等。
- (3) 接地：如屏蔽接地和二次系统妥善接地，避免共阻抗耦合等。
- (4) 滤波：如采用电容（低通）滤波器、高频扼流器或 RLC 组合滤波器等。
- (5) 限幅：如采用放电器，压敏电阻和硅雪崩二极管等。
- (6) 恰当布线：如远离骚扰源，电路的输出和返回导线尽量靠近，采用双绞线等。在实际工程中往往需要综合采用以上措施解决具体问题。

## 6 变电站的高频电磁辐射

### 6.1 变电站稳态运行时的无线电干扰

#### 6.1.1 主要无线电干扰源

变电站产生无线电干扰有三类根源：

- (1) 母线及其他电气设备间连线的电晕放电。
- (2) 高压电气设备向母线或连线上发射的高频电流。
- (3) 绝缘子火花放电或其他高压部件连接松动或接触不良产生的间隙火花放电。

三类放电过程中都产生高频脉冲电流，以致产生无线电干扰。其中后两种随机出现，可通过清扫和维护消除；通常当设备或导体带电运行，在导线表面电位梯度 $>12\text{kV/cm}$ 时，第 1 种占据主导地位，不可消除。

变电站主要有 AIS、GIS 和 HGIS 三种方式，GIS 站的无线电干扰主要由高压设备产生，HGIS 站的无线电干扰还受母线电晕的影响，AIS 站的无线电干扰受导线电晕和火花放电的影响较为严重。

在电磁环境本底值较低的情况下，变电站外的无线电干

扰值小于标准限值。在市区内，电磁环境复杂，无线电干扰值较高，很难达到标准限值以下，只是市区内的无线电信号较强，变电站一般不会影响无线电信号接收。

超高压变电站的无线电干扰是由导线、金具、绝缘子等的电晕放电和间隙性放电产生的。其影响无线电的接收频率范围为  $0.535\sim1.605\text{MHz}$ ，以及电视接收频率范围为  $54\sim216\text{MHz}$ 。所以在变电站中选择导线及电气设备时，应考虑降低整个配电装置的无线电干扰水平。变电站配电装置围墙外 20m 处（非出线方向）的无线电干扰水平不宜大于 50dB（频率为 1MHz）。

#### 6.1.2 电晕产生的无线电干扰

变电站中的电晕现象与交流输电线路上的电晕现象产生原理相同，变电站中带电导体可以看作电极，当电极间距离较大或形状不规则时，附近电场极不均匀，当电极表面或附近的电场强度超过空气击穿场强时，在电极表面就形成电晕放电。开始出现全面电晕现象时电极表面场强称为电晕临界电场强度，它与附近空气的击穿场强与空气压力、电极材料、水蒸气的存在、光游离等因素有关。

电晕放电时不断形成流注，引起强烈的电流脉冲，这些电流脉冲将产生电磁波传播到周围空间，在工频交流电压作用下，每个半周内都可能存在电晕的起始和熄灭阶段，故能辐射出大量电磁波，形成高频电磁辐射。

变电站中高压母线、电气连接导线、绝缘子金具尖端部件以及其他高压导体构件表面都可能发生电晕现象，并伴随高频电磁辐射产生。变电站中由母线和其他高压连接线等长导线表面电晕现象产生的无线电干扰是变电站中电晕无线电干扰的主要原因，其特性和计算方法可以参照本篇第 2 章 2.2。在进行变电站的设计时，一定要认真考虑架空进出线的布局。如果高压进出线布置设计不合理，距离环境敏感区较近，就会带来环境问题，引起环境纠纷，从而影响变电站建设的顺利实施。

除了导线以外，变电站中绝缘子以及高压电气设备上处于高电位的金具也会产生电晕或电火花，引起辐射骚扰，这些金具包括线夹、紧固螺栓、均压环、间隔棒、引流脚等。在设计和制造这些金具时，应尽量增大曲率半径，用圆滑的表面代替尖端突起部分。在母线和其他引线的连接处，可使用均压环和球状端部，以降低电晕产生的无线电干扰。经合理的设计后，这些金具产生的无线电干扰强度相对母线和其他长连接线较低。在对变电站进行电晕无线电干扰水平进行评估时，一般只要考虑母线产生的电晕无线电干扰即可。

500kV 变电站均设在远郊区，周围多为大片农田，电磁环境不复杂，在 500kV 变电站外 20m 处， $0.5\text{MHz}$  频率的无线电干扰值基本上都小于标准限值。市区内无线电干扰水平较高的原因是道路交通等多种因素造成的结果，变电站内无线电干扰值可能会小于站外。变电站  $0.5\text{MHz}$  下的无线电干扰不一定大于  $1\text{MHz}$  下的无线电干扰，变电站在这两个频率下的无线电干扰频谱衰减特性不明显。

#### 6.1.3 火花放电产生的无线电干扰

在干燥的状态下，沿绝缘子串的电位分布是不均匀的，而且随着电压等级的提高，这种不均匀性愈加严重。因此，在承受电压比较高的绝缘子上（通常靠近导线端），可能产生局部的沿面放电。根据电压的高低，可能是电晕放电，也可能是滑闪放电。这些局部放电不仅腐蚀了绝缘子，也产生了辐射骚扰。

在潮湿的气候条件下，沿污秽绝缘子表面流过比较大的泄漏电流。因为表面的污秽沉积不均匀，在污秽层比较薄的



区域内呈现较大的电阻,因发热而变成干燥带,形成不稳定的局部火花或电弧。这种局部放电产生的辐射骚扰中常常含有频率很高的分量。

对于清洁而干燥的绝缘子,可以通过加装均压环改善电压分布的办法来降低骚扰水平;对于污秽绝缘子,则只能采用限制表面泄漏电流的方法加以控制。常用的方法如下。

(1) 加大泄漏路径,使爬距大于按绝缘要求设计的长度。

(2) 使用有机合成材料绝缘子。这种绝缘子的伞裙用硅橡胶制成,具有良好的憎水性能,可以有效地限制表面泄漏电流。

(3) 绝缘子表面涂硅油,增加其憎水性。

## 6.2 暂态过程引起的高频电磁辐射

### 6.2.1 开关操作引起的快速暂态电磁场

#### 1. 产生机理

变电站中隔离开关、合短母线时的暂态过程产生的电磁场,高压隔离开关操作时,触头间产生一系列电弧过程。电弧的熄灭和重燃,在被断开或充电的母线上将引起一系列高频电流波和电压波。这一暂态过程不仅可以通过母线上连接的电流互感器、电压互感器、电容式电压互感器等直接传入变电站二次系统,引起高达数千伏的过电压。同时,在快速暂态过程下,母线的行为还表现为—复杂结构的天线,以暂态电磁场的形式向周围空间辐射能量,形成强烈的辐射干扰源。

开关操作时,由于被操作的电路中包含电容、电感储能元件,当操作使其状态发生变化时,会产生暂态过电压(电流)。由于操作的母线上接有其他设备,构成了复杂的振荡网络,就又决定了暂态电压(电流)波形为包含多种频率分量的衰减振荡波。在高压变电站实测得到的隔离开关操作时母线暂态电流的波形表明,无论是断开操作还是闭合操作,母线电流都包含复杂的暂态过程,这个过程由许多单个脉冲组成,脉冲幅值及重复频率与开关触头之间的距离有关。开断过程初期,每个工频半波包含许多小脉冲,每个脉冲幅值较小,重复率很高。随着触头间距离的加大,每个工频半波脉冲数减小,幅值加大。合闸操作时,母线电流的暂态过程与断开时的刚好相反。在一次操作中,暂态电流脉冲总数可达数千至上万个,最小脉冲重复频率为电源频率的二倍(对50Hz系统为100/s,60Hz系统则为120/s),最大可达几千赫兹。总持续时间为数十毫秒至约2s。单个的脉冲为具有很陡上升波头(几十纳秒)的振荡波,振荡频率范围大约从100kHz到80MHz。

变电站开关场内的开关操作产生的空间瞬态电磁场包括以下几部分,即母线上瞬态电流的直接辐射、地面反射、金属结构的散射。虽然可把母线当天线处理,但是接地系统或其他物体的反射和散射对空间瞬态电磁场都将产生一定的影响。因此,变电站瞬态电磁环境是非常复杂的,准确计算非常困难。对于空气绝缘变电站,开关操作产生的电磁干扰的频率一般高达20MHz;而对于气体绝缘变电站,电磁干扰频率通常高达200MHz。

辐射性电磁耦合是由高压母线上产生的高频辐射电磁场形成的。高频辐射电磁场可直接辐射到非屏蔽电缆的芯线上,也可以透过二次设备的散热孔、显示板等孔径侵入二次设备。对于屏蔽电缆,耦合方式较复杂。一般而言,频率越高,辐射性电磁耦合产生的干扰越强,当频率超过1MHz时,干扰十分明显。变电站的结构布置决定了电磁干扰的主

要频率及耦合强度。

测量表明,在变电站内由于设备的操作产生的暂态空间电磁场的频率大都在几百赫兹到200MHz之间,时延由几个纳秒到几个毫秒。如果二次系统没有很好的屏蔽措施,空间电磁场的作用将导致二次设备的失效或破坏。

#### 2. 空气绝缘变电站电磁辐射特征

测试表明,隔离开关和断路器操作时,磁场波形的主导频率在100~300kHz范围内,切空母产生的磁场的幅值(峰—峰值)在250A/m以下,合空母在300A/m以下,切短线在230A/m以下,合短线在230A/m以下。

隔离开关操作是变电站正常生产过程中产生电磁骚扰最严重的操作,其骚扰脉冲群数量多,每个操作过程产生数百个;持续时间长,每个操作过程从起弧到电弧熄灭,持续时间约2s;频率分布较广,在数百(如150kHz)千赫兹到数十(如30MHz)兆赫兹范围内分布;幅值大,空间电磁场幅值可达380A/m。

变电站的结构布置决定了电磁干扰的主要频率及耦合强度。测量表明,在变电站内由于设备的操作产生的暂态空间电磁场的频率大都在几百赫兹到200MHz之间,时延由几个纳秒到几个毫秒。图9.2-31(a)所示为500kV变电站开关操作时测量得到的空间电场的波形,幅值达到13.2kV/m;图9.2-31(b)所示为开关操作时测量得到的空间磁场的波形,幅值达到95A/m。干扰是相当严重的,如果二次系统没有很好的屏蔽措施,空间电磁场的作用将导致二次设备的失效或破坏。

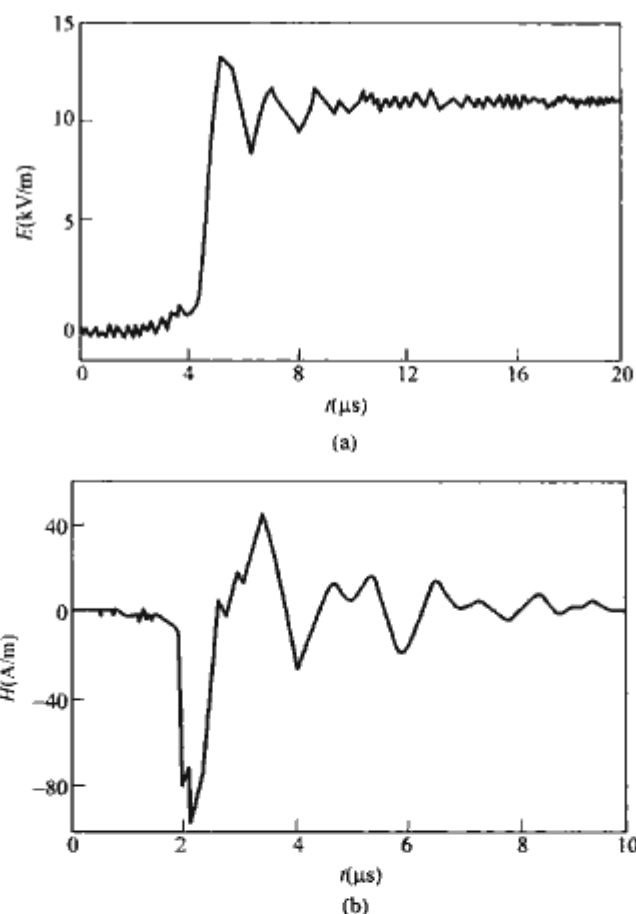


图 9.2-31 开关操作时测量得到的空间电场和磁场的波形

无论是隔离开关操作还是断路器操作,产生的暂态磁场基本上是类似阻尼振荡过程。由于隔离开关操作的持续时间长,重燃次数多,容易产生频率很高的并呈现阻尼振荡趋势的暂态过程,在隔离开关的触头间有电弧燃烧的瞬间振荡频率很高,电弧熄灭后逐渐过渡到稳态。这种频率高,具有阻尼振荡的暂态过程在电压(电流)的每个周期中有多次重复。也就是说,在一个周期正弦波的不同相位上有很多次这



样的暂态过程产生。断路器的动作速度快，持续时间短，约几十微秒，产生的暂态骚扰的数量较隔离开关操作少。

从测量结果看，在隔离开关操作产生的单个的振荡过程中，夹杂着高频小幅值的暂态过程。其中频率较高的甚至达到 20MHz。骚扰产生的数量和幅值与操作相关：在隔离开关的合上过程中，在过程初期，产生的骚扰的数量少，峰值较大；在随后产生的骚扰数量急剧增加，峰值减小。而在断开过程中，则相反，初期产生的骚扰数量多，峰值大，其后则数量减少，峰值增大。从测试的波形情况分析来看，磁场的频率在 100~300kHz 的频率范围内，磁场的峰值在 380A/m 范围内。

在断路器操作时测得的磁场波形中，其波形的主导频率为 4MHz 左右，在 17MHz 和 22MHz 等不同的频率上有时也有较大的幅值。这是因为在不同的操作中断路器操作的对象稍有不同造成的。磁场的峰值在 400A/m 范围内。

3. 气体绝缘变电站电磁辐射特征

特别值得注意的是：由于六氟化硫（SF<sub>6</sub>）气体的去游离性能特别强，其气体击穿过程及电弧的消失过程极为迅速，因此气体绝缘电器（GIS）内隔离开关操作时，在母线上可产生上升时间仅为 3~200ns 的特快暂态过电压。尽管接地的 GIS 外壳对其内部的电磁过程有一定的屏蔽作用，但过电压波沿母线传播，经过出线套管后，一路经架空线至邻近设备，成为一辐射源；另一路沿 GIS 外壳，使外壳电位升高可达 10kV 量级，于是外壳也成为一辐射源。图 9.2-32 为某 500kV GIS 站内，靠近出线套管处，在 GIS 外壳下方地面处测到的隔离开关操作时产生的电场和磁场，同时也给出了某 500kV 空气绝缘的常规变电站（AIS）内类似操作情况下的地面电场及磁场的波形，可以看出 GIS 中暂态现象的主导频率至少比 AIS 中的高 10 倍。

由于暂态地电位升高 TGPR 的高频特性，GIS 的金属外壳会像天线一样产生空间辐射场，干扰二次设备（电缆）的正常运行。要计算由外壳产生的辐射对二次电缆的干扰，首先需要计算由外壳辐射在气体绝缘变电站室内产生的电磁场。

GIS 内的电磁场计算是一个棘手的问题。在实际中，当计算点与天线的距离  $l > 10\lambda$  时就认为离天线较远，其中  $\lambda$  是电磁波的波长。此时，电磁场分量  $E$  和  $H$  是互相正交的，并且处于与波传播方向相垂直的平面中；而在天线附近，电磁场的辐射非常复杂。由于金属外壳的尺寸  $l$  和电磁波的波长  $\lambda$  处于同一个数量级，该计算是近场问题。目前，对于该电磁场的仿真计算方式有两种：一是应用天线理论编制程序计算；二是应用现有的电磁场计算软件为外壳建立模型进行计算。不管采用哪种方式，由于 GIS 中金属套管结构的复杂性，金属套管辐射场的计算非常复杂、费时。

变电站快速暂态电磁场也可以用数值计算办法求得。用计算办法可以设定最严重情况，如此得出的结果比实测结果要严重。考虑抗干扰措施时，应计及最严重情况。从技术经济角度，综合考虑决定。

4. 不同操作产生的电磁辐射水平

在 345kV 及 500kV 变电站大量的实测结果表明，辐射骚扰的频率在 0.5~100MHz 的范围内。在频率为 20MHz 附近的辐射电磁场强度最大，辐射电场强度的幅值为 1~5kV/m；磁场强度的幅值为 1~5A/m。脉冲持续时间由几纳秒至 1ms；上升前沿为几纳秒至 1μs。表 9.2-17 列出美国某 345kV 和 500kV 变电站中的实测结果。

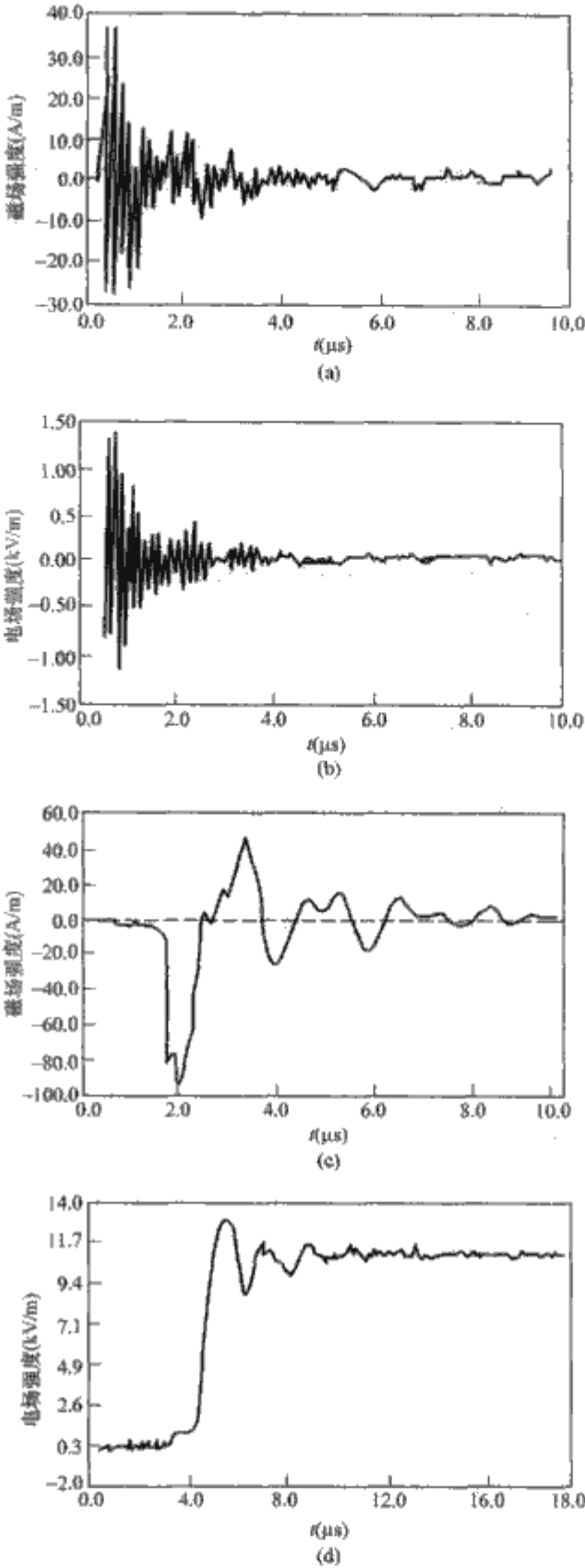


图 9.2-32 500kV 变电站内断开隔离开关时的地面电场和磁场

(a) GIS 磁场；(b) GIS 电场；(c) AIS 磁场；(d) AIS 电场

表 9.2-17 345kV 及 500kV 变电站中的实测数据

电压等级 (kV)	开关操作方式	场类型	上升前沿 (μs)	骚扰场强幅值 $E$ (kV/m)、 $H$ (A/m)
345	关合隔离开关	电场	0.12	3.2
		磁场	0.02	0.9
		电场	0.18	4.2
		磁场	0.06	0.65
	开断隔离开关	电场	0.4	11
		磁场	0.06	1.7
		电场	0.18	7
		磁场	0.06	1.5
	关合断路器	电场	0.03	2
		磁场	0.06	1.3
		电场	0.6	4.5
		磁场	0.01	0.45



续表				
电压等级 (kV)	开关操作 方式	场类型	上升前沿 ( $\mu$ s)	骚扰场强幅值 $E$ (kV/m)、 $H$ (A/m)
500	关合隔离开关	电场	0.4	98
		磁场	0.2	35
	关合断路器	电场	1.2	9
		磁场	0.02	0.58
		电场	0.6	3.3
		磁场	—	—
		电场	0.7	4.2
		磁场	0.01	1.2
	关合隔离开关	电场	0.025	1
		磁场	0.01	2
		电场	0.6	20
		磁场	0.18	0.3
		电场	1.2	112
		磁场	0.8	2.2
		电场	1.2	22
		磁场	0.1	3.2
		电场	1.0	68
		磁场	0.2	3.2

5. 不同电压等级变电站中操作产生的电磁辐射水平

由于开关操作暂态过程受多种因素影响,因此变电站中实际测量得到的场强数值分散性较大。不同电压等级变电站,用不同型式开关。实测得到的电场强度可达每米数十千伏,磁场强度可达每米数百安培。

表 9.2-18 列出了美国 EPRI 在敞开式变电站中的实测结果。测点在母线下方地面,操作时断开一段短母线,115kV 母线长 48m,230kV 及 500kV 母线长 8~9m。115、230kV 断路器为油断路器,500kV 断路器为 SF<sub>6</sub> 断路器。

表 9.2-18 高压变电站中电磁场的实测结果 (美国 EPRI)

开 关	测量参数	115kV		230kV		500kV	
		电场 (kV/m)	磁场 (A/m)	电场 (kV/m)	磁场 (A/m)	电场 (kV/m)	磁场 (A/m)
隔离开关	平均幅值	7	37	5.5	70	14	157
	最大幅值	9.3	49	7.0	84	16	212
断路器	平均幅值	3.7	0.62	0.9	5.3	5.6	19
	最大幅值	3.8	0.70	1.0	9.0	7.0	22

在变电站电磁环境数值分析和计算方面,国内外研究最多的是系统操作或故障时产生的空间电磁场,计算方法也相对成熟。不同电压等级的变电站操作时电磁环境如表 9.2-19 所示。

表 9.2-19 变电站预期最大电磁干扰水平

类 型	水平方向电场 (kV/m)	垂直方向电场 (kV/m)	总磁场 (A/m)
110kV 变电站开关操作 (2p. u., TA)	2.4	20.5	38.4
500kV 变电站开关操作 (2p. u., TA)	13.9	30.3	179.0
500kV 变电站开关操作 (2p. u., CVT)	7.88	6.3	83.5
500kV GIS 开关操作 (2p. u., CVT)	5.7	6.07	33.2

表 9.2-20 所示为评估结果与测量结果的比较,量化评估的结果与测量结果吻合得很好。从表 9.2-20 中结果可以看出,空间电磁场与系统电压成正比。因此,从操作过电压产生的瞬态场来说,应取磁感应强度 400A/m 和电场强度 20kV/m 来考核二次设备。

表 9.2-20 开关操作时空瞬态磁场的评估结果

系统电压	110kV	220kV	330kV	500kV
评估结果(1p. u., A/m)	20	40	60	90
评估结果(2p. u., A/m)	40	80	120	180
测量结果峰值(A/m)	33.2	52.0	66.0	131.5
测量结果最大峰值(A/m)				400
测量结果平均值(A/m)	25.1	43.3	66.0	97.4
上升时间( $\mu$ s)	0.25			
主频(MHz)	0.5~4.0			
持续时间( $\mu$ s)	10~30			
频率范围(MHz)	10			

6.2.2 雷击变电站避雷针(线)时产生的辐射骚扰

雷电是自然界发生的极为强烈的电磁暂态过程,一般雷电很少直接击中变电站内的电气设备,而主要是通过两个渠道进入换流站:①雷直接击中换流站避雷针、避雷线或微波塔(枢纽变电站或大型变电站内通常都有微波通信系统)等高大构件;②输电线路遭受直击雷或感应雷,雷电波沿线路侵入换流站。不论发生哪种情况,对变电站内一次设备及二次设备的正常运行都是严重威胁,若措施不当,可能造成严重后果。

雷击变电站内避雷针或微波塔等高大构件时,被击构件周围出现暂态电磁场,对邻近的二次回路由于感应耦合产生骚扰电压;经地网泄放入地的雷电流引起地网电位升高以及接地系统中各接地点间产生很大的电位差;沿地网敷设的电缆的屏蔽层中流过雷电流,在电缆芯线间以及芯线对地间产生暂态骚扰电压。所有以上现象都可能对变电站二次回路的各种信息系统造成干扰,轻则影响正常运行,重则引起元件或设备损坏。

雷击变电站避雷针(线)时,除产生传导骚扰外,还产生严重的辐射骚扰。无论是闪电在先导通道中产生的瞬变脉冲电磁场,或者是进入避雷针系统以及雷击线路及避雷线后引起绝缘子闪络后产生的瞬态脉冲电磁场,都会在空间一定范围内产生电磁作用。

闪电放电时,其电流是随时间而非均匀变化的。一次闪电往往由几个短脉冲放电组成。一个中等的雷电放电,其第一个脉冲电流幅值大约为 30kA,其最大电流陡度大约为 12kA/ $\mu$ s。后续的脉冲电流幅值大约只有 12kA,但其最大电流陡度约为 40kA/ $\mu$ s,因此脉冲电流(陡度大,等值频率高)就向外辐射电磁波,这种电磁脉冲辐射虽然也随着距离的增大而减小,但却比较缓慢(与距离的一次方成反比),闪电的电磁脉冲辐射通过空间以电磁波的形式耦合到对瞬态电磁脉冲极其敏感的现代电子设备,在一定范围内造成微电子设备的损坏,甚至引起火灾。当闪电发出的脉冲磁场超过 240 $\mu$ T 时,集成电路将发生永久性损坏,对于超大规模集成电路就更不用说了。

雷击换流站的输入或输出线时,雷电过电压沿线路进入变电站,不仅可能引起一次设备的绝缘故障,过电压还可能通过互感器一、二次间的电容耦合进入二次回路;避雷器放电时,也要引起地网电位升高及地网电位不平衡;在母线周



围空间出现的暂态电磁场,对邻近的二次回路也要产生电磁感应。所有以上现象对变电站二次回路各种信息系统的正常与否也构成威胁。雷电流的波形及幅值都呈统计规律。据多年观测统计,雷电流波形是一单极性冲击波,其典型波形通常可用双指数  $i = I_0(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$  来描述 ( $I_0$  为雷电流幅值, kA); 雷电流幅值  $I_0$  的累积概率分布可用式  $\log P = -I_0/k$  表示 ( $P$  为雷电流大于等于  $I_0$  的概率,  $k$  是一个常数), 它主要与所考虑地区年平均雷暴日有关,在我国一般地区,年平均雷暴日为 40 个。综合各国多年观测结果,约 85% 的雷电流波头长度在  $1 \sim 5 \mu s$  之间,波长在  $20 \sim 100 \mu s$  之间,约占总数 50% 的雷电流幅值小于 30kA,幅值大于 200kA 的雷电流仅占极少数。侵入变电站内雷电波的参数不仅受雷电本身参数的影响,而且受雷击点位置、变电站电气回路结构、保护装置特性等影响。为工程应用,规程中从偏严且能够实现考虑,规定了标准雷电冲击波波形,电压波形为  $1.2/50 \mu s$ ,电流波形为  $8/20 \mu s$  和  $4/10 \mu s$  两种(以上数据斜线上为波前时间,斜线下为波长时间),供试验采用。变电站防雷计算中,常采用一定陡度上升(例如  $50 \text{ kA}/\mu s$ )的斜角波,并规定一最大雷电流幅值做方案比较。

由于雷电的突发性,变电站中由它引起的暂态电磁场、过电压、地网电位升高以及对二次回路的干扰等很难实测,通常需依赖计算,也可以通过模拟试验得到,例如,美国电力研究院(EPR)针对 500kV 变电站母线上流过 10kA 雷电流的情况进行了计算,得到母线下地面处垂直(垂直于地面)电场强度幅值约为  $30 \text{ kV}/\text{m}$ ,水平(平行于地面)磁场强度幅值约为  $200 \text{ A}/\text{m}$ 。由计算和模拟试验得到的结果表明,雷电在二次回路中引起的骚扰电压一般为数千伏的量级,极少情况下可达 30kV 或更大。由于雷电波在线路上的折射、反射,骚扰电压的波形可能呈高频振荡状,频率可为几百千赫兹至几兆赫兹。据此,并考虑到可能遇到的更严重情况,有关电磁抗扰性试验标准中规定:模拟雷电产生的传导干扰抗扰性试验的电源波形为  $1.2/50 \mu s$  (电压)  $\sim 8/20 \mu s$  (电流)冲击波和 100kHz 振铃波,电压幅值最大为 5kV (见传导暂态和高频骚扰抗扰性试验)、模拟雷电磁场干扰抗扰性试验的磁场波形为  $8/20 \mu s$ ,磁场强度量为  $1000 \text{ A}/\text{m}$ 。

## 7 变电站的可听噪声

变电站的可听噪声主要来源于设备运行时机械的振动和电晕放电两个方面。与高压设备运行时的机械振动噪声相比,母线(导线)电晕噪声较小,并可通过采用大截面导线来改善。

变电站内主要噪声源为变压器和电抗器,远大于母线电晕噪声。其噪声频率以中低频为主,750kV 变电站变压器的声源源强可达  $80 \text{ dB (A)}$  (距离设备 2m 处),高压电抗器的声源源强为  $80 \text{ dB (A)}$  (距离设备 2m 处)。

变电站外的噪声值与变压器的距离和相对位置有很大关系,与变压器仅一墙之隔,站外噪声就很强,多高于  $55 \text{ dB}$ ,且衰减较慢。

对于特高压交流变电站防噪措施首先应控制其声源,同

时在 1000kV 配电装置设计中,合理选择设备和总平面布置。具体措施如下:主变压器、电抗器等噪声源不宜与主控楼、通信楼等平行相对布置,使端墙起到隔声作用,噪声只能绕射不能直射;噪声源在最大风频侧的下风处;噪声源不能靠墙布置;主变压器应尽量布置在站址中间,其 A、B、C 三相之间用隔墙隔开,可降低各单相噪声之间的互相影响;提高变电站围墙高度,加强站内外绿化。

单根母线产生的电晕噪声在线下约为  $43 \text{ dB}$ ,15m 处为  $42 \text{ dB}$ ,对变电站中实际运行的三相母线噪声可根据单相换算。单相试验导线的声级与三相试验线段的声级相差约  $3 \sim 5 \text{ dB}$ ,因此 750kV 变电站三相母线电晕产生的噪声不大于  $48 \text{ dB}$ 。500kV 变压器的噪声一般在  $60 \sim 80 \text{ dB}$  范围,相对于变压器,母线的电晕噪声较小,若考虑高压设备、导线等屏蔽效应,传播到变电站外的噪声量更小。因此,母线的电晕噪声基本不影响变电站外的噪声水平。

500kV 变电站均为户外站,其主控室和保护室内噪声在  $41 \sim 44 \text{ dB}$  之间,500kV 设备区噪声在  $57 \sim 62 \text{ dB}$  之间,主变压器前 1m 处噪声在  $75 \sim 81 \text{ dB}$  之间。500kV 变电站围墙外 1m 处噪声为  $44 \sim 59 \text{ dB}$ ,离设备区近的地方,噪声明显增大。50m 处噪声值在  $47 \sim 52 \text{ dB}$  之间,衰减较慢。220kV 变电站有户内站也有户外站,主控室和保护室内噪声基本上均小于  $45 \text{ dB}$ ,220kV 变电站围墙外 1m 处噪声基本处于  $49 \sim 55 \text{ dB}$  之间。市区变电站周围环境复杂,受交通噪声影响大。750kV 变电站中,由母线电晕产生的噪声(A 声级)约  $48 \text{ dB}$ ,此水平不影响变电站外的环境噪声。

由于变压器容量的不断加大,以及变电站与居民区逐渐靠近,噪声干扰问题应予以重视。设计时必须注意主变压器与主控制室、通信室及办公室的距离,还需考虑主变压器与居民区的距离,以使变电站内各建筑物的户内连续噪声级不超过 GBJ 87《工业企业噪声控制设计标准》中的有关数值,有关标准值见表 9.2-21。

表 9.2-21 变电站各建筑物的户内连续噪声限制值

工作场所	噪声限制值 dB (A)
计算机房(正常工作状态)	70
主控制室、集中控制室、通信室	60
办公室、会议室	60
生产车间及作业场所(工人每日连续接触噪声 8h)	85 (现有企业暂行值 90)

如超过上述标准,则应根据声源的强弱及布置点,采取必要的防噪声措施(如设置隔音墙或吸音设备等),或要求制造部门提供低噪声电器。对电器的连续性噪声水平不应大于  $85 \text{ dB}$ ,断路器的非连续性噪声水平,户内不应大于  $90 \text{ dB}$ ,户外的空气断路器不应大于  $110 \text{ dB}$  (测试位置距声源设备外沿垂直面的水平距离为 2m,离地高度为  $1 \sim 1.5 \text{ m}$  处)。

特高压变电站可听噪声按 GB 12348《工业企业厂界噪声标准》II 类标准昼间  $60 \text{ dB (A)}$ ,夜间  $50 \text{ dB (A)}$  的来限制。



## 第3章 直流输电系统电磁环境

直流输电线路的电磁环境是直流输电线路设计、建设和运行中必须考虑的重大技术问题。直流输电线路的电磁环境直接和输电线路电晕特性有关，换流站的电磁环境除和带电导体电晕放电有关外，还和换流装置的换流特性有关。

直流输电线路的电晕现象包括电晕损失、直流电场效应、无线电干扰和可听噪声等几方面内容，它们是线路设计必须考虑的问题。通常在设计和建设直流输电线路前，先要建立相应的试验基地，对拟建线路的电晕特性进行充分研究，取得规律为线路设计提供依据后，才开始正式设计和建设，例如，美国为了本国直流输电线路的建设，美国邦纳维尔电力局（BPA）和美国电力科学研究院（EPRI）曾对±400kV至±600kV直流输电线路的电晕效应特性进行过详细的试验研究；加拿大为了本国直流输电线路的建设，魁北克水电研究院（IREQ）曾对±600kV至±1200kV直流输电线路的电晕效应进行过研究。

### 1 直流线路电晕

线路电晕是指导线表面电位梯度超过一定临界值后，引起导线周围的空气电离所产生的一种发光的放电现象。电离后，气体分子分解为带正电荷的离子与带负电荷的电子。当场强进一步增大时出现电子倍增现象，形成电晕放电，并伴随着产生较弱发光、可听噪声、机械振动、臭氧和其他生成物。人们最关心的电晕放电的直接后果是导线传输能量的损失、无线电干扰和可听噪声。

#### 1.1 直流线路电晕现象

直流线路电晕可以简述如下：当直流线路发生电晕后，按电离的发生情况可将除导线以外的整个空间分为电离区和非电离区两部分。电离区是指紧贴导线周围很薄的一层空间，非电离区是指两极导线间和极导线与大地间的广大空间。在电离区内电场强度很高，电子在该电场作用下与气体分子碰撞后，使气体分子电离，新产生的电子被电场加速后又与其他分子碰撞，使电离雪崩式的发展。和导线极性相反的带电离子朝向导线方向运动，最后进入导线或在导线表面处被中和。和导线极性相同的离子背离导线运动，最终被排斥到电离区以外，沿电力线方向继续运动，其速度随着电场强度的减小逐渐减慢。在两极导线间除了正、负离子运动外，还存在带电离子的复合和中和现象。在电离区的边缘，由于带电离子运动速度的变慢，形成一层和极导线极性相同的空间电荷层，它们在一定程度上削弱了电离区内的电场，使导线表面场强保持临界场强值，从而使电晕放电持续稳定进行。上述的电离区和非电离区的带电离子的运动，形成了直流输电线路上的电晕电流，由此造成的能量损失称为电晕损失。

电晕放电的单个脉冲宽度约在 $10^{-1}\mu\text{s}$ 量级。实际交流线路的电晕放电多发生在工频的正、负峰值附近，由一系列脉冲组成脉冲群，并且其波形也十分不规则。脉冲群的持续时间约2~3ms。这样一系列的脉冲，必然产生丰富的高频分量。随着频率的提高，其频谱分量减小。根据大量测量的

结果统计出的输电线路电晕放电的频谱特性在0.15~4MHz频率范围。

#### 1.2 直流线路导线临界电场强度

如上所述，线路电晕是在导线表面场强超过某一临界值后才开始产生，这一临界值通常称为电晕临界电场强度，或起始电晕电场强度。皮克是最早研究线路电晕的，他当时研究的仅限于交流线路电晕，他通过大量的试验给出了适用于交流线路的电晕起始电场强度的计算公式。如果认为直流线路导线起晕场强和交流线路起晕场强的峰值相同，这样可以把皮克公式转换成直流形式如下

$$g_0 = m \times 30 \left( 1 + \frac{0.301}{\sqrt{r}} \right) \quad (9.3-1)$$

式中： $g_0$  为标准大气条件下导线表面电晕起始电场强度，kV/cm； $m$  为反映导线表面状况的粗糙系数； $r$  为导线半径，cm。

由式（9.3-1）可见，导线电晕起始电场强度不是一个常数，小直径导线的电晕起始电场强度高于大直径的导线。它的物理意义是：要使线路电晕放电能够自持，除导线表面场强需要足够大外，距导线一定距离的周围空间也需足够大的场强。小直径导线的空间场强随着离开导线距离的增加而衰减程度较大直径的导线快，因此，为了维持周围空间一定的场强，小直径导线的表面必须具有更高的场强才能使放电自持。还需要说明的是，皮克通过试验求取导线表面起始电晕场强时，采用的是光滑导线，相当于式（9.3-1）中 $m=1$ ，实际导线是采用多股绞线，导线在制造和架设过程中可能造成一些伤痕，运行中还会有尘埃、昆虫、鸟粪和水滴等附着在表面上，以上诸多情况将使导线表面变得粗糙，为此还需要用粗糙系数 $m$ 进行校正。对于直流输电线路的 $m$ 取值，不同研究者取值不完全一样，一般为0.45~0.60。

#### 1.3 直流线路导线表面电场强度的计算

直流输电线路的电晕将会造成电晕损失、直流电场效应、无线电干扰和可听噪声等几方面后果。在直流线路设计时，必须把上述诸多效应控制到合理程度。而直流线路电晕放电的严重程度直接和导线表面电场强度的大小，特别是表面最大电场强度有关，因为在这些点正是电晕放电最为活跃的地方，为此准确计算导线表面最大电场强度显得格外重要。对每相为单根导线的输电线路，计算导线表面电场可采用马克斯威尔电位系数法，此时每根导线上的电荷用集中在导线中心的线电荷来表示。

分裂导线表面电场的计算最早是马克特（Markt）和门格尔（Megele）提出的，他们用等效的单根导线代替分裂导线，先用马克斯威尔电位系数法决定每极导线总电荷，然后再把该分裂导线作为孤立导体对待，认为每根导线电荷相同，先求出每根导线的平均场强，然后再考虑各子导线间电场的相互加强作用求出最大场强。这一方法以后又经多人修改，已广泛用于各国的工程计算中，虽然在具体细节上有些差别，但基本考虑方法没有脱离原来设想，因此仍称它为马克特、门格尔法。该方法的优点是计算简单，对四分裂以下



导线, 计算精度满足工程要求, 其缺点是没有反映分裂导线中每根导线表面电场大小和分布不一样这一实际情况, 不能计算导线附近空间电场。

随着输电事业的发展, 又陆续提出了多种准确计算分裂导线表面和附近空间电场的方法, 主要有逐步镜像法、模拟电荷法、矩量法和保角变换法等, 其中尤以逐步镜像法和模拟电荷法采用较多且比较准确。考虑到高压直流输电线路多采用分裂导线, 这里仅就分裂导线表面场强的工程计算方法做简要介绍。

### 1.3.1 国际大电网会议和无线电干扰特别委员会推荐的计算方法

计算步骤如下。

(1) 将分裂导线用单根等效导线代替, 等效导线直径  $D_e$  由式 (9.3-2) 决定

$$D_e = D \sqrt{\frac{nd}{D}} \quad (9.3-2)$$

式中:  $D$  为通过分裂导线束各子导线中心的圆的直径, cm;  $n$  为分裂导线的根数;  $d$  为子导线的直径, cm。

(2) 用 Maxwell 电位系数法决定每极等效导线的总电荷  $Q$ , 根据极导线的电压和它们的电位系数以及待求的电荷, 可列出方程式组为

$$PQ = U \quad (9.3-3)$$

式中:  $Q$  为分裂导线束总电荷的单列矩阵;  $U$  为分裂导线束电压的单列矩阵;  $P$  为直流线路等效极导线和地线及其镜像的电位系数方形矩阵。

(3) 导线的平均表面场强可由式 (9.3-4) 决定

$$g = \frac{Q}{nd} \quad (9.3-4)$$

(4) 导线的最大表面场强可由式 (9.3-5) 决定

$$g_{\max} = g \left[ 1 + (n-1) \frac{d}{D} \right] \quad (9.3-5)$$

用上述方法求得的导线表面场强其准确度可达 2%, 计算精度满足工程要求。

### 1.3.2 经验公式计算方法

(1) 单极性线路: 瓦格纳 (Wagner) 提出的计算单极性直流线路最大表面场强公式为

$$g_{\max} = \frac{2U(1+B)}{nd \ln \frac{2H}{R_e}} \quad (9.3-6)$$

其中  $R_e = D_e/2$

式中:  $U$  为极导线对地电压, kV;  $n$  为分裂导线束子导线数;  $d$  为子导线的直径, cm;  $H$  为极导线对地距离, cm;  $R_e$  为分裂导线等效半径, cm;  $B$  为分裂系数, 两分裂为  $B=2.0d/2S$ , 三分裂为  $B=3.464d/2S$ , 四分裂为  $B=4.24d/2S$ , 六分裂  $B=5.31d/2S$ ;  $S$  为分裂导线的分裂间距, cm。

(2) 双极性线路。

1) 双极单根导线: 安汤姆逊 (Adamson) 和辛哥拉尼 (Hingorani) 曾提出适用于双极性导线表面最大电场强度的计算公式如下

$$g_{\max} = \frac{U}{r \ln \left[ \frac{S}{r} \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{S}{2H} \right)^2}} \right] \left( 1 + \frac{r}{H} \right)^2} \approx \frac{U}{r \ln \left[ \frac{S}{r} \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{S}{2H} \right)^2}} \right]} \quad (9.3-7)$$

式中:  $U$  为极导线对地电压, kV;  $S$  为极间距离, cm;  $r$  为光滑导线半径, cm;  $H$  为极导线对地距离, cm。

式 (9.3-7) 适用于每极单根导线的双极线路, 计算结果和计算机计算相差在 2% 以内, 但不适用于采用分裂导线的双极性线路。

2) 双极分裂导线: 曼哥尔特 (Mangolt) 提出的公式, 可用于计算分裂导线表面最大电场强度

$$g_{\max} = \frac{1 + (N-1) \frac{r}{R}}{Nr \ln \left( \frac{2H}{NrR^{N-1}} \right)^{1/N} \sqrt{\left( \frac{2H}{S} \right)^2 + 1}} \cdot U \quad (9.3-8)$$

式中:  $U$  为极导线对地电压, kV;  $S$  为极间距离, cm;  $H$  为极导线对地距离, cm;  $N$  为分裂导线根数;  $R$  为通过所有子导线中心的圆周的半径, cm;  $r$  为子导线的半径, cm。

### 1.4 直流线路电晕损失及影响因素

如前所述, 当直流输电线路发生电晕后将会产生电能损失, 这将使线路年运行费用增加, 实际上要完全消除电晕是不可能的, 尘土、昆虫、水滴和表面不平等都会产生高场强点, 从而致至产生电晕。为了确保输电线路的建设和年运行费用经济合理, 线路设计者应合理地选择导线结构, 使电晕损失控制到合理范围, 并使它与其他设计判据如无线电干扰和可听噪声等相协调。

直流输电线路电晕的影响因素主要有如下几方面。

#### 1.4.1 电压的影响

试验表明, 交、直流电晕是在差不多相同的电压幅值 (或导线表面场强) 下开始的, 即交、直流下的电晕起始电压 (或起始场强) 几乎相同。电晕损耗  $P$  和所加电压  $U$  的关系称为电晕损耗特性。电晕损耗随电晕的起始而出现, 并随所加电压的提高而急剧增大。电晕的伏安特性一般可用下面的形式来表示

$$I = GU(U - U_0) \quad (9.3-9)$$

式中:  $U_0$  为电晕起始电压;  $G$  为电极几何形状系数。

电晕损耗特性应为

$$P = UI = GU^2(U - U_0) \quad (9.3-10)$$

由此可知, 电晕损耗近似地随电压的三次方而变化。即使如此, 直流电晕损耗特性曲线随电压而上升的陡度仍小于交流线路。这是因为直晕外区有大量空间电荷, 它们的屏蔽效应使电晕区内的游离过程受到较强的抑制; 而交流电晕所产生的空间电荷绝大部分只能在导线附近一个有限的范围内往返运动, 而导线的极性又是交变的, 外区空间电荷的屏蔽效应应不明显, 对游离过程没有什么作用。

正、负极性下的直流单极电晕损耗不相等, 负极性电晕损耗一般大于正极性, 但相差不大, 这和负离子的迁移率大于正离子有关。但是, 关于极性的影响程度各个研究者提供的数据不尽相同, 有的认为正、负极性损耗相差不大, 有的数据则表明负极性电晕损耗约等于正极性的两倍, 一般在低场强时相差比较大, 高场强时相差比较小, 湿导线的正、负极性损耗相差更小。

在双极电晕的情况下, 正导线和负导线的电晕损耗相差不大。但总的双极电晕损耗远比正、负两种单极电晕损耗之和为大。在导线表面场强相同的条件下, 双极电晕损耗约为两单极电晕损耗之和的 2~3 倍; 在给定的电压下, 双极性每一极的电晕损失一般是单极性电晕损失的 1.5~2.5 倍。

#### 1.4.2 线路结构因素

(1) 极间距离。极间距离  $D$  对双极电晕损耗影响很大,



这是直流电晕一大特点。当极间距离  $D$  加大时,一方面导线表面场强有所降低,另一方面两种离子在外区互相复合的机会增多,互相渗透的离子减少,使电晕电流的双极分量大为减少,而双极电晕损耗主要由它来决定。交流电晕的空间电荷本来就只在导线附近往返运动,加大相间距离(也以  $D$  表示)对空间电荷的活动没有什么影响,因此对游离和损耗的影响也很小。交流电晕损耗和  $D$  的平方根成反比,而直流电晕损耗与  $D$  的平方成反比。即使保持导线表面场强不变,损耗也随极间距离的加大而减少,如图 9.3-1 所示。

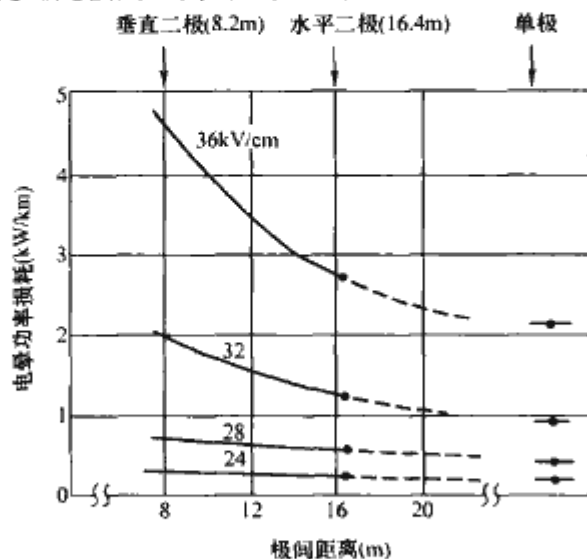


图 9.3-1 极间距离对电晕损耗的影响  
(导线为  $2 \times 330\text{mm}^2$ )

(2) 导线对地高度。导线对地高度对单极电晕损耗的影响很大,损耗大致与平均对地高度  $H$  的平方成反比。但它对双极电晕损耗的影响很小(当  $D/H \approx 1$  时),因为在  $H$  增大时,双极电晕电流中的双极分量(由一个极直接流向另一极的电流)基本不变,只有单极分量(由一个极流向大地的电流)减小,而损耗主要由双极分量决定。

(3) 导线半径。当导线半径加大时,电晕起始电压提高,但损耗随电压的上升陡度也增大了。总体来说,损耗约与半径的平方成正经比。但也有研究认为成正比。

(4) 导线分裂数。在分导线半径不变的条件下,加大分裂导线数将使导线表面场强降低、起始电压  $U_0$  提高,但损耗随电压的上升陡度也变大。如在同样的电压比 ( $U/U_0$ ) 下,在  $U/U_0$  小于 1.2 时,损耗近似地与  $n^2$  成正比;当  $U/U_0$  大于 1.2 时,将小于  $n^2$  的比例关系。导线表面电场强度一定时,不论是雨天或晴天,直流电晕损失随分裂导线根数的增加而增加。

#### 1.4.3 导线表面状况

导线表面状况(脏污、纹线、毛刺、从空气中吸附的小份和微粒等)对电晕的影响很大。一般将这种影响以一个表面系数  $m$  来表示

$$m = U'_0/U_0 = E'_0/E_0 \quad (9.3-11)$$

$m$  是实际导线的电晕起始电压 ( $U'_0$ ) 或电晕起始场强 ( $E'_0$ ) 与理想光洁导线的电晕起始电压 ( $U_0$ ) 或电晕起始场强 ( $E_0$ ) 之比。按加拿大纳尔逊河直流架空线路的经验,  $m$  为 0.5~0.6。

关于湿度等大气参数和雨水等影响表面状况,从而也影响电晕损耗的因素将在下面叙述。

#### 1.4.4 架空地线

在单极线路上装设一根地线对电晕损耗的影响很大。这时极导线电晕所产生的空间电荷有一部分将移到地线表面,加强了它的表面场强,使其发生电晕,于是单极电晕变成双

极电晕,损耗大为增加。如果架空地线不直接接地就没有明显影响。对于双极线路,只有在每一极导线上方都有一根接地的架空地线时才稍有影响,如地线经过高值电阻接地或只有中性面上设置一根接地的架空地线,就没有什么影响。

#### 1.4.5 气象条件

##### 1.4.5.1 大气沉降物(雨、雪、雾等)

雨、雪、雾等从大气沉降到导线表面后,可造成许多尖端或其他各种形状的凸出物,虽其电导率和介电常数各不相同,但都会加强电晕放电,使电晕损耗增大。

降雨时,即使小雨(小于  $1\text{mm/h}$ )也使电晕损耗增大几倍,尤其是表面场强较低时。损耗随雨强的增大而增加,当雨强达到  $5\text{mm/h}$  以上时趋于饱和。这是因为大雨时,导线上的水滴也有饱和趋势。图 9.3-2 清楚地表明了这种趋势。在降雨结束阶段,由于水滴的消失需要一定的时间,因而损耗的下降要比雨强的降低滞后  $20 \sim 30\text{min}$ 。图 9.3-3 为大雨时 ( $10\text{mm/h}$ ) 的损耗,将其与图 9.3-1 相比,可知大雨下的损耗比好天气时的损耗约大十倍。不过就雨天所平均损耗而言,按美国 Dalles 的数据,一般情况下它是好天气损耗的 2~4 倍。但是,与交流电晕损耗相比,直流电晕雨水损耗对好天气损耗的倍数远小于交流电晕损耗的相应倍数(几十倍,甚至上百倍),因此在直流线路的总电晕损耗中,雨天(乃至所有坏天气)损耗所占的比重较小。

降雾和降雪时的电晕损耗(图 9.3-4 和图 9.3-5)亦较好天气时为大,但较大雨时为小,其中雪天又较雾天低。浓雾时的损耗大约相当于  $1\text{mm/h}$  雨强时的损耗。起雾时,损耗要经过相当长时间才会增大起来,一般增加到 5 倍。

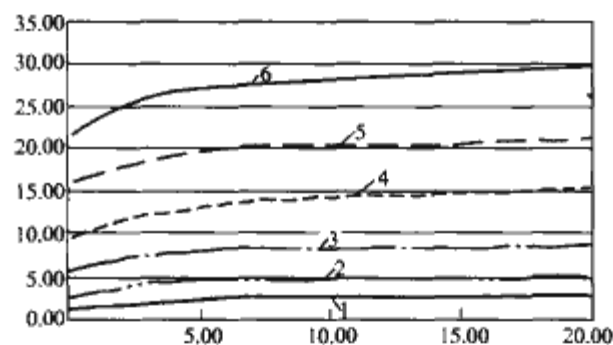


图 9.3-2 电晕损耗和雨强的关系

(双极;垂直布置;负导线,  $4 \times 330\text{mm}^2$ )

1— $\pm 489\text{kV}$  ( $28.4\text{kV/cm}$ ); 2— $\pm 426\text{kV}$  ( $25.8\text{kV/cm}$ ); 3— $\pm 384\text{kV}$  ( $23.2\text{kV/cm}$ );  
4— $\pm 341\text{kV}$  ( $20.6\text{kV/cm}$ ); 5— $\pm 298\text{kV}$  ( $18.0\text{kV/cm}$ ); 6— $\pm 256\text{kV}$  ( $15.5\text{kV/cm}$ )

##### 1.4.5.2 大气参数(湿度、空气密度等)

空气中的悬浮水汽本来会削弱气体放电,但水汽一旦附着到导线表面上,却会加强电晕放电。这两个因素在低湿度时互相抵消,到高湿度时,后一影响为主,故损耗将随湿度的增大而增加。实验表明(见图 9.3-6):相对湿度小于 80%、绝对湿度小于  $8\text{g/kg}$  时,湿度对损耗的影响尚不明显。

空气相对密度增大时电晕损耗减小,这完全符合气体放电的规律。

试验线段上的实测结果表明:好天气电晕损耗有明显的季节性,夏天大,冬天小,春、秋居中。这与夏天时空气相对密度较小而湿度较大有关。

##### 1.4.5.3 风

没有发现风对交流电晕损耗有影响,但风对直流电晕损耗却有相当大的影响。这是因为在直流电晕外区电场较弱,

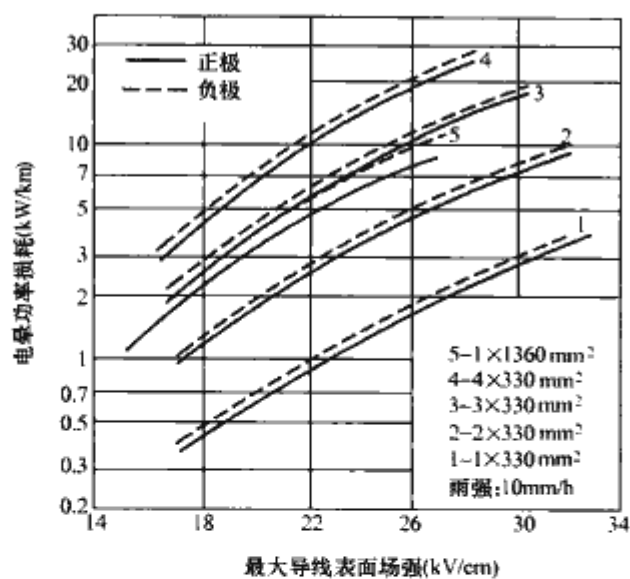


图 9.3-3 降雨时电晕损耗 (双极; 垂直布置)

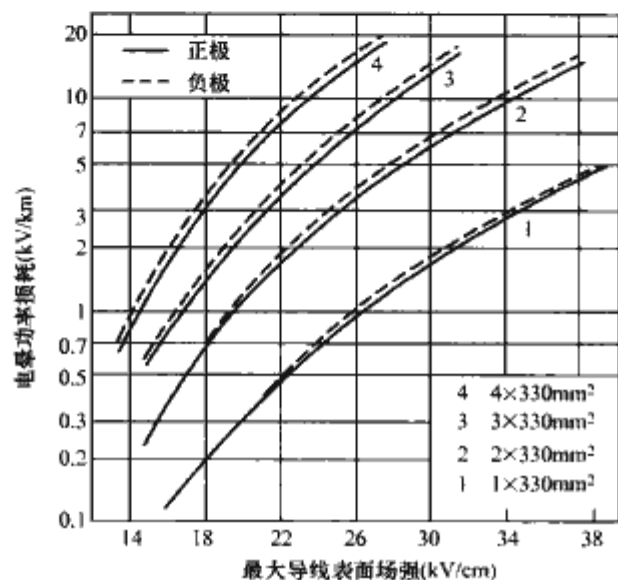


图 9.3-4 浓雾时电晕损耗 (双极; 垂直布置)

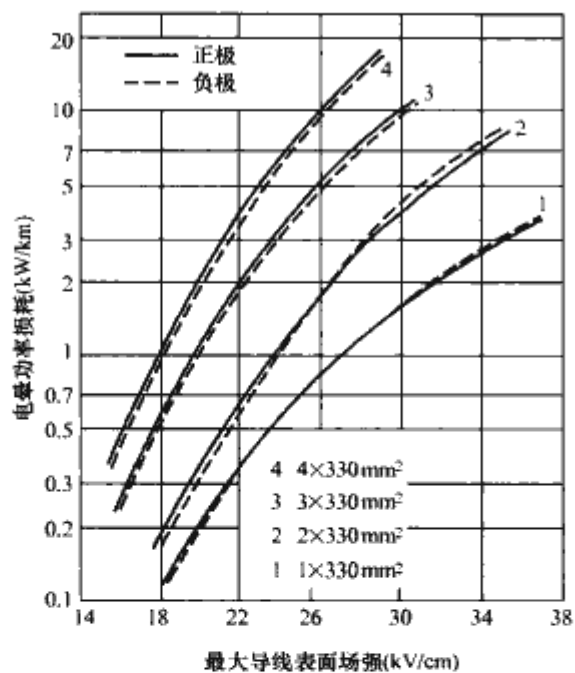
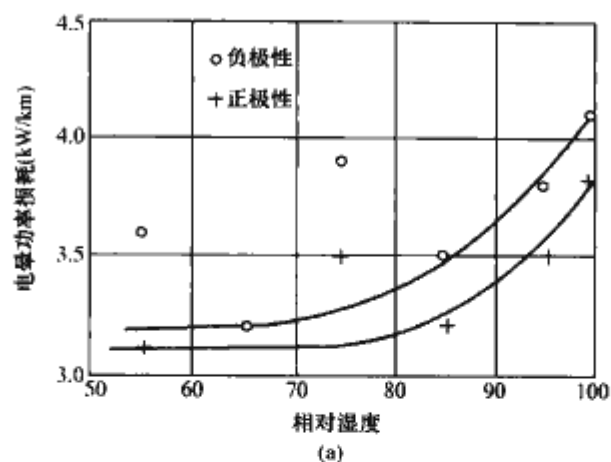


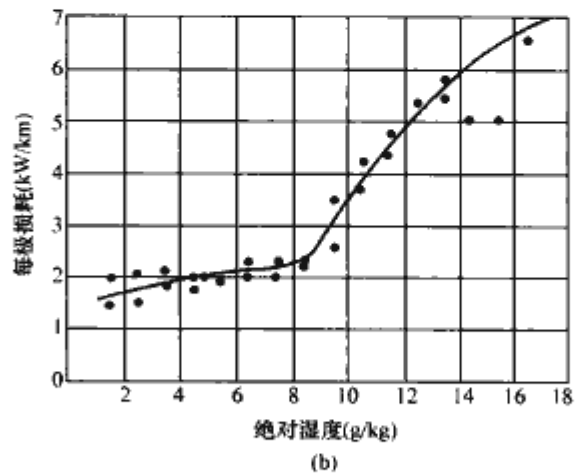
图 9.3-5 降雪时电晕损耗 (双极; 垂直布置)

空间电荷向电场方向的迁移速度很小, 它们易于受气流的影响。自然界难得有稳定的、方向长时间固定的、均匀的风, 实验室中也不容易控制, 因此关于风的影响的实测或实验数据分散性比较大。在风速  $0 \sim 10 \text{ m/s}$  的范围内, 直流电晕损失通常随风速的增加而增加。

实验室研究及理论分析表明, 风对单极电晕的影响很小, 而对双极电晕的影响较大。其解释是: 在单极电晕情



(a)



(b)

图 9.3-6 大气湿度对电晕损耗的影响

(a) 相对湿度影响; (b) 绝对湿度影响

况, 风向垂直于离子运动方向, 仅改变其轨迹而未改变其存在时间, 所以影响很小。在双极电晕的情况下, 如风由一极吹向另一极, 一方面使离子易于从一极渗透到另一极附近去, 另一方面, 风会在导线背后形成涡流, 使两种离子加强混合与复合, 结果减弱了外区空间电荷对游离的抑制作用, 使损耗加大。当电压  $U$  较低, 接近于电晕起始电压  $U_0$  时 ( $U/U_0 \approx 1.1$ ), 外区场强小, 风的影响相对比较大, 大约  $1 \text{ m/s}$  的风速可使电晕损耗增大  $1.7\% \sim 2.6\%$ ; 当电压较高时, 风的影响相对比较小, 例如当  $U/U_0 \approx 1.5$  时, 大约  $1 \text{ m/s}$  的风速可使损耗增大  $0.4\% \sim 0.9\%$ 。上述为风向垂直于线路走向的情况。试验线段上测得的风的影响要大得多,  $1 \text{ m/s}$  的风速使损耗增大  $0.1 \sim 0.27 \text{ kW/km}$ , 相当于  $5\% \sim 13.5\%$ 。美国 Dalles 中心对四分裂导线给出如下的经验公式

$$P = 1.6 + 0.44V_w \quad (9.3-12)$$

式中:  $V_w$  为风速,  $\text{m/s}$ ;  $P$  为电晕损耗,  $\text{kW/km}$ 。按此式看, 风的影响很大, 这可能由于分裂导线的迎风截面相当大的缘故。

### 1.5 直流线路电晕损失的计算公式

对线路设计来讲, 重要的是年平均电晕损耗功率和最大电晕损耗功率, 前者涉及线路运行的经济性, 后者在最不利的情况下可能影响传输容量。

在交流下, 坏天气时的电晕损耗功率远大于好天气时的损耗 (数十倍到上百倍), 因而在全部电晕总能量损耗中, 坏天气损耗占大部分, 所以需要着重考虑。此外, 坏天气的类别 (例如细雨, 大雨、雾、干雪、湿雪等) 对损耗值的影响也很大, 还必须分开进行计算, 这样就使问题复杂化了。

在直流下, 由于坏天气时的电晕功率损耗比好天气时只增大十倍以下, 而坏天气在一年时间中所占的比重毕竟不大, 因而有些地区的坏天气损耗只是总能耗中的一小部分,



所以一般着重于计算好天气时的损耗。为了粗略估计全年电晕总能量损耗，可以将好天气的损耗再乘上一个适当的系数，从而把坏天气使功率损耗增大的因素考虑在内。

根据美国邦维尔电力局 BPA 和美国电力科学院 EPRI 以及加拿大魁北克省水电局研究所高压试验室 IREQ 对高压直流输电线路电晕损失的试验研究结果，得出一些有较好置信度的经验计算公式，现简介如下。

### 1.5.1 皮克法

皮克最早研究交流线路的电晕损失现象，提出了交流线路电晕损失计算公式，该公式转换用于直流线路后，又经美国 EPRI 作了修改，形式如下

$$P_L = \frac{K_n}{\delta} \sqrt{\frac{r'}{S}} \left[ U - (g_0 m r') \ln \left( \frac{S}{r'} \right) \right]^2 \times 10^{-3} \quad (9.3-13)$$

分裂导线最好采用契克捷耶夫定义的等效半径  $r'$

$$K_n = \frac{r' \ln \left( \frac{2h}{r'} \right)}{r \ln \left( \frac{2h}{r} \right)} \quad (9.3-14)$$

由  $K_n$ 、 $h$ 、 $r$ ，即可推算出  $r'$ ，而  $K_n$  由式 (9.3-15) ~ 式 (9.3-17) 计算。

对二分裂导线

$$K_2 = \frac{\ln \left\{ \frac{S^2}{rD} \times \frac{1}{1 + \left( \frac{S}{2h} \right)^2} \right\}}{\left( 1 + 2 \frac{r}{D} \right) \ln \left\{ \frac{S}{r} \times \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{S}{2h} \right)^2}} \right\}} \quad (9.3-15)$$

对三分裂导线

$$K_3 = \frac{\ln \left\{ \frac{S^3}{\sqrt{2} r D^2} \times \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{S}{2h} \right)^2 \right]^{3/2}} \right\}}{\left( 1 + 2\sqrt{3} \frac{r}{D} \right) \ln \left\{ \frac{S}{r} \times \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{S}{2h} \right)^2}} \right\}} \quad (9.3-16)$$

对四分裂导线

$$K_4 = \frac{\ln \left\{ \frac{S^4}{\sqrt{2} r D^3} \times \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{S}{2h} \right)^2 \right]^2} \right\}}{\left( 1 + 3\sqrt{2} \frac{r}{D} \right) \ln \left\{ \frac{S}{r} \times \frac{1}{\sqrt{1 + \left( \frac{S}{2h} \right)^2}} \right\}} \quad (9.3-17)$$

以上式中： $K$  为经验常数，EPRI 取 123； $\delta$  为大气校正系数； $S$  为极间距离，cm； $U$  为每极对地电压，kV； $g_0$  为导线表面电晕起始电位梯度，取最大电晕起始电位梯度 29.8kV/cm，kV/cm； $m$  为导线的表面系数，在直流输电中，对于绞线一般可取 0.47~0.5； $r'$  为等效半径； $D$  为分裂导线分裂间距。

### 1.5.2 安乃堡 (Annebere) 公式

这种计算方法是瑞典安乃堡根据分析直流试验线路的大量试验数据后得出的。

(1) 单极线路好天气下的计算公式如下

$$P = UK_c m r 2^{0.25(g - g_0)} \times 10^{-3} \quad (9.3-18)$$

式中： $P$  为每条单极直流线路电晕损失，kW/km； $U$  为导

线对地电压，kV； $K_c$  为导线表面系数，由 0.15 (光滑导线) 变到 0.35 (有缺陷的导线)； $n$  为子导线数； $r$  为子导线的半径，cm； $g$  为在运行电压下，导线表面的最大电场强度 kV/cm； $g_0$  为 22 $\delta$ ，kV/cm， $\delta$  为相对空气密度。

(2) 双极线路好天气下的计算公式如下

$$P = [2U \cdot (K+1) K_c \cdot n \cdot r 2^{0.25(g - g_0)}] \times 10^{-3} \quad (9.3-19)$$

其中  $K = \frac{2}{\pi} \cdot \arctan \left( \frac{2H}{S} \right)$

式中： $H$  为导线对地距离； $S$  为极间距离。

其他符号代表意义同式 (9.3-18)。

### 1.5.3 巴布科夫 (Popkov) 法

巴布科夫研究了双极直流输电线路电晕理论，根据光滑导线在模拟条件下的试验结果，用实际线路的实测数据予以修正，改写为如下公式

$$P = 2.24 \times 10^{-1} U \left( \frac{U - U_0}{S} \right)^2 \quad (9.3-20)$$

式中： $U$  为每极对地电压，kV； $U_0$  为对应于导线表面电场强度为 14kV/cm 时的导线电压，kV； $S$  为极间距离，cm。

### 1.5.4 EPRI 换算公式

20 世纪 60 年代 F.W. Hirsch 和 E. Schafer 等提出过一些在各种导线之间进行电晕损耗换算的公式，后来美国 EPRI 总结了美国 Dalles 试验中心试验线段上几种导线 (1×61mm, 2×40.6mm, 2×46mm, 4×30.5mm) 的测量数据，提出了两个可以同时考虑几种因素的换算公式

$$P_L = P_0 + 56 \lg \left( \frac{E}{E_0} \right) + 20 \lg \left( \frac{r'}{r'_0} \right) \quad (9.3-21)$$

$$P_L = P_0 + 40 \lg \left( \frac{E}{E_0} \right) + 10 \lg \left( \frac{r'}{r'_0} \right) + 10 \lg \left( \frac{N}{N_0} \right) + 15 \lg \left( \frac{S}{S_0} \right) \quad (9.3-22)$$

以上公式： $P_L$  和  $P_0$  分别为待求损耗导线的电晕损耗功率和已知损耗导线的电晕损耗功率，均为相对于 1kW/km 的分贝值； $E$  和  $E_0$  分别为待求导线和基准导线的导线表面场强； $r'$  和  $r'_0$  分别为待求导线和基准导线的等效半径； $N$  和  $N_0$  分别为待求导线和基准导线的分裂数； $S$  和  $S_0$  分别为待求线路和基准线路的极间距离。

EPRI 给出了各种方法计算电晕损失的结果，如表 9.3-1 所示。可以看到，经验公式在某些情况下的计算结果比较准确，但在其他情况下却很难保证其准确度。EPRI 使用  $\chi$  检验法估计了上面经验公式的可信度，其中皮克公式和安乃堡公式的可信度较高。

表 9.3-1 各种方法计算电晕损失的结果比较

导线结构 (分裂根数× 导线直径, mm)		1×61	1×61	2×46	2×46	2×46	4×30.5
极电压 (kV)		±400	±400	±400	±500	±600	±600
极间距 (cm)		1980	1050	1050	1830	1830	1120
测量结果 (kW/km)		0.7	1.9	1.4	2.5	4.0	6.2
计算结果 (kW/km)	皮克公式	0.6	1.3	1.02	1.9	4.31	6.75
	安乃堡公式	0.54	0.82	0.96	1.8	5.2	8.7
	巴布科夫公式	0.4	1.85	1.5	1.5	3.8	11.0

表 9.3-2 为中国电力科学研究所的葛上±500kV 直流试验线路的计算和实测结果比较，参数的取值对计算结果的准确度影响非常大，而这些参数是在特定的条件下获得的，当其应用于其他条件下时有可能产生较大的误差。取得合理参数的最好方式是实际测量，但这在设计阶段是不可能实现

的，因此希望能够找到一组适用范围相对较广的固定参数，为此 EPRI 给出了各公式中参数的推荐值。比较表 9.3-2 的结果可以看到，在 EPRI 推荐的参数下，安乃堡公式的计算结果在各种电压下相对较好。安乃堡公式是个实测数据和合理的特殊意义相结合的拟合公式，它基本上反映了线路各种参数和影响因素对电晕损失的关系。

表 9.3-2 葛上±500kV 直流试验线路的计算和实测结果比较

公式	运行电压(kV)	500	450	400	350	300	250
	经验系数实测(W/m)	6.05	3.52	2.06	1.14	0.58	0.28
皮克	EPRI: $\delta=1.04$ , $K=123$	3.38	2.17	1.23	0.55	0.144	0.0002
	$\delta=1$ , $K=211.7$	6.05	3.89	2.22	0.99	0.26	0.00038
	$\delta=1$ , $K=206$	5.89	3.79	2.14	0.96	0.25	0.00037
巴布科夫	EPRI: $K=2.24$	3.63	2.10	1.06	0.42	0.093	0.00011
	$K=3.73$	6.05	3.49	1.76	0.69	0.154	$0.26 \times 10^{-6}$
安乃堡	EPRI: $K_C=0.20$	4.42	2.41	1.32	0.70	0.37	0.185
	$K_C=0.274$	6.06	3.32	1.8	0.96	0.51	0.253
	$K_C=0.266$	5.88	3.20	1.75	0.93	0.49	0.25

±800kV 特高压直流线路的电磁电晕损失的计算结果见表 9.3-3~表 9.3-7。计算中极间距离均为 22m，导线平均高度均为 22m，海拔 500m。分裂导线直径越大、分裂数越多、极间距离越大、对地高度越高，线路电晕损失越小，但分裂导线直径和分裂数对线路电晕损失的影响最大。线路电晕损失随分裂间距的减小先减小后增加，有一个最小值，但变化不大。

表 9.3-3 线路电晕损失随分裂导线直径的变化规律

序号	导线型号及分裂数	分裂导线直径(cm)	分裂间距(cm)	电晕损失(kW/km)
1	4×LGJ-720/50	3.624	50	15.44
2	4×LGJ-800/55	3.84	50	13.03
3	4×LGJ-900/70	4.068	50	11.13
4	4×LGJ-1092/89	4.475	50	8.80
5	4×LGJ-1171/64	4.577	50	8.36

表 9.3-4 线路电晕损失随分裂导线数的变化规律

序号	导线型号及分裂数	分裂导线直径(cm)	分裂间距(cm)	电晕损失(kW/km)
1	4×LGJ-720/50	3.624	50	15.44
2	5×LGJ-720/50	3.624	50	9.82
3	6×LGJ-720/50	3.624	50	7.24
4	7×LGJ-720/50	3.624	50	5.85

表 9.3-5 线路电晕损失随分裂导线间距的变化规律

序号	导线型号及分裂数	分裂导线直径(cm)	分裂间距(cm)	电晕损失(kW/km)
1	5×LGJ-720/50	3.624	50	9.82
2	5×LGJ-720/50	3.624	45	9.65
3	5×LGJ-720/50	3.624	40	9.55
4	5×LGJ-720/50	3.624	35	9.57
5	5×LGJ-720/50	3.624	30	9.76

表 9.3-6 极间距变化时 5×LGJ-720/50、分裂间距 45cm、平均高度 22m 的线路电晕损失

极间距(m)	24	22	20	18
电晕损失(kW/km)	8.89	9.65	10.60	11.83

表 9.3-7 平均对地高度变化时线路电晕损失 (5×LGJ-720/50、分裂间距 45cm、极间距 22m)

平均对地高度(m)	24	22	20	18
电晕损失(kW/km)	9.61	9.65	9.71	9.81

2 空间电场和离子流

2.1 合成电场和离子流的分布

直流架空线路如导线上不发生电晕，在稳定情况下(忽略纹波)，线路下面的物体无持续的电流流过。当直流输电线路导线表面电场强度大于起始电晕电场强度时，靠近导线表面的空气发生电离，电离产生的空间电荷将沿电力线方向运动。以双极直流线路为例，此时整个空间大致可分为三个区域，正极导线与地面间(区域)充满正离子，负极导线与地面间(区域)充满负离子，正负极导线间正负离子同时存在。这些空间电荷将造成直流输电线路所特有的一些效应。空间电荷本身产生电场，它将大大加强由导线电荷产生的电场；空间电荷在电场作用下的运动，形成离子电流。

交流线路产生的是一种准稳态静电场，直流线路产生的是离子流电场。直流线路下的场强一般都高于交流线路(但仍属于同一数量级)，交流线路下，物体的电流是位移电流，而直流线路下是离子流。

直流输电线路下的空间电场是由两部分合成的：一部分是由导线所带电荷产生的静电场，这种场与导线排列的几何位置有关，与导线的电压成正比，通常又称之为标称电场(Nominal Field)；另一部分是由空间电荷产生的电场，成为离子流电场。这两部分电场的相量叠加，称为合成电场(Total Field)。合成场强的大小主要取决于导线电晕放电的严重程度，最大合成电场有可能比标称电场大很多，可达它的 3~3.5 倍。图 9.3-7 给出了±500kV 直流试验线路下合成电场和标称电场的分布图，该试验线路极导线为 4×LGJQ-300，极间距 14m，极导线对地 12.5m。图 9.3-7 中实线和虚线分别表示合成电场和标称电场的计算值。不同形状的点分别表示实测的最大值和最小值。合成电场的最大值出现在极导线外侧 1~2m 处，合成场强的最小值为零，一般出现在两极导线的中心。需要特别指出的是，图 9.3-7 所给的分布是指无风时最为理想的情况，由于正负离子在电场下的迁移速度和风速相比，属同一数量级，因此，即使是很小的风(风速 1m/s)，也将使合成电场分布发生畸变。垂直线

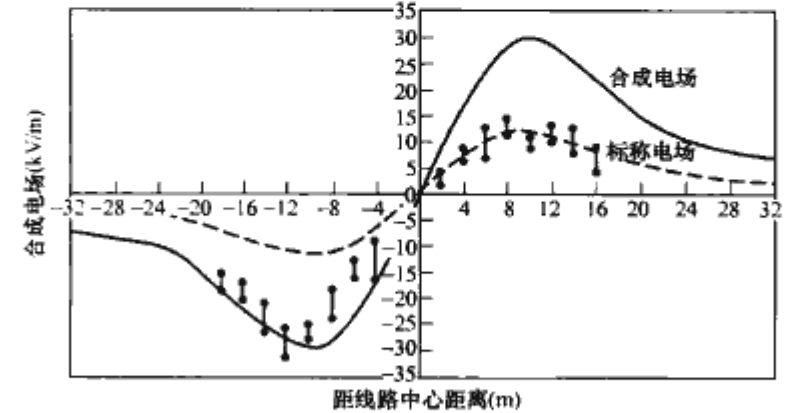


图 9.3-7 ±500kV 直流输电线路合成场强分布



路方向的小风,将使合成电场的最大值向顺风方向移动,风速稍大合成电场分布会发生严重畸变。

在通常的线路结构尺寸下,地面静电场场强  $E_0$  约为导线对地平均场强的 20%~35%。离子流场强  $E_i$  较静电场场强  $E_0$  为高,有的研究者将  $E_i/E_0$  称为电场增强系数,其数值在 2~4 的范围内。由此可以粗略地估计离子流场强大约为平均场强的 60%~80%。考虑到国外已有的  $\pm(400\sim500)$  kV 直流线路的平均场强大都在 35~45kV/m 之间,所以地面综合场强大约在 20~30kV/m 的范围内,这些数值较相应的交流线中的场强为大。由于高压直流输电线路下的合成电场普遍高于同一电压等级的交流线路下电场,因此不能把直流电场和交流电场等同起来。

图 9.3-8 给出了  $\pm 500$  kV 直流试验线路下离子电流密度分布图,这里说的离子电流密度是指流入地面每平方米面积的电流,图中曲线为计算值,直线为实测值的变化范围,由于在电场作用下负离子的迁移率  $[1.8\text{cm}/(\text{V}/\text{cm})]$  大于正离子  $[1.4\text{cm}/(\text{V}/\text{cm})]$ ,因此,实测的负离子电流密度大于正离子电流密度。离子流密度很小,从每平方米几十纳安到数十纳安。

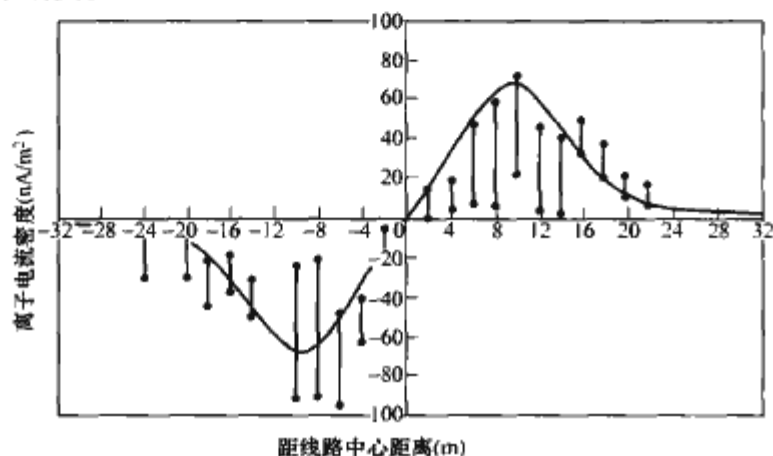


图 9.3-8  $\pm 500$  kV 直流输电线路离子流密度的分布

合成电场和离子电流密度的大小与导线表面电场强度、电晕起始电场强度有关。当线路的几何尺寸确定之后,导线表面电场强度越高,电晕起始电场强度越小,合成电场和离子电流密度越大。因此,降低导线表面电场强度和提电晕起始电场强度均可以减小合成电场和离子电流密度。

## 2.2 合成电场和离子流的影响因素

对直流线路产生的电场和离子流的主要影响因素如下:

(1)导线对地高度对电场的影响很大。在其化参数不变的条件下,地上离子流场强和离子流密度均随导线对地高度的提高而减小。离子流场强约与高度  $H$  成反比,离子流密度约与  $H^2$  成反比。

(2)极间距离对电场效应的影响很小。关于导线分裂的影响,有一些互相矛盾的因素,还没有明确的结论,有待进一步研究。

(3)气候因素对电场也有影响。下雨时电晕比较强烈,离子流场强和离子流密度普遍加大。但据 M. G. Comber 介绍,下雨时离子流场强分布的中间值较好天气时为高,但场强最大值(95%概率)并不比好天气时的最大场强度高。

(4)风对电场和电流分影响比较大,而且与风向、风速有关。与线路走向垂直的风影响更大,在单极线路下,风使场强和离子流峰值有所降低,当风速较小时,离子流密度的峰值提高;当风速较大时,离子流密度峰值降低。双极线路下,风使下风侧的场强和离子流密度的峰值提高,而使风侧的场强和离子流密度普遍降低。一般来讲,风对离子流的影

响比对电场的影响更大。

## 2.3 直流电场和磁场的限值

目前,各国并未正式制定特高压直流线路电磁环境的限制标准,各国对直流电场和磁场效应都有研究,也提出了部分建议值,详细内容请参见本篇第 6 章。

## 2.4 合成电场和离子电流的计算

决定直流输电线路环境影响的重要参数是地面离子电流密度和由导线上电荷和空间电荷共同产生的地面合成电场。为了在设计和建设直流输电线路时,把地面离子电流密度和合成电场控制到合理的程度,需要解决准确计算它们的办法。由于线下整个空间存在因电晕产生的大量空间电荷,使这种计算变得相当复杂。到目前为止计算这种场的方法大致可分三种。第一种方法采用解析计算办法,这是 20 世纪 60 年代末 Sarma 等人首次提出,他们采用了 Deutsch 假设,认为空间电荷不影响场的方向,仅影响其大小,从而把二维计算变为一维计算,使问题变得容易解决。第二种方法是由导线电荷产生的标称电场用理论计算,有空间电荷后的合成场强由标称电场和经验公式计算,我们称它为半经验公式法。第三种采用数值计算方法,即用有限元素法来计算离子流场,它是加拿大学者 Janischewsky 等人 20 世纪 70 年代末首次提出,以后其他国家有些学者又做了不少改进,这一方法无需 Deutsch 假设,从理论角度来讲,更具有科学性。

为了对直流输电线下地面离子电流密度和合成电场的计算方法有一完整的了解。以下简要地介绍三种计算方法的基本思路和计算步骤。三种计算方法中所用的符号含义为:  $E$  为荷时地面电场强度;  $E_s$  为空间电荷存在时地面合成场强;  $E_0$ 、 $E_{0max}$  分别表示饱和电晕时地面场强和最大地面场强;  $V$  为施加在导线上的对地电压;  $V_0$  为导线电晕起始电压;  $\rho_l$  为导线表面的电荷密度;  $\rho$ 、 $\rho_+$ 、 $\rho_-$  分别表示空间电荷密度、正空间电荷密度和负空间电荷密度;  $J$ 、 $J_+$ 、 $J_-$  分别表示离子电流密度、正离子电流密度和负离子电流密度;  $J_{D+}$ 、 $J_{D-}$ 、 $J_{D+max}$ 、 $J_{D-max}$  分别表示饱和电晕时,正、负离子电流密度,最大正、负离子电流密度;  $\varphi$  为无空间电荷时空间某点的电位;  $\varphi_s$  为空间电荷在空间某点产生的电位;  $\varphi_s$  为有空间电荷时空间某点的合成电位;  $A$  为有空间电荷时场强与无空间电荷时场强的比值,即  $E_s/E$ ;  $A_l$  为导线表面的  $E_s/E$ ;  $D_{eq}$  为分裂导线等效直径;  $\epsilon$  为真空介电常数;  $K$  为平均离子迁移率;  $R$  为离子的复合系数;  $l$  为沿电力线的距离;  $H$  为导线对地高度;  $P$  为两极间距离;  $X$  为距线路中心线的距离;  $W$  为风速。

### 2.4.1 解析方法计算

由于所描述的有空间电荷的合成场强方程是非线性的,这种合成场强方程无法求解,为此, Sarma 等人引进以下一些假设。

(1)空间电荷只影响场强幅值而不影响其方向,即 Deutsch 假设

$$E_s = AE$$

式中  $A$  为标量函数,如果沿着已知无空间电荷场强  $E$  的电力线求解合成电场  $E_s$ ,那么原先复杂的二维场问题,便转为沿电力线求解一维非线性微分方程组的边界值问题。

(2)导线表面附近发生电离后,导线表面场强保持在起晕场强值。

(3)正、负极导线起晕电压相等。

(4)略去离子的扩散。



(5) 双极线路下正、负离子迁移率相同。

(6) 离子迁移率与电场强度无关，是一常数。

使用上面的理论和假设，经过推导可得

$$\left. \begin{aligned} A^2 &= A_1^2 + \frac{2\rho_1 A_1}{\epsilon_0} \int_0^V \frac{d\phi}{E^2} \\ \frac{1}{\rho^2} &= \frac{1}{\rho_1^2} + \frac{2}{\epsilon_0 \rho_1 A_1} \int_0^V \frac{d\phi}{E^2} \end{aligned} \right\} \quad (9.3-23)$$

解上面两式可用弦截迭代法，但若  $\rho_1$  初值选择不当，可能会不收敛。为此，Sarma 等提出了一个寻找初值的公式

$$\rho_m = \frac{\epsilon_0 (U - U_0)}{\int_0^V \int_0^V \frac{d\eta}{E^2} d\phi} \quad (9.3-24)$$

式中： $\eta$  是哑电位变量，通过平均电荷密度  $\rho_m$ ，可以较好地选取  $\rho_1$  的初值。

沿无空间电荷的电场线上的  $A$  及  $\rho$  值求得后，便可算出  $E$  和  $J$ 。

#### 2.4.2 有限元法计算

该法将输电线路电场的无限场区简化为有限场区，具体办法是在离输电线路较远处划出一条假想边界，它的宽度至少应大于导线对地距离数倍，以确保对求解范围内的场值影响小。将划定场区按三角形进行剖分，离导线愈近网格剖分愈密。设定导线表面电荷密度，在此基础上计算空间各点的电位和合成电场。

计算中先设置空间某点电荷密度为某一初始值，再利用描述直流线路的基本方程计算得到空间电场强度，由电场强度得到新的电荷密度分布，若和原来初设值有差别，修正原来初设值后，再进行计算，进行多次迭代，直至相互一致为止。

描述双极性直流线路的基本方程如下

$$\left. \begin{aligned} \nabla \cdot E_s &= (\rho_+ - \rho_-) / \epsilon \\ \nabla \cdot J_+ &= -R \cdot \rho_+ / \epsilon \\ \nabla \cdot J_- &= R \cdot \rho_- / \epsilon \\ J_+ &= \rho_+ (K_+ E_s + W) \\ J_- &= \rho_- (K_- E_s + W) \end{aligned} \right\} \quad (9.3-25)$$

在导线表面的边界条件  $\phi_s = \pm V$ ， $\partial \phi_s / \partial l = E_{s1}$ （或  $E_{s-}$ ）， $\rho = \rho_s$ ；在人工边界上的边界条件  $\phi = \varphi$ ；在地面的边界条件  $\phi_s = 0$ 。

在使用有限元计算中作了如下假设：用等效的单根导线代替分裂导线，假设导线和地面平行，假设导线起晕后导线维持起晕时的场强不变，不考虑电荷的扩散，并认为正负离子迁移率、复合系数和风速是恒定的。

#### 2.4.3 半经验公式法计算

这一方法是美国 EPRI 在直流输电线路模型上进行了大量模拟试验的基础上，找出了地面合成电场和离子电流密度与线路基本参数间的关系提出的。EPRI 通过在直流输电线路模型上进行系列的电晕试验，认为直流输电线路下的电场有两种极限情况：一种是没有电晕时，仅由导线上电荷决定的静电场或称标称电场；另一种是饱和电晕时仅由空间电荷决定的电场，此时电晕已发展的相当严重，线下电场仅取决于极间距离和对地距离，导线本身尺寸已不影响线下电场。计算实际线路下的空间电场和离子流密度分布时，首先计算出上述两种极限情况的电场分布和离子电流密度分布，在此基础上再计算出未饱和电晕放电时的合成电场和离子电流密度的分布。

先计算出无空间电荷存在时，仅由导线上电荷产生的地面电场，又称标称电场  $E$  的分布。

由图 9.3-9 和图 9.3-10 查曲线求得饱和电晕时所求点对应的值  $F(x)$  和  $C(x)$ 。

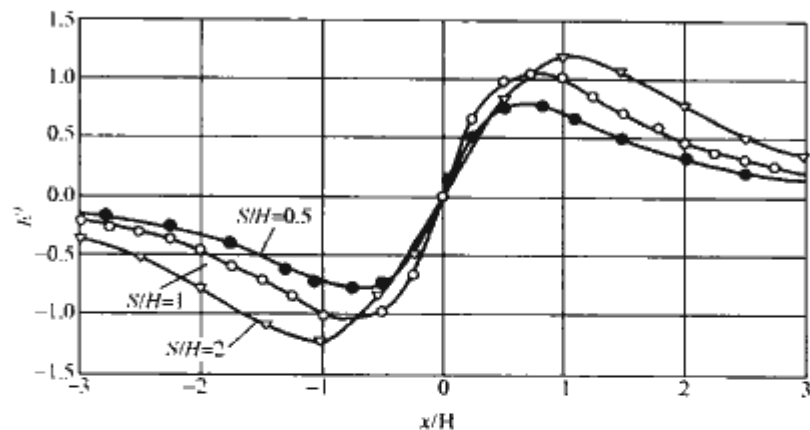


图 9.3-9 地表归一化电场强度的横向分布

$H$ —导线对地高度； $S$ —极间距； $V$ —极电压； $E'$ —电场强度， $E' = EH/V$

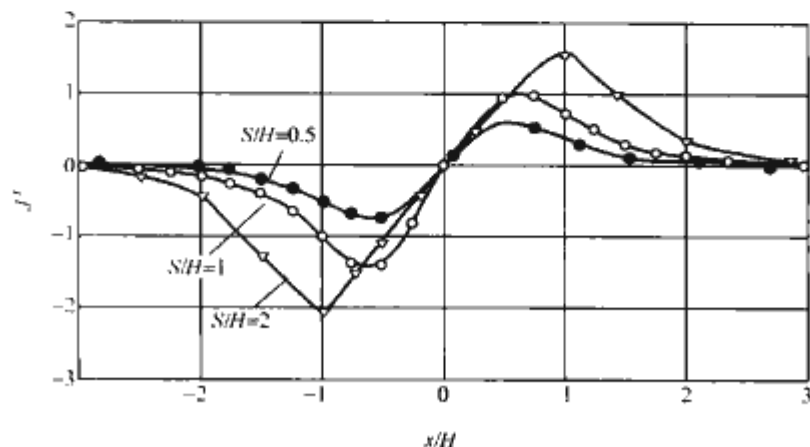


图 9.3-10 地表归一化电流密度的横向分布

$H$ —导线对地高度； $S$ —极间距； $J'$ —电流密度，等于  $JH^3/V^2$

计算实际直流线路（即未饱和电晕时）地面合成场强和离子电流密度。首先计算出各分裂导线表面最大场强  $g_{max}$ 。其次是通过皮克公式或直接给出于导线的电晕起始场强  $g_0$ ，用式(9.3-26)算出导线起始电晕电压  $V_0$ 。

$$V_0 = V \frac{g_0}{g_{max}} \quad (9.3-26)$$

得到空间电荷后地面某点的合成场强  $E_s$  可由式(9.3-27)求得

$$E_s = \frac{V}{H} F(x) \left\{ 1 - \left[ K_e \frac{V_0}{V} \left( 1 - \frac{E \cdot H}{V \cdot F(x)} \right) \right] \right\} \quad (9.3-27)$$

式中  $K_e = f(V/V_0)$  可根据  $H/D_{eq}$  ( $D_{eq}$  为分裂导线等效直径) 和  $V/V_0$  的比值，由图 9.3-11 查曲线求得。

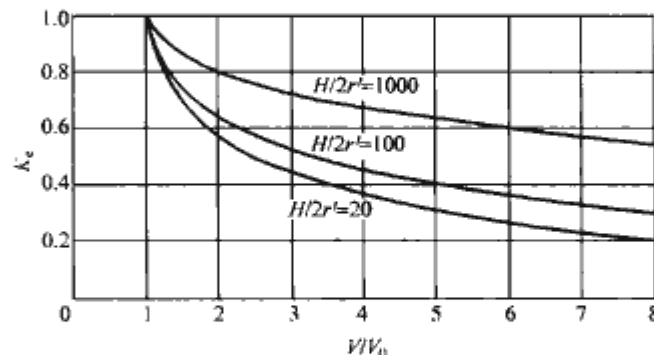


图 9.3-11 起晕后地表电场强度计算的设计曲线

$H$ —导线对地高度； $r'$ —分裂导线等效半径

地面某点的离子电流密度可按式(9.3-28)求得

$$J_s = \frac{V^2}{H^3} C(x) \left[ 1 - K_i \frac{V_0}{V} \left( 1 - \frac{V_0}{V} \right)^2 \right] \quad (9.3-28)$$

式中  $K_i = g(V/V_0)$  可根据  $H/D_{eq}$  和  $V/V_0$  的比值，由图 9.3-12 查曲线求得。



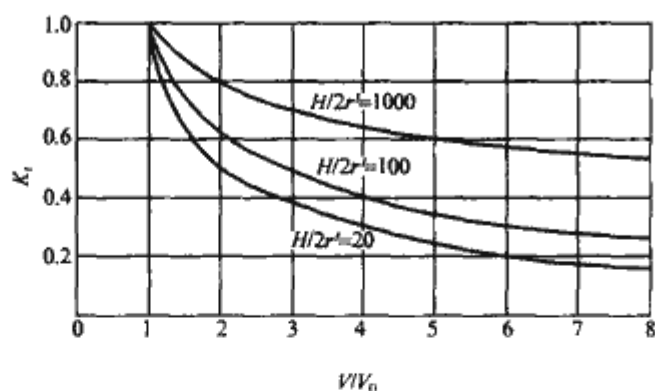


图 9.3-12 起晕后地表离子电流密度计算的设计曲线

$H$ —导线对地高度； $r'$ —分裂导线等效半径

饱和电晕时地面电场的最大值  $E_{0max}$  可按式(9.3-29)计算

$$E_{0max} = 1.31(1 - e^{-1.7P/H}) \cdot \frac{V}{H} \quad (9.3-29)$$

式中  $P$  为两极间距离。饱和电晕时地面离子电流密度的最大值  $J_{D+max}$  和  $J_{D-max}$  可按式(9.3-30)计算

$$\left. \begin{aligned} J_{D-max} &= -2.15 \times 10^{-15} (1 - e^{-0.7P/H}) \frac{V^2}{H^3} \\ J_{D+max} &= 1.65 \times 10^{-15} (1 - e^{-0.7P/H}) \frac{V^2}{H^3} \end{aligned} \right\} \quad (9.3-30)$$

饱和电晕时地面电场和离子电流密度的横向分布，在线路走廊以外的部分可按下列经验公式求取[公式适用于  $1 < (x - P/2)/H < 4$ ]

$$\left. \begin{aligned} E_D &= 1.46(1 - e^{-2.5P/H}) e^{-0.7P(X-P)/H} \frac{V}{H} \\ J_{D+} &= 1.54 \times 10^{-15} (1 - e^{-P/H}) e^{-1.75P \cdot (X-P)/X} \frac{V^2}{H^3} \\ J_{D-} &= 2.0 \times 10^{-15} (1 - e^{-1.5P/H}) e^{-1.75P \cdot (X-P)/X} \frac{V^2}{H^3} \end{aligned} \right\} \quad (9.3-31)$$

## 2.5 直流线路附近的磁场计算方法

对于直流输电线路，由于交变频率为零，因此与交流线路不同的是其地下镜像电流位于无穷深处，此时地表磁场只受直流线路本身的影响，计算公式大为简化

$$\left\{ \begin{aligned} B_x &= 2I \left[ \frac{h}{h^2 + (x - S/2)^2} - \frac{h}{h^2 + (x + S/2)^2} \right] \times 10^{-7} \\ B_z &= 2I \left[ \frac{x - S/2}{h^2 + (x - S/2)^2} - \frac{x + S/2}{h^2 + (x + S/2)^2} \right] \times 10^{-7} \end{aligned} \right.$$

式中： $I$  为每极流过的电流，A； $h$  为导线平均高度（规定为对地最小距离 + 1/3 弧垂），m； $S$  为极间距离，m； $B_x$  为水平面内，垂直于导线方向的磁感应强度，T； $B_z$  为垂直于地面的磁感应强度。

图 9.3-13 为计算得到的 ±800kV 云广特高压直流线路

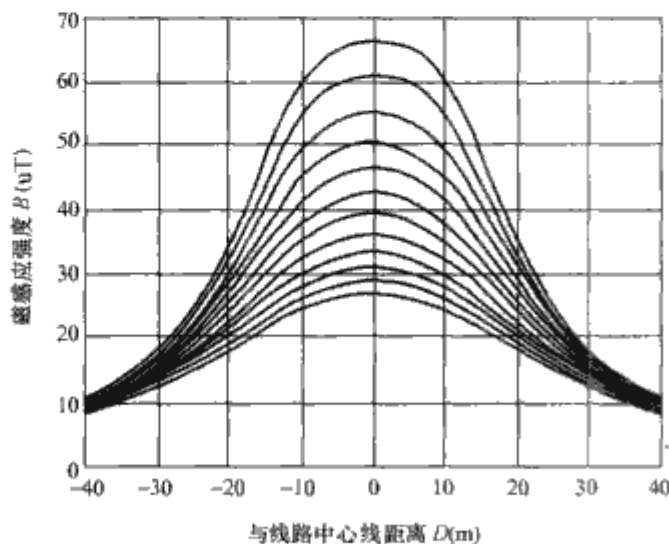


图 9.3-13 800kV 直流输电线路的磁场分布

的磁场分布，导线通流 4kA，极导线间距 22m，曲线自上而下的高度变化为 13~24m。可以看出，线路下方附近，磁场随导线高度增加和随距导线的距离增加衰减很快，最大磁感应强度不超过 60μT。由于包括 ±500kV 和 ±800kV 输电线路在内的磁场水平，都远远小于 10mT 的磁场暴露参照水平，因此，在评价直流输电线路的电磁环境影响时，一般不用考虑直流输电线路的磁场问题。

## 3 直流线路无线电干扰

### 3.1 直流无线电干扰产生的原因及频谱特性

输电线路产生的电磁骚扰可分为有源与无源两大类。在有源骚扰(active disturbance)中，主要现象为无线电噪声。其中包括在导线表面或线路部件表面的电晕放电、绝缘子高电位梯度部分的放电和火花以及松动或接触不良处的火花。无线电噪声可沿线路传播，称为纵向传播；同时也会以电磁波的形式向线路周围传播，其中最为人们关注的是在水平面内沿线路的正交方向的辐射，称为横向传播。

无源骚扰(passive disturbance)主要是输电线路及杆塔等大型金属结构对有用信号产生的反射、遮蔽等造成的。

一般，无线电骚扰是指在无线电频段可能对有用信号造成损害的电磁骚扰，它是任何传输通道或装置中不希望出现的电磁现象。电力网由于其本身的原因，存在有各种电磁发射；另外，由于外界信号、无线电噪声作用于线路及铁塔，还将引起反射、传导或再辐射，形成无用信号。当它们进入信号传输通道或无线电设施时，如果强度足够大，条件又合适，就将损坏有用信号，使无线电设施不能正常工作或降级。

输电线路的无线电骚扰是由电晕放电引起的。直流输电线路在正常运行电压下允许导线发生一定程度的电晕放电，线路电晕放电如前所述会产生电晕损失，会在广大空间产生离子流。除此以外还会对线路周围无线电正常接收产生干扰。这主要是因为电晕放电过程就其性质来说是脉动的，它在输电线路导线上产生电流和电压脉冲。这些脉冲是以上升至幅值的时间和衰减时间来表征的，一般为微秒的数量级，其重复率在兆赫兹范围。

负极性导线电晕放电的放电点一般均匀分布在导线表面，脉冲幅值小，重复出现的脉冲幅值基本一致。与正极性导线相比，对无线电信号接收干扰不大。

正极性导线电晕放电的放电点在导线表面的分布随机性大，持续的放电点大多数出现在导线表面有缺陷处，放电脉冲幅值大，且很不规则，是无线电干扰的主要来源。对于双极性直流输电线路，正极导线产生无线电干扰一般要比负极性大 6dB。

除了线路电晕产生的无线电干扰外，绝缘子在运行中也会产生无线电干扰。如果绝缘子是清洁的，但是较潮湿，则水滴会产生伴随着高频噪声的电晕放电。其电平一般会高于干燥的绝缘子，但其频谱的上限也不过数兆赫兹。如果绝缘子十分污秽并且潮湿，则其物理现象将与上述的不同。火花会出现在由于绝缘子表面漏电流加热而干燥的瓷片上，从而产生无线电噪声。这些脉冲的幅度与数量取决于跨瓷片泄漏距离的压降，绝缘子的形状、尺寸，瓷裙污秽层的表面电导率以及绝缘子表面材料的特性。由此而引起的无线电噪声频谱可能延伸至几十兆赫兹以上。在潮湿状态，污秽的玻璃或瓷绝缘子上产生的无线电噪声，即使在一般情况下，也可以比其他原因引起的高很多。我们可以不改变每个绝缘子的压



降而依靠选取不同的绝缘材料降低此类噪声的电平。

电晕对无线电的干扰(简称无线电干扰或干扰)的根源是电晕电流的高频(射频)分量,只有脉冲电晕才产生无线电干扰。干扰与脉冲的参数(幅值、上升和下降的时间)有关,由于电晕脉冲电流波形包含了一系列频率分量,所以干扰也将占据相当宽的频带。直流电晕无线电干扰的频谱(典型的频谱见图 9.3-14)与单个正电晕脉冲分解的频谱形状相似,在 0.1MHz 以上干扰已经很小。交直流电晕的干扰频谱基本一致。

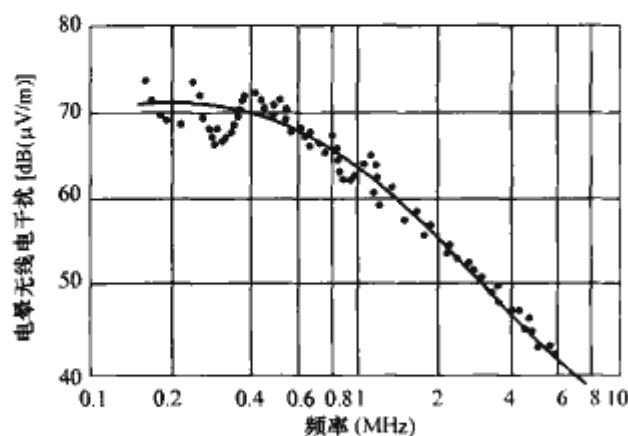


图 9.3-14 典型的直流电晕无线电干扰频谱

直流线路无线电干扰随着频率增加逐渐减小,其频谱特性与交流输电线路很相似。记录到的小的差别,可完全归因于现象和仪表指示的正常变化。由于交、直流电晕脉冲特性的不同,交、直流电晕干扰特性也有许多差别。在同样条件下,直流电晕干扰值较交流电晕为小,它随电压的提高而增加的幅度也较小。降雨、雪、雾时,直流电晕干扰反而较好天气时为低,这是与交流电晕干扰完全不同的。在同样干扰值(一般以准峰值表示)下,直流电晕的实际干扰效果——骚扰效应也比交流电晕为弱。这些也是直流线路的优点。

### 3.2 影响无线电干扰的因素

#### 3.2.1 无线电干扰的横向衰减特性

直流输电线路因电晕产生的无线电干扰随着离开线路距离的增加而逐渐衰减,并遵循一定的规律。对双极直流线路,因正极导线是主要无线电干扰源;无线电干扰的横向衰减是以正极性为对称中心,向两侧衰减。对频率为 1MHz 的干扰其衰减大约在 50m 以内与垂直线路方向的距离平方成反比,大于 50m 以后与距离成反比。不同频率这个拐点距干扰源的距离大约是  $d=\lambda/2\pi$ , ( $\lambda$  为波长,单位为 m)。

#### 3.2.2 大气条件对无线电干扰的影响

(1)气温及气压的影响。大气条件对直流输电线路无线电干扰的影响较为复杂,根据美国 EPRI 和 BPA 的试验研究,认为直流输电线路无线电干扰随着湿度增加有减小的趋势,随着温度增加有增加的趋势,而气压的改变对干扰没有明显的影响。

(2)雨雪雾的影响。雨、雪、雾等大气沉降物对干扰的影响见图 9.3-15。下雨时,刚开始下雨无线电干扰会略有增加,这可能是由于导线上个别水滴产生电晕放电所致,随着下雨时间增加干扰逐渐减小。雨天直流线路无线电干扰反比晴天有所降低。一般情况雨天干扰水平平均比晴天低 3dB 左右,雨停后干扰又会逐渐增加。这一情况和交流输电线路明显不同,交流线路雨天干扰水平比晴天约高 15~28dB。直流下雨天高脉冲幅值的概率较好天气时为小,而交流下雨天的脉冲幅值普遍地较好天气时为高。这与雨天时直流电晕损耗较好天气时为大并不矛盾,因为电晕电流中既有恒定分量,也有脉冲分量。干扰取决于脉冲分量,而损耗取决于恒

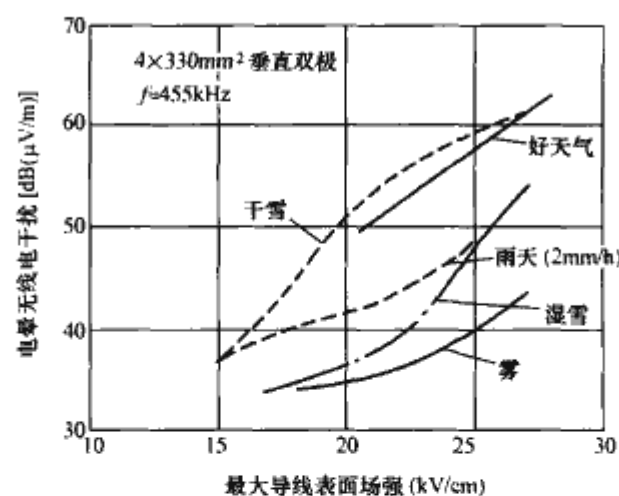


图 9.3-15 各种天气下,直流电晕无线电干扰的比较

定分量。雨天的干扰还与雨强有关:雨强增大时,干扰值减少,并且逐渐趋向于一个下限值。

干雪时的干扰与好天气时差不多或稍为高一些。湿雪则几乎与雨天一样,甚至更低一些。干扰在雾天时最低,浓雾时比好天气时最多可低 20dB 左右。

(3)大气参数(湿度、空气密度等)的影响。湿度对干扰有一定影响。干扰随相对湿度的增大而下降,但是在绝对湿度较低时,干扰随湿度的增大而增大,到绝对湿度较高时,才反过来随湿度的增大而减少,不过总的来说,干扰变化不大,只有 2~4dB。

(4)不同季节对直流输电线路无线电干扰的影响。根据美国 EPRI 的试验,在晚秋和早冬季节,直流线路无线电干扰较低,此时气温较低,空气湿度较高。夏季是一年中无线电干扰最高的季节,此时气温较高,空气湿度较低,导线上又常附着尘埃、昆虫、鸟粪等,加之这一时期风速较大。冬季和早秋季节,无线电干扰接近平均值。干扰的季节性变化实际上是由大气参数的变化引起的。

(5)风的影响。有风时将使直流线路无线电干扰增加,特别是风由负极向正极方向吹时影响最大。根据美国 EPRI 在试验线段下的试验,当风速大于 4m/s,风向由负极导线向正极导线吹时,风速每秒增加 1m,干扰约增加 0.3~0.4dB。当风速小于 4m/s 时,其他变量的影响掩盖了风的影响。当风由正极导线吹向负极导线时,由于测量数据很少,尚无法给出定量结果。

它对单极电晕干扰的影响较小,对双极电晕干扰的影响较大。风对干扰的影响比较复杂,在不同的电压比 ( $U/U_0$ ) 时,影响是不同的。在双极电晕的情况下,当  $U/U_0$  较低 (1.05~1.15) 时,干扰值(准峰值)随正向风速由正到负的增加而增大,随反向风速的增加而减少。在较高的电压比 ( $U/U_0 = 1.25$ ) 时,干扰随正向风速的增大而减少;到  $U/U_0 = 1.3$  时,当风速大于 2.2m/s 以后,干扰急剧下降。到  $U/U_0 = 2.15$  以上,变化趋势又低电压时相同。对于绞线,无论正、反向风均使干扰增大,不过正向风时,干扰随风速的增加而增大得更快。从其他许多研究者的数据看,风对干扰的影响很不一致,风速每增加 1m/s,干扰增大 0.2~1.1dB。

#### 3.2.3 线路结构因素的影响

(1)导线对地高度和极间距离。导线对地高度对双极线路的导线表面场强的影响不大,所以它对干扰的影响也不大。极间距离对导线表面场强的影响也不太大,因此它对干扰的影响也不大,如被间距离增加 20%,干扰减少 2~4dB。表 9.3-8 和表 9.3-9 所示为使用 CISPR 公式计算得到的极间



距及平均对地高度对无线电干扰的影响, 计算中极间距离均为 22m, 导线平均高度均为 22m, 海拔 500m。极间距越大、对地高度越高, 线路无线电干扰越小。

(2)分裂导线。在单导线的情况下, 在高场强时( $E>30\text{kV/cm}$ )干扰值与导线半径关系不大, 但在低场强下( $20\text{kV/cm}$ 左右), 干扰随半径而增大, 至于增大的程度, 有的研究者认为干扰值(绝对值)与半径  $r$  成正比, 有的认为与  $r^2$  成正比, 很不一致。干扰值随分裂数  $n$  的增加而增大(当其他条件保持不变时), 不同的研究结果提供的增大的程度很不一致, 有的研究者认为干扰值(绝对值)与  $n$  成正比。

使用 CISPR 公式, 分析了无线电干扰随各种参数的变化规律, 如表 9.3-8~表 9.3-11 所示。计算中极间距离均为 22m, 导线平均高度均为 22m, 海拔 500m。分裂导线直径越大、分裂数越多、极间距越大、对地高度越高, 线路无线电干扰越小, 但分裂导线直径和分裂数对线路无线电干扰的影响最大。线路无线电干扰随分裂间距的减小先减小后增加, 有一个最小值, 但变化不大。

(3)架空地线。架空地线对直流电晕干扰的影响与对电晕损耗的影响不同。对单极线路和同极线路来说, 接地的架空地线如不发生电晕, 对干扰就没有什么影响。如果架空地线发生了电晕, 而导线为正极, 这时架空地线的电晕属于负电晕, 对干扰也不起什么作用。如导线为负极, 架空地线发生的是正电晕, 则干扰就将取决于架空地线。对双极线路来说, 在中性面上装设一根架空地线对干扰并没有什么影响。如各极上方都设置一根接地的架空地线, 就会使干扰值下降。这可以架空地线成了电晕电流的一条回线, 使电晕电流造成磁场减弱。如架空地线本身也发生了电晕, 则干扰取决于正导线本身和负导线上方的架空地线(均发生电晕)。采用两根绝缘的架空地线只能使干扰值略有降低。

表 9.3-8 极间距变化时线路无线电干扰  
( $5\times\text{LGJ-720/50}$ 、分裂间距 45cm、平均高度 22m)

极间距(m)	24	22	20	18
无线电干扰(dB)	48.51	49.15	49.89	50.77

表 9.3-9 平均对地高度变化时线路无线电干扰  
( $5\times\text{LGJ-720/50}$ 、分裂间距 45cm、极间距 22m)

平均对地高度(m)	24	22	20	18
无线电干扰(dB)	48.28	49.15	50.05	51.02

表 9.3-10 线路无线电干扰随分裂导线直径的变化规律

序号	导线型号及分裂数	分裂导线直径(cm)	分裂间距(cm)	无线电干扰(dB)
1	$4\times\text{LGJ-720/50}$	3.624	50	55.06
2	$4\times\text{LGJ-800/55}$	3.84	50	54.12
3	$4\times\text{LGJ-900/70}$	4.068	50	53.28
4	$4\times\text{LGJ-1092/89}$	4.475	50	52.14
5	$4\times\text{LGJ-1171/64}$	4.577	50	51.91

表 9.3-11 线路无线电干扰随分裂导线数的变化规律

序号	导线型号及分裂数	分裂导线直径(cm)	分裂间距(cm)	无线电干扰(dB)
1	$4\times\text{LGJ-720/50}$	3.624	50	55.06
2	$5\times\text{LGJ-720/50}$	3.624	50	49.31
3	$6\times\text{LGJ-720/50}$	3.624	50	45.21
4	$7\times\text{LGJ-720/50}$	3.624	50	42.15

### 3.2.4 电气参数的影响

(1)电压(或导线表面场强)。直流电晕无线电干扰随电压(或导线表面场强)的增加而急剧上升。早期的试验研究就已表明干扰值与电压的 4~6 次方成正比。日本的试验数据是场强每增加  $1\text{kV/cm}$ , 干扰增加 1.8dB。Hirsch 的数据表明: 在不同的场强范围内, 干扰增加率不同, 而且有饱和的趋势, 即低场强时( $E\leq 23\text{kV/cm}$ ), 干扰增加率较大(每  $1\text{kV/cm}$  为 2.6dB); 高场强时( $E>23\text{kV/cm}$ ), 干扰增加率较小(每  $1\text{kV/cm}$  为 2dB)。

(2)极性。由于机理上的差别, 正电晕脉冲的幅值要比负电晕脉冲大得多, 在频率还不是很高的范围内(30MHz 以下), 正电晕的干扰较负电晕的干扰大得多(高 6~10dB), 因此有些研究者认为电晕干扰只由正极性导线产生。但也有研究者指出, 在很高的频率范围内(大于 30MHz), 负电晕干扰可能反而比电晕干扰更强, 因为负电晕脉冲的波形陡, 重复率很高, 其频谱延伸到很高的频率范围。

由于双板电晕游离过程较单极电晕强烈, 故双极电晕的干扰也较单极电晕强, 一般可较单极电晕(正极性)干扰大 2 倍左右(绝对值, 相应于 3~10dB)。

(3)与交流电晕的区别。直流电晕无线电干扰较交流电晕干扰为小, 而且它随电压的增加而上升得较为缓慢(图 9.3-16)。交流电晕干扰与电压的 8 次方成正比, 每  $1\text{kV/cm}$  上升 3.7dB; 而直流电晕干扰只有 1.8dB, 这是因为直流电晕外区空间电荷屏蔽了电极的电场, 不但减弱了游离, 也降低了电流脉冲的幅值。

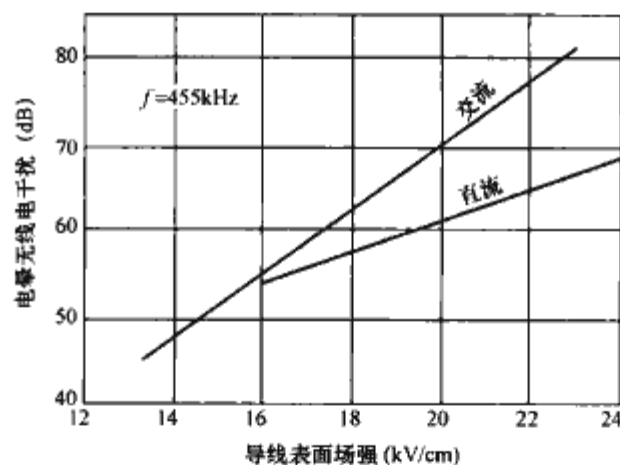


图 9.3-16 交、直流电晕无线电干扰的比较  
(单导线:  $1360\text{mm}^2$ ; 好天气; \* 交流为有效值)

### 3.3 无线电干扰的允许电平

无线电骚扰作为环境影响因子, 主要考虑对居民无线电接收质量的影响。美国 EPRI 在试验线路下, 对试验线路加不同电压, 曾邀请一些人进行无线电信号接收质量的评价试验。接收质量分为五个等级, 它们是: 背景察觉不到、背景可察觉、背景明显、难听懂和听不清。试验结果见图 9.3-17。主观评价

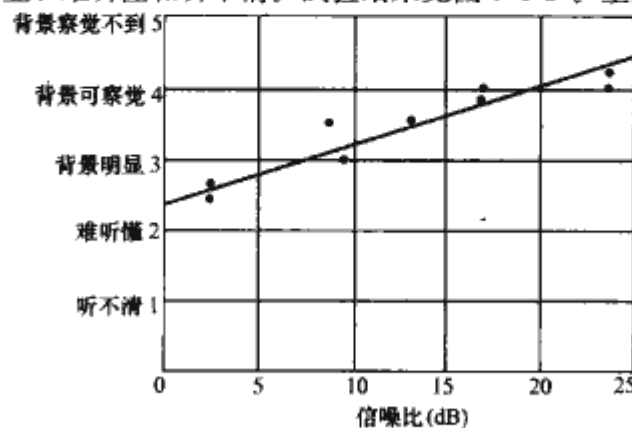


图 9.3-17 无线电干扰允许水平接收试验结果

结果认为：对直流输电线路允许的无线电干扰的信噪比为 20dB，即广播信号必须比直流电晕干扰高出 20dB，才能较为满意的收听。而 CISPR 推荐的交流输电线路较为满意的收听的信噪比为 26dB，由此可见直流输电线路因电晕对无线电广播的干扰要比交流线路小。

美国能源部建议走廊边缘上 80% 全天候的无线电干扰值设计为 53~58dB，日本将目标值定在 50dB，为全天候 50% 的值。巴西 ±800kV 直流输电线路设计规定线路走廊边缘的无线电干扰在大雨情况下不允许超过 42dB(1MHz)，而且信噪比必须低于 20dB。我国 ±800kV 特高压直流(UHVDC)输电线路的无线电干扰限值为 55~58dB。

美国 EPRI 对导线直径为 6 × 55.9mm 的 ±900kV、±1050kV 以及 ±1200kV 等级的试验线路进行无线电干扰测试，距离正极性导线 14.75m 处的 50% 好天气下的测量值分别为：42.2dB、46.7dB 和 49.8dB。

关于电视干扰，直流输电线路与交流输电线路相比，对信号接收的影响较轻。从已试验的各电压等级和导线表面电位梯度下的直流线路电视干扰的调查情况来看，在距离线路走廊 25m 以外，电视干扰的影响几乎可以忽略。根据目前的研究水平和条件，一般认为只要一条输电线路的无线电干扰特性设计满足要求；可以不考虑电视干扰问题。

海拔高度会对输电线路的无线电干扰产生影响，因此应对无线电干扰结果进行海拔修正。海拔修正可表示为

$$\Delta E = \frac{\text{干扰场强差值}}{\text{海拔差值}} \tag{9.3-32}$$

国际无线电干扰特别委员会(CISPR)推荐的无线电干扰海拔修正为：海拔以 1000m 为基准，每增加 330m，0.5MHz 无线电干扰增加 1dB。

3.4 无线电干扰的经验公式

直流线路无线电干扰的计算公式主要根据试验线路和已运行的实际线路大量测量而得到的。

3.4.1 国际无线电干扰特别委员会(CISPR)推荐公式

1982 年 CISPR 提出的适用于双极直流线路无线电干扰计算公式为

$$E = 38 + 1.6(g_{max} - 24) + 46lgr + 5lgn + \Delta E_r + 33lg \frac{20}{D} + \Delta E_w \tag{9.3-33}$$

式中：E 为无线电干扰电平，dB(μV/m)；g<sub>max</sub> 为导线表面最大场强，kV/cm；r 为子导线半径，cm；n 为分裂导线数；D 为距正极性导线的距离(适用于 D < 100m)；ΔE<sub>w</sub> 为气象修正项；ΔE<sub>r</sub> 为干扰频率修正项。

式(9.3-33)中前 4 项计算得到的干扰值是指在基准频率

0.5MHz 下，距正极导线 20m 处晴天的干扰值。要得到其他频率、距正极导线更远处和其他气象条件下的干扰值，应增加后面三项计算内容。

关于距离对于干扰的影响，根据测试表明，在频率 0.4~1.6MHz 范围，距正极导线距离约在 300/2πf 以内，横向衰减与交流相似，可用以下公式得到满意结果

$$\frac{E_2}{E_1} = \left( \frac{D_1}{D_2} \right)^{1.65} \tag{9.3-34}$$

式中：E<sub>2</sub> 和 E<sub>1</sub> 分别为距离 D<sub>2</sub> 和 D<sub>1</sub> 处的干扰电平。

若 E<sub>1</sub> 和 D<sub>1</sub> 均为基准值，则式(9.3-24)可改写成

$$E_2 = E_1 + 33lg \frac{20}{D_2} \tag{9.3-35}$$

关于频率对于干扰的影响，根据为数不多的测试数据，直流线路无线电干扰频谱特性可近似地看成和交流线路一样，为此可用式(9.3-36)进行修正。今后在取得更多测试数据后，再确定采用同样修正是否合适

$$\Delta E_f = 5[1 - 2(lg10f)^2] \tag{9.3-36}$$

式中：f 为测量频率，MHz，该公式适用于 0.15~30MHz 以下频段。

3.4.2 美国电力科学研究院(EPRI)推荐公式(BPA Capon 公式)

美国 EPRI 通过在 Dalles 试验基地进行的试验研究得到以下计算双极直流线路晴天无线电干扰公式

$$E = 214lg \frac{g_{max}}{g_0} - 278 \left( lg \frac{g_{max}}{g_0} \right)^2 + 40lgr \tag{9.3-37}$$

式中：E 是距正极导线 30.5m，0.834MHz 的干扰水平，dB(1μV/m 为 0dB)；g<sub>0</sub> 为导线电晕起始场强，EPRI 试验中设为 14kV/cm；g<sub>max</sub> 为导线表面最大电场强度，kV/cm；r 为子导线的半径 cm。

需要提请注意的是该经验公式中没有提到分裂导线根数对干扰的影响。

关于直流线路无线电干扰频谱特性，EPRI 根据试验数据，对归算到 1MHz 频率的频谱特性曲线，提出用下列经验公式。

对小于 1MHz 的干扰，它相对 1MHz 的干扰水平差值可用式(9.3-38)求得

$$\Delta E_{<1MHz} = -27lgf \tag{9.3-38}$$

对大于 1MHz 的干扰，它相对 1MHz 的干扰水平差值可用式(9.3-39)求得

$$\Delta E_{>1MHz} = -17lgf^2 \tag{9.3-39}$$

对不同的线路，采用两种计算方法的计算结果与测量结果的比较见表 9.3-12，使用 EPRI 公式和 CISPR 公式均可得到比较高的准确度。

表 9.3-12 各种方法计算无线电干扰的结果比较

导线结构(分裂根数×导线直径 mm)		1×61	2×46	2×46			4×30.5		
极电压(kV)		±400	±400	±500	±525	±600	±500	±600	±600
极间距(cm)		1050	1050	1830	1830	1830	1120	1120	1320
导体表面最大电位梯度(kV/cm)		22.5	21.2	24.0	25.2	28.8	25.0	29.9	28.4
测量结果(dB)		53.4	43.2	49.0	49.0	55.9	42.9	48.9	42.8
计算结果 (dB)	EPRI 公式	51.7	44.0	49.3	51.0	54.3	43.6	47.6	46.9
	CISPR 公式	48.3	42.1	46.6	48.5	54.3	41.5	49.3	41.5



## 4 直流线路可听噪声

输电线路导线产生电晕后, 伴随电晕放电, 还同时会产生可听噪声。随着电压等级的升高, 它已成为设计交、直流特高压线路必须考虑的重要因素。通过交、直流线路大量试验研究, 已经查明交、直流线路电晕放电时产生的可听噪声主要来自正极性流注放电。

输电线路因电晕放电产生的可听噪声, 严重时会对线路附近居民带来烦躁和不安, 因此设计和建设直流线路时, 应将可听噪声限制到合理范围内。

### 4.1 可听噪声的计量

可听噪声是用声压的有效值来计量的, 通常是以  $0.000\ 2\mu\text{bar}$  ( $2\times 10^{-5}\text{N/m}^2$ ) 作为基准单位。  $0.000\ 2\mu\text{bar}$  系正常人在  $1000\text{Hz}$  时能听到的最低声压。人能听到的声压级范围很大, 一般是  $1\sim 10^6\mu\text{bar}$ 。因此用对数来表示声压大小比较方便。用分贝表示的声压级为

$$P(\text{dB}) = 20\lg \frac{P}{P_0} \quad (9.3-40)$$

式中:  $P$  为以  $\mu\text{bar}$  为单位的被测声压;  $P_0$  为基准声压 ( $0.000\ 2\mu\text{bar}$ )。

人对噪声的感觉与频率关系很大, 所测声压必须按不同频率进行加权后才能成为有用的测量值。声压计一般都配有 A、B 和 C 频率加权网络, 用得最多的是 A 频率加权网络, 因该网络是模拟人耳对纯音的平均响应。用该网络加权后所测声压用  $\text{dB(A)}$  表示。

### 4.2 可听噪声的横向衰减

正极性导线电晕是直流输电线可听噪声的主要来源, 因此直流线路可听噪声向两侧的横向衰减, 它的对称轴不是线路中心而是正极性导线。随着距离的增加, 可听噪声的衰减要比无线电干扰的衰减慢得多, 一般是距离增加一倍可听噪声的衰减接近  $2.6\text{dB(A)}$ 。图 9.3-18 是美国 EPRI 在  $\pm 600\text{kV}$  试验线路下晴天时先后 5 次测得的可听噪声横向分布, 曲线是 5 次的平均值。

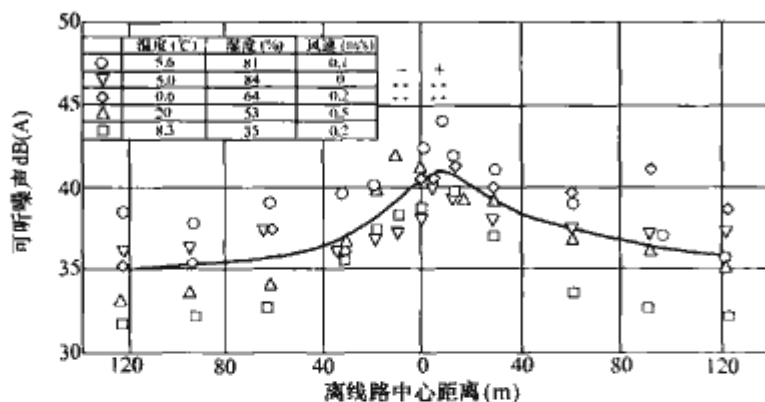


图 9.3-18  $\pm 600\text{kV}$  试验线路下晴天可听噪声横向分布

### 4.3 交直流线路可听噪声的差别

交流线路电晕产生的可听噪声由两部分组成: 一种是由正极性流注放电产生的宽频带噪声, 这是交流噪声的主要部分; 另一种是由于电压周期变化, 使导线附近带电离子往返运动产生的纯音, 频率是  $50\text{Hz}$  的倍频。直流输电线路电晕产生的噪声主要来源于正极性流注放电。

交流输电线路可听噪声, 在晴天时很小, 一般是在小雨、雾和下雪时, 导线表面受潮, 表面附着水滴, 此时可听噪声大, 是线路设计考虑的主要条件。而直流输电线路下雨

时, 可听噪声较晴天反而有所减小, 下雪天的噪声与晴天差别不大。因此, 晴天的可听噪声是设计直流线路时首先要考虑的。

为了解交流和直流线路可听噪声的差别, 表 9.3-13 给出了美国 EPRI 1975 年的实测结果。直流试验线路极导线为 4 根直径  $3.05\text{cm}$  导线, 分裂间距  $45.7\text{cm}$ , 极间距  $11.2\text{m}$ , 对地距离  $13.1\text{m}$ , 电压在  $\pm 400\text{kV}$  和  $\pm 600\text{kV}$  运行时, 导线表面场强分别为  $20\text{kV/cm}$  和  $30\text{kV/m}$ 。  $500\text{kV}$  交流输电线路相导线为 2 根直径  $4.07\text{cm}$  导线, 分裂间距  $45.7\text{cm}$ , 正三角布置, 底边  $12.2\text{m}$ , 斜边  $10.4\text{m}$ , 导线最大表面电场为  $17.8\text{kV/m}$ 。

表 9.3-13 交流线路和直流试验线路实测噪声的比较

线路种类	声级 $\text{dB(A)}$	
	均方根值	准峰值
$\pm 400\text{kV}$ 直流试验线路	30.0	38.0
$\pm 600\text{kV}$ 直流试验线路	48.0	59.5
$500\text{kV}$ 交流线路, 晴天	29.0	34.0
$500\text{kV}$ 交流线路, 雨天	58.5	68.0

由表 9.3-13 可见, 对直流线路用准峰值测量较均方值测量的数值大, 这是因为直流线路电晕产生的可听噪声, 主要由随机的和脉冲性的流注放电产生, 由于脉冲放电持续时间与其重复率相比是很短的, 从而使声压的均方根值小, 因准峰值对脉冲峰值反应灵敏, 故读数较均方根值大  $8\sim 12.5\text{dB(A)}$ 。这也说明对直流线路可听噪声用准峰值测量较均方根值更为合适。

由表 9.3-13 可以看到, 交流输电线路晴天和雨天时, 用均方根值和准峰值测量的噪声的差别分别为  $5\text{dB(A)}$  和  $9.3\text{dB(A)}$ , 说明交流线路晴天时由脉冲型流注放电产生的噪声小, 雨天时由于导线上多处水滴形成高电场点, 脉冲型流注放电增多, 用准峰值测量的噪声增大。比较表 9.3-13 的具体数据可以看出, 交流  $500\text{kV}$  线路雨天时的可听噪声大于  $\pm 600\text{kV}$  直流线路。

为了更加清晰的了解直流和交流线路可听噪声在不同天气下的变化情况, 图 9.3-19 给出了美国 EPRI 实测的可听噪声随天气变化的情况。

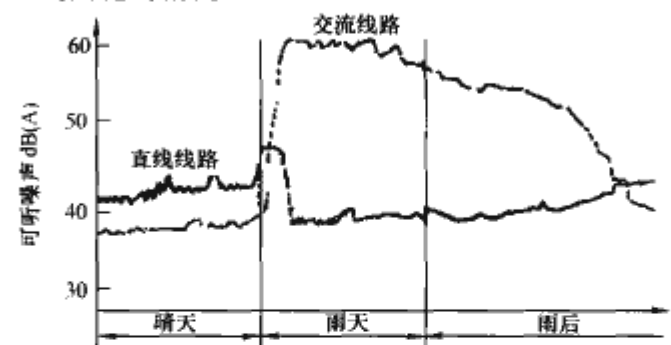


图 9.3-19 美国 EPRI 实测的可听噪声随天气变化的情况

### 4.4 可听噪声的限值

可听噪声给人造成的烦恼程度, 和每个人不同生理条件有关, 很难给出一个严格和准确的客观标准。美国 EPRI 在直流试验线路下, 对试验线路加不同电压, 每级电压下稳定一定时间, 曾邀请本单位一些人员进行噪声烦恼程度的主观评定。将噪声烦恼程度分为六个等级, 它们是: 很寂静、寂静、比较嘈杂、很嘈杂和不能忍受的嘈杂。对每级电压评价完后, 升一级电压后再进行评价。主观评价时周围环境背景

噪声为 25~35dB(A) 间。试验结果见图 9.3-20, 为了使试验结果能适用于类似线路, 将线路所加电压转换成导线表面最大电场。由图 9.3-20 可见, 噪声烦恼程度是导线表面电场的线性函数。

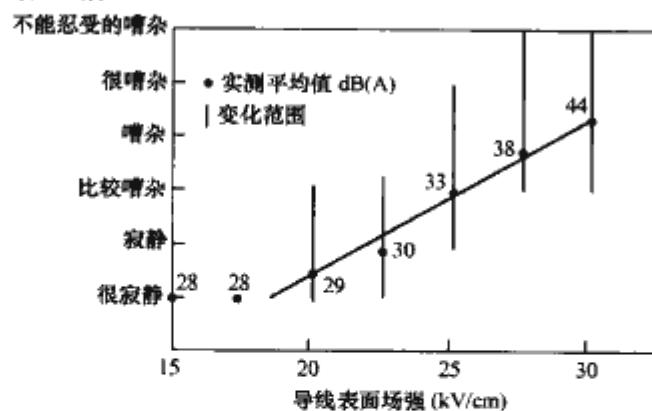


图 9.3-20 直流线路可听噪声主观评价

对 ±600kV 及以上等级的直流线路可听噪声的主观评价的研究结果表明：在相同的噪声水平，直流与交流线路可听噪声产生的烦恼程度存在差别。在 50dB 以内，直流和交流线路可听噪声产生的烦恼程度是相同的，但高于此噪声水平，直流线路产生更令人烦恼的噪声。

美国能源部 (DOE) 建议将直流输电线路可听噪声限制在 40~45dB 范围内，50% 以上的好天气不超过该值，来源于美国 BPA 早期的有关调查研究结论。日本将直流线路晴阴天气 50% 的可听噪声目标值定为 40dB。巴西 ±800kV 直流输电线路电场强度设计规定线路走廊边缘的可听噪声不超过 40dB。我国 ±800kV 特高压直流 (UHVDC) 输电线路的可听噪声限值为 45~48dB。

可听噪声海拔修正量取 2dB，即海拔以 1000m 为基准，每增加 1000m 线路可听噪声增加约 2.0dB。

#### 4.5 可听噪声的经验公式

(1) 美国邦纳维尔电力局 BPA 推荐公式

$$AN = -133.4 + 86 \lg g_{\max} + 40 \lg d_{\text{eq}} - 11.4 \lg D \quad (9.3-41)$$

式中： $g_{\max}$  为导线表面最大电场强度，kV/m； $d_{\text{eq}} = 0.66n^{0.64}d$ ，mm； $d$  为子导线直径，mm； $n$  为子导线根数； $D$  为离正极性导线的距离，m。

(2) 美国电力科学研究院 (EPRI) 推荐公式。夏季好天气 50% 可听噪声水平可用式 (9.3-42) 计算

$$AN = -57.4 + 124 \log \frac{E}{25} + 25 \log \frac{d}{4.45} + 18 \log \frac{n}{2} K_n \quad (9.3-42)$$

式中： $E$  为导线表面起晕电场强度，kV/cm； $d$  为子导线直径，cm； $K_n$  为与分裂根数有关的函数， $n \geq 3$  时， $K_n = 0$ ； $n = 2$  时， $K_n = 2.6$ ； $n = 1$  时， $K_n = 7.5$ 。

式 (9.3-33) 适用于起晕电场在  $15 < E < 30$  kV/m，子导线直径  $2 < d < 5$  cm，分裂根数  $1 < n < 6$ ，的情况。雨天可听噪声较晴天小 6dB，冬季晴天可听噪声较夏季晴天小 4dB，春季晴天可听噪声较夏季晴天小 2dB。

#### 4.6 可听噪声的影响因素

按目前已有的数据，大致可看到以下几个因素的影响。

(1) 电压或导线表面场强。与电晕无线电干扰、电晕损耗一样，电晕可听噪声与电压（或导线表面场强  $E$ ）的关系

很密切，如图 9.3-21 所示。实验研究表明，电晕可听噪声 [dB(A)] 与  $86 \lg E$  成正比，也有的研究者认为与  $(1.4 \sim 1.5) E$  成正比。

(2) 导线。在同样的导线表面场强下，电晕可听噪声（绝对值）与导线直径的平方成正比。关于导线分裂数的影响，有些研究者认为在场强、半径相同的条件下，噪声（绝对值）与导线分裂数的平方根成正比；但是也有研究者认为二分裂与单导线的可听噪声是相等的，三分裂以上的导线的噪声（绝对值）大体上与分裂数成正比。

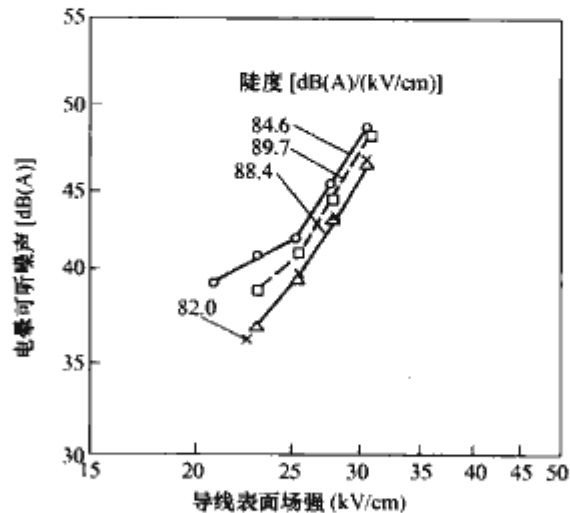


图 9.3-21 直流电晕可听噪声与导线表面场强的关系

(3) 极间距离。日本的试验发现电晕可听噪声与极间距离有关（见图 9.3-22），不过它的影响相当小，例如距离从 5m 增加到 10m，噪声仅降低 2~2.5dB。

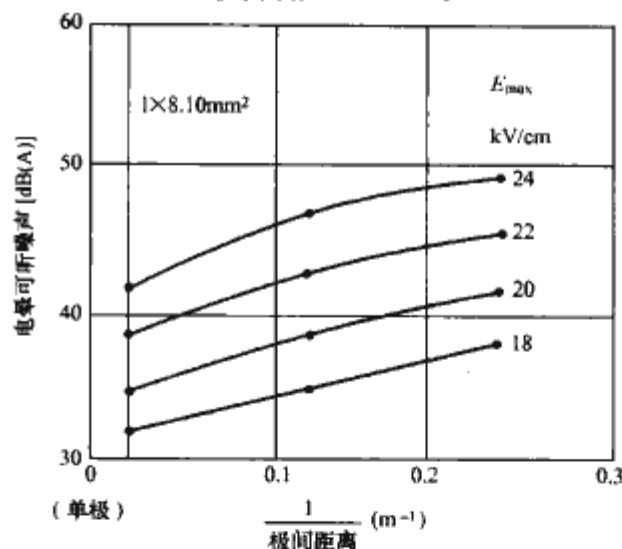


图 9.3-22 直流电晕可听噪声与极间距离的关系（测点离导线 10m）

(4) 测点离导线的距离。电晕可听噪声随离导线的距离加大而衰减。理论上如将电晕噪声看作一个线声源，而且不考虑地面的反射，则声波传播面积与距离成正比，距离加大一倍，噪声就减少到一半，即降低 3dB。但实际上，距离加大一倍，噪声降低约 2.6dB。噪声衰减率是较小的，较电晕无线电干扰的衰减慢得多，这对噪声防护是不利的。

表 9.3-14 给出了使用美国 BPA 公式和 EPRI 公式计算得到的不同线路的可听噪声值，从中可以看到，使用 BPA 公式和 EPRI 公式得到的结果比较一致。分裂导线直径越大、分裂数越多、极间距越大、对地高度越高，线路可听噪声越小，但分裂导线直径和分裂数对线路可听噪声的影响最大。线路可听噪声随分裂间距的减小先减小后增加，有一个最小值，但变化不大。



表 9.3-14 各种导线结构下双极±800kV 直流线  
路距正导线投影 20m 处的可听噪声

导线结构		8×500	6×630	5×800	4×950
分裂导线数		8	6	5	4
子导线直径 (cm)		3	3.432	3.858	4.222
极距 (cm)		2000	2000	2000	2000
导线平均高度 (cm)		2200	2200	2200	2200
导线表面最大电位梯度 (kV/cm)		22.05	23.91	24.57	26.46
可听噪声 (dB)	BPA 公式	40.3	42.4	43.5	45.4
	EPRI 公式	40.0	43.9	45.9	49.2

### 5 直流换流站的电磁环境

直流换流站是交直流能量转换的中心，是交直流输电系统的交汇点，电磁环境非常复杂。交流场、直流场和阀厅中高压设备众多，电磁环境非常恶劣。换流站电磁环境包括直流电磁环境、工频电磁环境、由交直流电晕产生的高频电磁环境和由换流阀开断过程产生的高频环境等几个方面。这几个因素都可能对换流站中的工作人员和设备安全产生影响，是换流站设计、建造和运行中必须考虑的重要问题。

#### 5.1 直流电磁环境

换流站的基本组成情况如图 9.3-23 所示，换流站可以

按功能分为交流场、直流场、阀厅和控制楼四个部分。  
换流站的直流电磁环境主要由直流场内带电高压直流设备产生的电场效应，其原理与输电线路的直流电磁环境类似，直流母线是分析直流环境时需要考虑的主要设备。表征电场效应的参数主要有地面合成场强、离子流密度以及直流电场下人的感受和人体截获离子电流的感受，对人体的效应主要是指人在直流电场中的感觉和离子流场中电荷积累引起的暂态电击。直流场直流母线下通常会布置其他高压设备，如电抗器、电容器等，这些设备的存在会使地面电场发生畸变，使地面合成场强和最大离子流密度升高。

DL/T 436—2005《高压直流架空送电线路技术导则》规定，±500kV 直流输电线路下地面的合成场强限值取为 30kV/m，离子流密度限值为 100nA/m<sup>2</sup>。换流站的地面合成场强和离子流密度可以使用相同的限值。  
天广±500kV 直流输电工程系统双极运行时对地面合成场强和离子流密度进行了测量，测量时风速约为 1.0m/s。换流站最大的地面合成场强平均值为 27kV/m，最大的离子流密度平均值为 99nA/m<sup>2</sup>；黎塘输电线路最大的地面合成场强平均值为 15kV/m，最大离子流密度平均值为 14nA/m<sup>2</sup>。  
从葛上±500kV 直流输电线下人体的感受情况来看，当直流电场强度达到一定数值时，人的头发会发生不同程度的

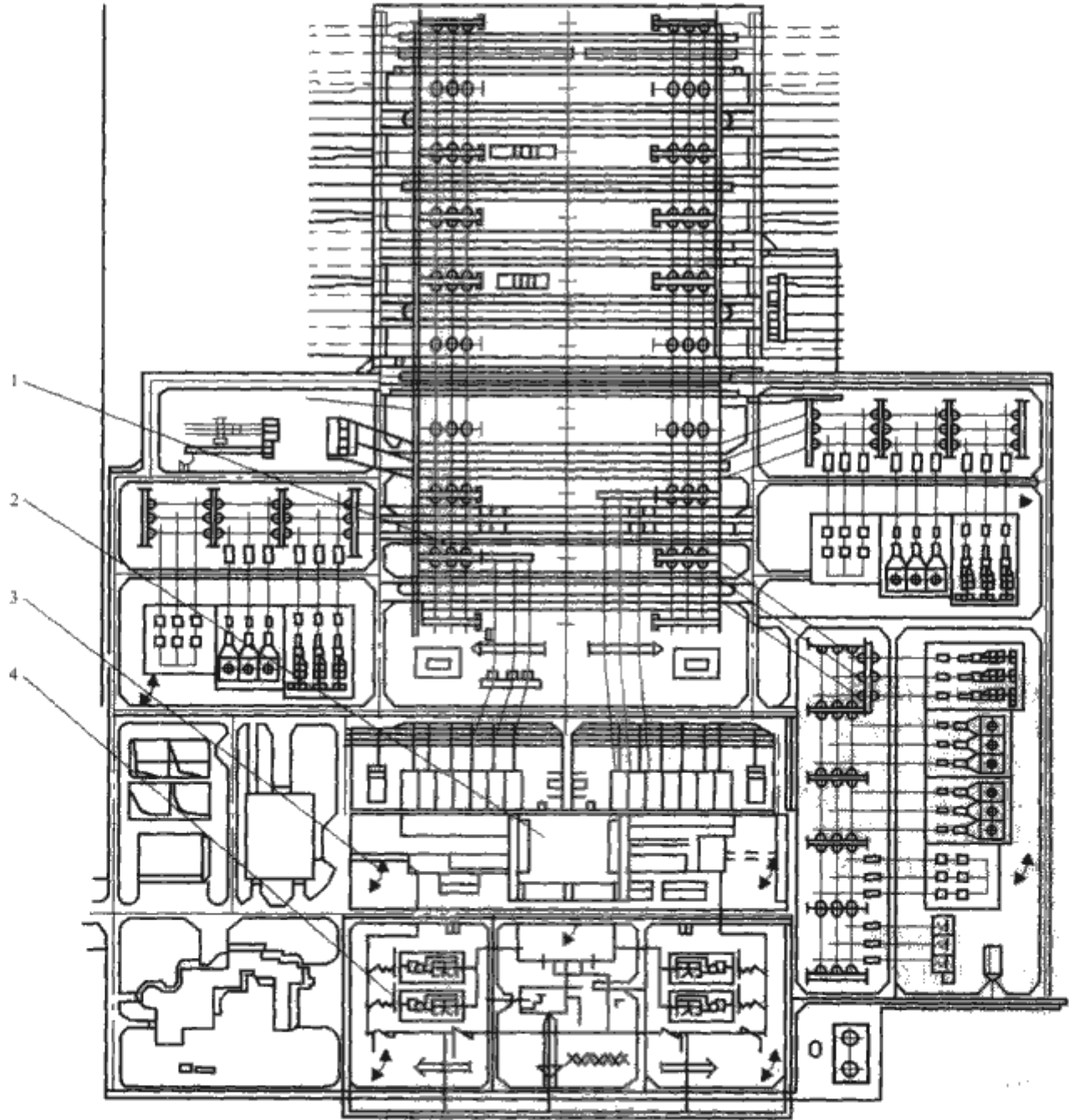


图 9.3-23 换流站的平面布置  
1—交流开关场；2—控制楼；3—阀厅；4—直流开关场



竖立现象。由于直流输电线下人体的截获电流比交流情况下人的感应电流小1~2个数量级,而站在直流输电线下人体的直接感觉阈值比站在交流输电线下的大,因此直流线路下的稳态电击很微弱;站在直流输电线下人体的截获电流比直接感觉阈值小3~4个数量级,因此在直流输电线下一般不会有什感觉(伞效应除外),但对人体的长期效应迄今尚无定论。

由于葛上±500kV直流输电线路途径人口密集地区,输电线不可避免地会出现跨越民房的现象。从跨越民房时电场效应的测量结果来看,在额定功率下葛上±500kV直流输电线路跨越民房不影响民房内居民的正常生活及其在民房周围的活动。测量时导线与线下房顶距离为15.9m,导线与民房地面的距离为25.4m。

## 5.2 工频电磁环境

换流站的工频电磁环境主要是指交流场高压设备产生的工频电磁场,其产生原理和强度与电压等级相同的变电站情况类似,详细内容参见变电站工频电磁环境相关章节。

## 5.3 高频电磁环境

### 5.3.1 高频电磁骚扰源及传播途径

换流站高频电磁骚扰源情况复杂,电磁骚扰频带也比较宽,从产生机理区分,换流站骚扰源可以分为如下四种:

- (1) 换流阀运行引起的持续电磁骚扰。
- (2) 换流站高压设备电晕产生的电磁骚扰。
- (3) 换流站高压设备放电产生的电磁骚扰。
- (4) 操作、雷电和故障引起的电磁骚扰。

设备放电产生的干扰可以通过规范的安装等手段消除,情况与交流变电站类似。换流站交流场设备电晕产生的无线电骚扰与变电站情况相似(参见第3章相关内容);直流场的电晕现象的原理与直流输电线路电晕现象类似。大气过程(如雷电放电过程)引起的暂态现象,与变电站相似。

换流阀运行引起的电磁噪声在换流器阀体的晶闸管触发和关断过程中产生,在换流站运行过程中持续的骚扰噪声,是换流站中高频电磁环境中应该特别关注的骚扰源。换流站由开关操作(如断路器开关操作)不会产生持续的稳定电磁环境,但操作引起的暂态与变电站不同。

由于换流站电气设备众多,且空间布置集中,换流站的电磁干扰传播途径非常复杂,主要有传导和辐射。从耦合方式区分,可以将换流站传导干扰途径分为如下几种。

#### 5.3.1.1 电导性耦合

电导性耦合就是指有直接连接的传播途径,换流站的换流电路是最典型的电导性耦合途径。在直流侧,由换流阀产生的电磁噪声沿套管、平波电抗器、母线传播到直流架空线路上;在交流侧,噪声通过套管、换流变压器、母线传播至交流母线。一些直接或通过其他装置(如TA、TV、载波耦合电路)与这些设备连接的系统都可能由于电导性耦合而受到骚扰源影响。

电磁噪声在电导性耦合传播途径中,将受到换流电路设备和连接装置的衰减。因此在进行电导性耦合分析时,要通过对这些设备的阻抗特性的研究,掌握电磁噪声的传播和在电路中的分布情况。另外,电路的高频参数也是分析中需要注意的一个重要因素,它会影响设备的阻抗特性,进而影响噪声的传播过程。从这个角度讲,可以将电磁噪声传播通路分为低频系统电路和高频杂散电路两部分,这两部分电路对噪声传播同等重要,必须同时考虑。

#### 5.3.1.2 电感性耦合

一个电路产生的磁场可能会对另一电路产生电感性耦合,它是由骚扰源与被干扰对象之间的互感所引起的,主要由骚扰源的电流所决定。当一次回路有大电流通过时,必然在其周围产生大的磁场,从而在其附近的弱电系统上感应出干扰电压。

在换流站电路中,由于母线、架空线路与其他导线(如明线通信系统的线路、其他架空线路、屏蔽电缆等)存在互感,换流电路中的电流将会在敏感设备中产生干扰电压。

#### 5.3.1.3 电容性耦合

导体上的电压产生电场,这个电场与临近的导体耦合,并在其上感应出电压,这部分耦合主要由干扰电压的变化决定。电磁噪声流过的导体与敏感设备导体间的杂散电容是造成电容性耦合的主要原因。

母线、架空线路与其他导线(如明线通信系统的线路、其他架空线路、屏蔽电缆等)存在的杂散电容也是典型的感性耦合途径,这种耦合方式可以同时对其他导线产生共模和差模耦合。

以上几种耦合方式在换流站传导耦合中经常同时出现,以导线间耦合为例,这种电路就同时存在着感性和容性耦合,因此要综合考虑这几种传导方式。换流站辐射干扰通过辐射耦合的方式进入敏感设备。

#### 5.3.2 由换流阀工作产生的高频电磁骚扰

换流阀在工作过程中的周期性通断,使阀电压发生跃变。开端产生的高频电压和电流沿换流站主电路传播会引起传导骚扰,由于换流器交流和直流两侧所连接的电路中,存在着种种的电容和电感,例如母线和连接线的电感,它们对地和它们之间的电容,套管的电容,各种设备的电感和电容,换流器换相过程中的电压跃变,将在这些电路中引起各种频率的阻尼振荡。

由于主电路金属元件的天线效应,会在周围的空间中产生辐射骚扰;另外,当换流阀触发开通时,阀阴极和阳极之间的电容及其紧密邻近的杂散电容中的电荷迅速重新平衡,产生偶极辐射,使附近无线电接收机受到干扰。这种现象不仅骚扰换流站周围以及输电线附近的无线电接收设备,而且骚扰换流站内的敏感设备,如载波通信系统、计算机系统等,是直流高压系统中的主要骚扰源。

换流站的辐射干扰源如图9.3-24所示,主要包括6个部分:

- (1) 阀厅中阀和阀电路部件上产生的辐射骚扰。
- (2) 阀厅中阀与穿墙套管间器件或连接线产生的辐射骚扰。
- (3) 换流器和交流滤波器之间电路器件或连接线产生的辐射骚扰。
- (4) 交流场母线和架空电力线产生的辐射骚扰。
- (5) 位于阀厅墙套管与直流母线(或中性母线)之间的器件或连接线产生的辐射骚扰。
- (6) 直流场母线和架空电力线产生的辐射骚扰。

换流阀是干扰产生的原因,换流阀内电压、电流幅值高,且频带宽。由于换流电路结构复杂,连接晶闸管和配合电路本身以及内部大量用于连接原件的线路都可能成为潜在的载流或加压导体,向空间辐射电磁能量。

现场的实验结果表明,换流站产生的辐射骚扰具有很宽的频率范围,其值可从几十千赫兹直到上百兆赫兹。

对换流站电磁干扰的分析可以借助两种方法:一是在近



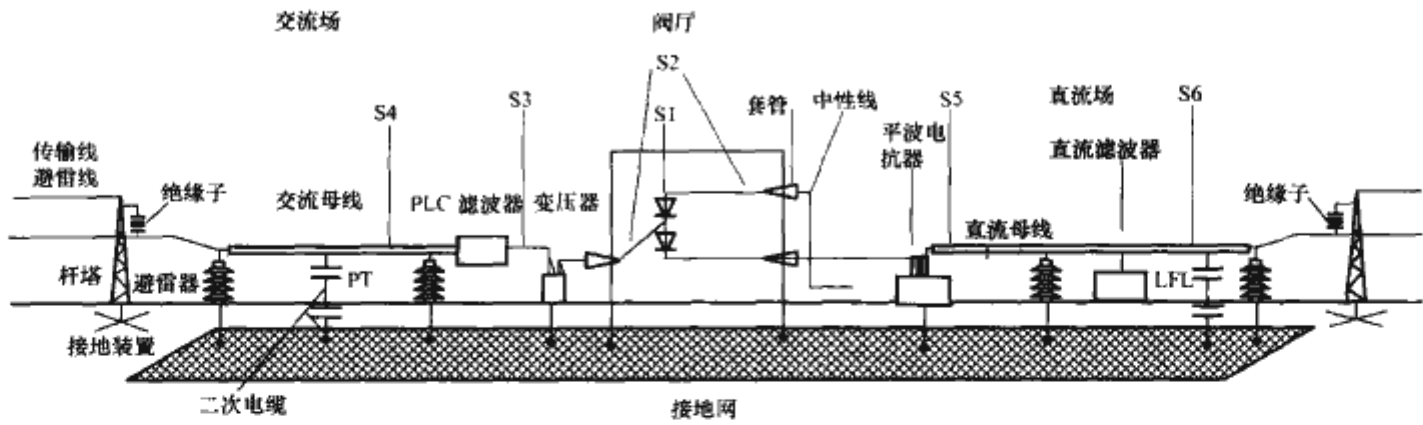


图 9.3-24 辐射骚扰源示意图

似条件下的解析方法；二是考虑换流站电路参数的数值分析方法。第一种方法比较简单，可以用作干扰的定性研究，认为换流阀的突然导通相当于在阳极和阴极之间加上一个近似于直角波电压

$$u(t) = -U_0(1 - e^{-t/\tau}) \quad (9.3-43)$$

式中： $U_0$  为换流阀导通前瞬间阳极、阴极之间的电压值，它决定于换流变压器的输出电压和控制角  $\alpha$ ； $\tau$  为时间常数，它决定于可控硅阀的导通时间， $1.7 \sim 3\mu s$ 。

根据傅里叶变换可得

$$U(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} U_1 e^{-j\omega t} dt = \int_{-\infty}^{\infty} -U_0(1 - e^{-t/\tau}) \cdot e^{-j\omega t} dt$$

$$= -\frac{U_0}{j\omega(1 + j\omega\tau)} \quad (9.3-44)$$

故

$$|U(\omega)| = \frac{U_0}{\omega \sqrt{1 + (\omega\tau)^2}}$$

如果忽略连线电感，则阀两端电容  $C$  的充电电流为

$$|i(\omega)| = \omega C |U(\omega)| \quad (9.3-45)$$

将  $K = \frac{2\pi}{\lambda}$ ， $\lambda f = \frac{1}{\sqrt{\mu_0 \epsilon_0}} = v_0$ ， $Z_0 = \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}}$  以及  $\theta = 90^\circ$  与

式 (9.3-45) 联立，可得

$$|H_\phi| = \frac{\omega^2 C l}{4\pi r v_0} |U(\omega)| \sqrt{1 + \left(\frac{\lambda}{2\pi r}\right)^2} \quad (9.3-46)$$

$$|E_\phi| = \mu_0 \frac{\omega^2 C l}{4\pi r v_0} |U(\omega)| \sqrt{1 - \left(\frac{\lambda}{2\pi r}\right)^2 + \left(\frac{\lambda}{4\pi r}\right)^4} \quad (9.3-47)$$

式中： $v_0$  为光的速度。

分析式 (9.3-46) 和式 (9.3-47) 可以看出，当波长  $\lambda$  保持不变时，骚扰场强随着  $r$  的增加而减小。在近场区， $|H_\phi|$  近似和  $r^2$  成反比， $|E_\phi|$  近似和  $r^3$  成反比。在远场区， $|H_\phi|$  和  $|E_\phi|$  差不多都和  $r$  成反比。当  $r$  不变时，骚扰场强都随着  $\lambda$  的减小（即频率  $f$  的增加）而减小。

如果阀串联阻尼器（或阀电抗器）和阀紧靠的安装在一起，使参与迅速重新平衡的电荷数量受到限制而减少，因而辐射强度下降的同时频谱分布范围也下移，但还不足以完全避免无线电干扰。

如果阀离地较近，而且偶极轴线和地面垂直，在阀周围垂直于偶极轴线方向的辐射场强，将随着与轴线之间距离的增大而下降，下降的系数为

$$\left(\frac{\lambda}{2\pi r}\right)^3 \sqrt{1 - \left(\frac{2\pi r}{\lambda}\right)^2 + \left(\frac{2\pi r}{\lambda}\right)^4} \quad (9.3-48)$$

式中： $\lambda$  为波长； $r$  与偶极轴线之间的垂直距离。

从式 (9.3-48) 可知，当距离较小时，辐射场强与距离的三次方成反比迅速下降；当  $r$  大于  $\lambda/6$  时，则几乎与距离的一次方成反比，辐射场强和波长的关系则相反。由此可

知，在阀附近测量干扰虽易于实施，但是实用价值不大。

考虑换流站电路参数的数值分析方法可以对特定的换流站电磁环境进行定量的分析，结果比较准确。清华大学电机系使用基于 EMTP 的暂态数值仿真方法进行传导干扰分析，采用基于矩量法的电磁场仿真方法进行辐射干扰分析，图 9.3-25 和图 9.3-26 为  $\pm 500kV$  换流站换流阀电压、电流的时域波形和频谱。

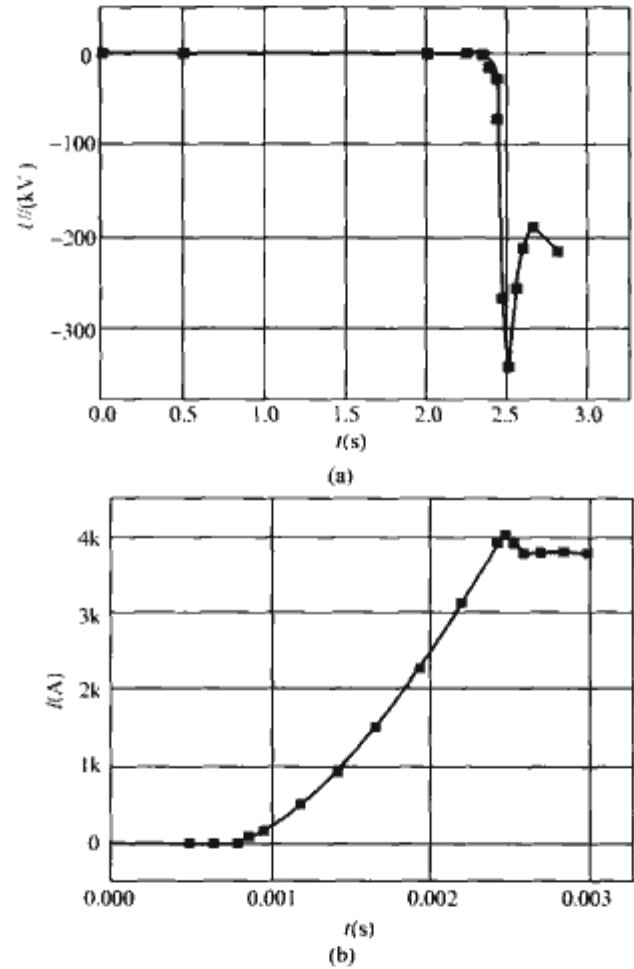


图 9.3-25 传导骚扰源时域波形  
(a) 阀电压波形；(b) 阀电流波形

电路各部分所存在的振荡频率和振幅各不相同，它们随着与换流器的电气距离而变化，距离愈远的部分则由于电路中起阻塞作用的串联电感和起阻尼作用并联阻容电路的增加，因而频率愈高的振幅也就愈小。经过电感很大的直流电抗器和换流变压器之后，在直流和交流线路中基本上只剩下主要谐波频率的振荡，这些谐波振荡只会对架空的音频通道产生干扰。换流站在交流和直流侧装设滤波器的目的就是减小这种干扰。

不同位置的干扰水平分布见表 9.3-15 和表 9.3-16，换流阀、换流变压器阀侧和平波电抗器阀侧是干扰水平最高的位置，由于元件造成的衰减效应，离换流阀电气距离越远，干扰水平越低。平波电抗器、换流变压器和高频滤波器会对

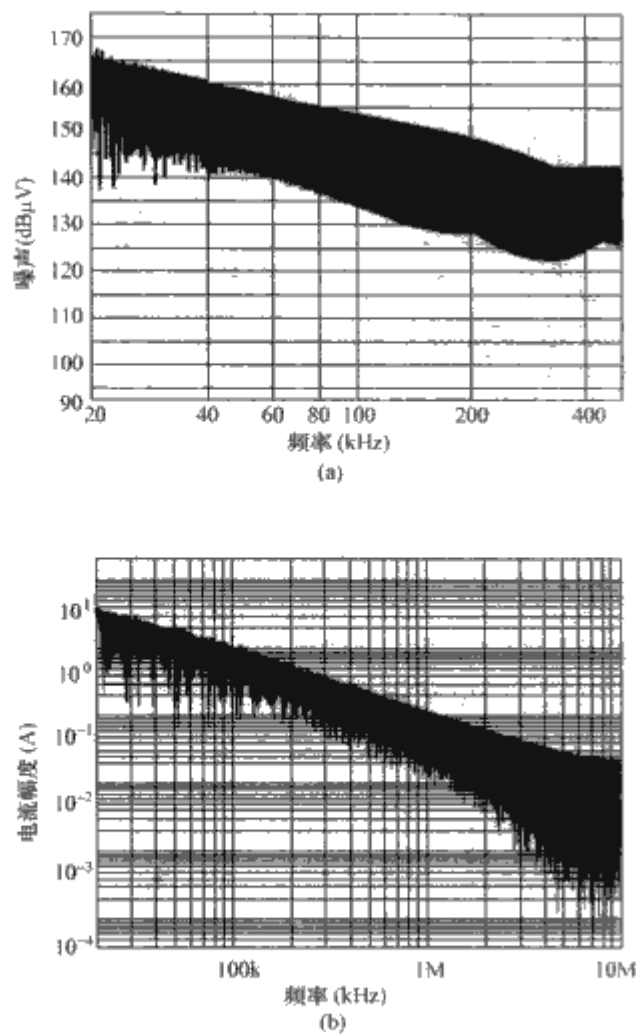


图 9.3-26 传导骚扰电磁噪声频域波形  
(a) 电压；(b) 电流

高频传导干扰产生抑制作用。一般来说，平波电抗器可以对干扰水平产生 65dB 以上的衰减作用，换流变压器会产生 10dB 以上的衰减。不同电压等级的换流站间，干扰水平没有简单的比例关系，而是取决于具体的设备参数和布置情况。

表 9.3-15 500kV 换流站干扰水平分布 dB (μV/m)			
位置	20kHz	150kHz	500kHz
换流阀	163	143	142
换流器直流输出	162	134	132
直流架空线首端	92	69	64
Y 型变压器阀侧相线对地	163	145	142
D 型变压器阀片侧	161	142	140
D 型变压器阀片侧相对相	164	145	143
变压器网侧	162	132	125
交流架空线首端	95	80	69

表 9.3-16 ±800kV 换流站干扰水平分布 dB (μV/m)			
位置	20kHz	150kHz	500kHz
换流阀臂	160	145	137
换流器直流输出	158	138	130
直流架空线首端	130	107	103
Y 型变压器阀侧相线对地	160	142	138
D 型变压器阀侧	160	143	140
Y 型变压器阀侧相对相	163	147	141
变压器网侧	140	135 [160 (最大值 60kHz)]	125
交流架空线首端	140	135 [160 (最大值 60kHz)]	125

换流电路中设备的阻抗特性、杂散参数、换相角、触发角等参数都会对电磁噪声的强度产生影响，在系统允许的变化范围内，以上几个因素变化时，20~500kHz 频域范围内干扰水平的变化特性见表 9.3-17。

表 9.3-17 换流站参数对干扰水平的影响	
影响因素	干扰水平变化特性
端电压减小	减小
输送功率增大	增大
换相角增大	增大
触发角增大	增大
考虑杂散电容后（与不考虑相比）	减小

换流站的运行状态（整流或逆变）对骚扰源水平有明显影响，处于逆变状态下骚扰源水平相对整流状态高约 6~11dB。不同运行方式下，换流站传导骚扰源特性差异不大，换流阀开断产生的干扰水平非常接近，但不同运行方式下传播过程存在差异，在交直流母线上，双极运行方式下的干扰水平明显高于单极运行，差异在 7dB 左右。

换流阀和回路中由换流阀开断产生的无线电干扰可以通过矩量法计算得到，换流阀厅内电磁场强度与换流阀的布置、阀厅屏蔽层材料与尺寸、换流阀开断时电流波形的因素有关；开关场内由换流阀开断产生的无线电干扰水平主要由流过母线的电流和母线的对地高度决定。图 9.3-27、图 9.3-28 所示分别为阀厅和开关场无线电干扰水平。

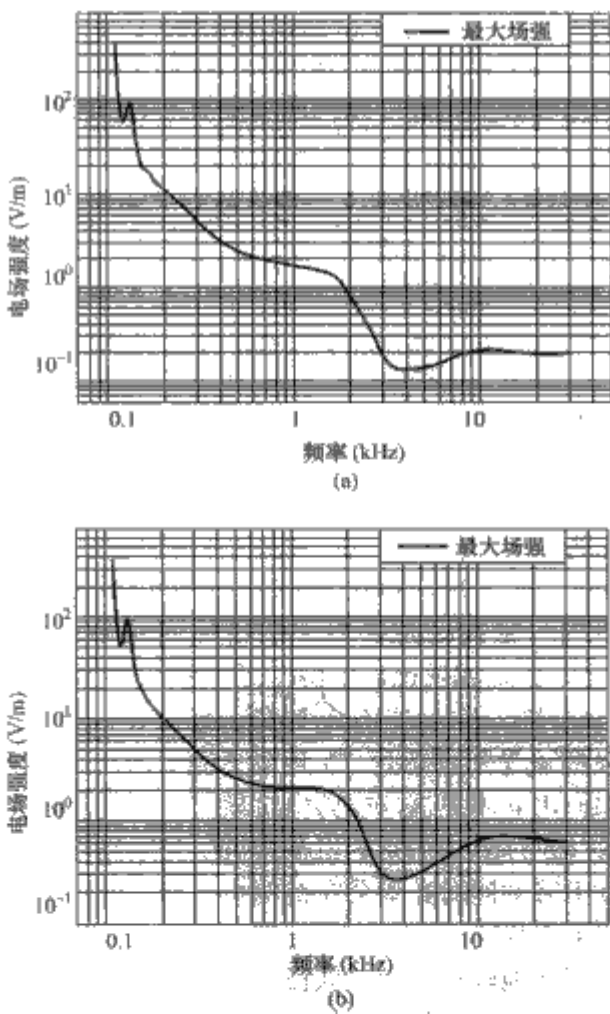


图 9.3-27 换流站阀厅辐射水平  
(a) ±500kV 换流站阀厅辐射水平；  
(b) ±800kV 换流站阀厅辐射水平

国外对换流站的电磁环境也进行很多相关研究，美国 Dickinson 换流站为±400kV 双桥双极 12 脉动换流站，其换流阀分别放在两个阀厅内，图 9.3-29 为在阀厅内实测的骚扰电场强度的部分频谱图。



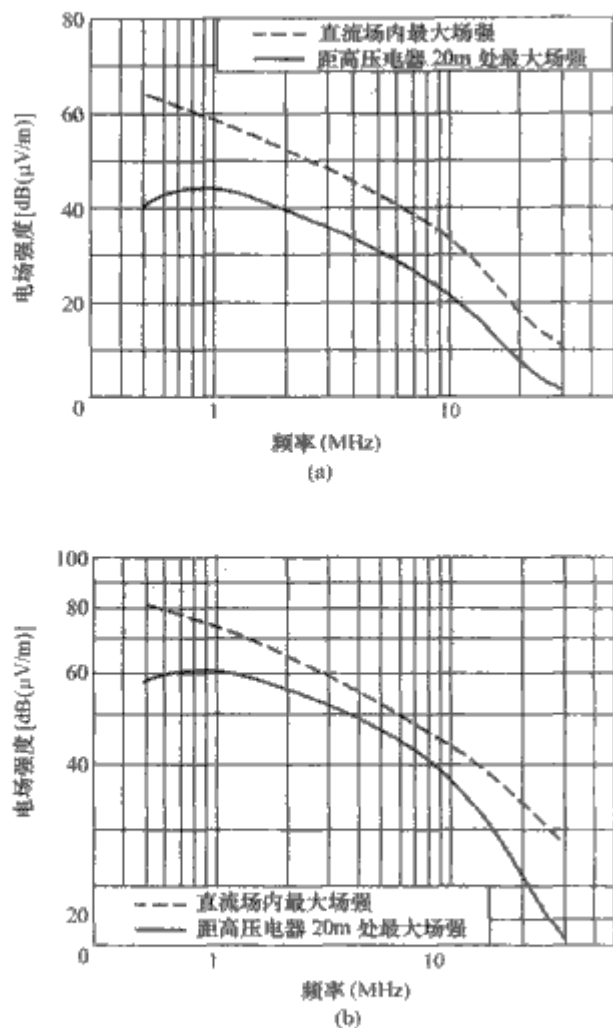


图 9.3-28 换流站直流场辐射干扰水平  
(a)  $\pm 500\text{kV}$  换流站直流场; (b)  $\pm 800\text{kV}$  辐射干扰水平

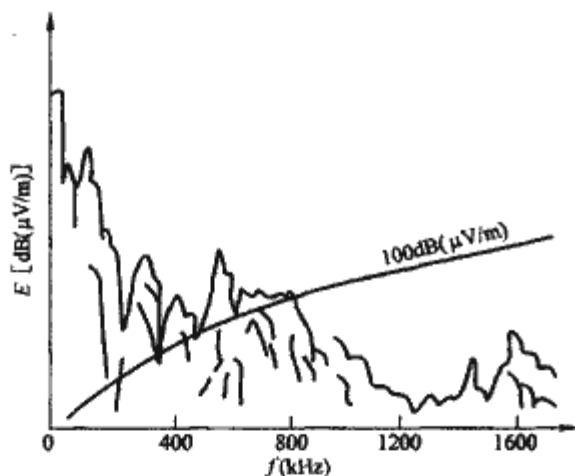


图 9.3-29 阀厅内骚扰场强部分频谱图

为了减少对外界的骚扰,通常换流站的阀厅都设有良好的电磁屏蔽。经过屏蔽的衰减,超过  $1\text{MHz}$  的电磁波只有很少一部分能够穿透屏蔽辐射到阀厅以外。但是,高频电流可以经过穿墙套管传到户外母线,然后进入电气设备以及输电线路,并通过它们向周围空间辐射电磁波。图 9.3-30 绘出换流站内与直流母线相垂直的方向上的骚扰电场强度和骚扰磁场强度的分布图,其分布图同时反映了骚扰水平和距离、频率的关系,其中距离的零点为两中性线间的中点位置。

电磁波沿输电线路传播时衰减较小,可以传播相当远的距离。根据现场实测,在距离换流站 20 多千米的直流输电线路下面,  $100\text{kHz}$  的骚扰场强约为  $80\text{dB}$ 。

### 5.3.3 直流电晕产生的无线电干扰

直流场的电晕及其无线电干扰的原理和影响因素与直流输电线路相同,详细参见本篇第 3 章相关部分。与输电线路不同的是,换流站直流场母线一般采用管径较大的管形母

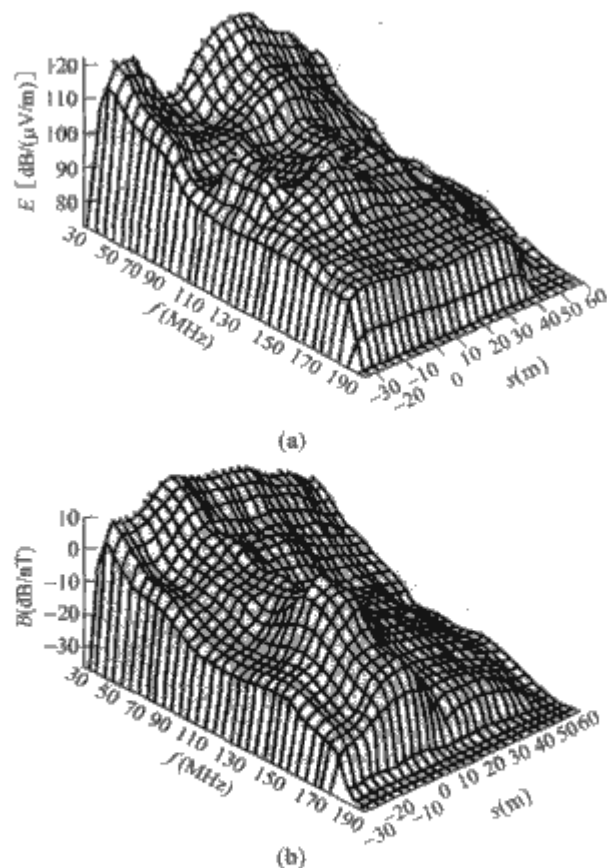


图 9.3-30 换流站内阀厅外骚扰场强分布图  
(a) 电场强度分布; (b) 磁场强度分布

线,且在设备的连接部分装设屏蔽环以抑制电晕现象的产生。

实验表明,在低海拔地区,直径为  $110\text{mm}$  的管形母线、粗屏蔽环(外直径为  $700\text{mm}$ ,内直径  $500\text{mm}$ )、绝缘子(30 片 XZP-210)等部件的负极性起晕电压均高于  $900\text{kV}$ ,带电导体的正极性起晕电压比负极性还要高。软母线(由 4 根  $34\text{mm}$  镀锌铁管组成的分裂导线,长为  $10\text{m}$ ,导线分裂间距为  $170\text{mm}$ )的负极性起晕电压低于管形母线,约为  $750\text{kV}$ 。复合绝缘子的负极性起晕电压高于  $800\text{kV}$ 。屏蔽环越细,起晕电压越高,外直径为  $1000\text{mm}$ 、内直径  $900\text{mm}$  的屏蔽环负极性起晕电压约为  $800\text{kV}$ 。

在高海拔地区,因空气密度较小,高压带电导体表面更容易产生电晕。实验表明,在  $1500\text{km}$  的高海拔地区,管形母线、粗屏蔽环(外直径为  $700\text{mm}$ ,内直径  $500\text{mm}$ )、绝缘子(30 片 XZP-210)的负极性起晕电压也高于  $900\text{kV}$ ;细环和软母线的起晕电压分别为  $825\text{kV}$  和  $705\text{kV}$ 。

$\pm 500\text{kV}$  换流站常采用直径为  $100\sim 300\text{mm}$  左右的铝管作为管形母线,由于起晕电压高、长度短、无线电干扰较小;软母线起晕电压较低,但由于软母线主要用作设备与管形母线连接,长度较短,无线电干扰也比较小。总体来看,换流站内由直流电晕产生的无线电干扰低于交流电晕。

### 5.3.4 换流站的无线电干扰水平

换流站的无线电干扰水平主要由两部分共同决定:电晕产生的无线电干扰、由换流阀产生的无线电干扰。GB 7349《高压架空输电线路、变电站无线电干扰测量方法》提出了电站无线电干扰测量规范。在换流站内,一般选定距离高压设备  $20\text{m}$  处进行测量,换流站外一般选定距离高压设备  $450\text{m}$  处进行测量。

在换流站内测点距母线和阀厅墙距离均为  $20\text{m}$ ,测量点布置如图 9.3-31 所示,选择不同的频率点对无线电干扰进行测量。

表 9.3-18 和图 9.3-32 所示为  $\pm 500\text{kV}$  换流站站内的无线电干扰电平。总体来说换流站内无线电干扰水平随频率上

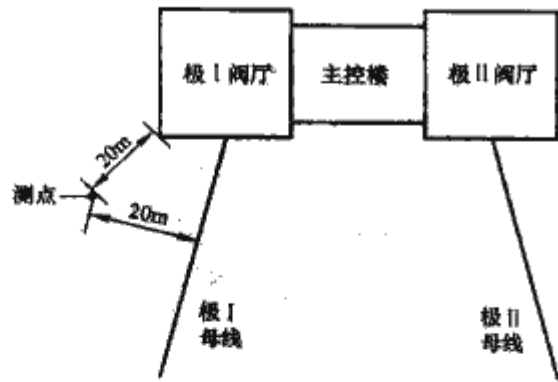


图 9.3-31 站内无线电干扰测量示意图

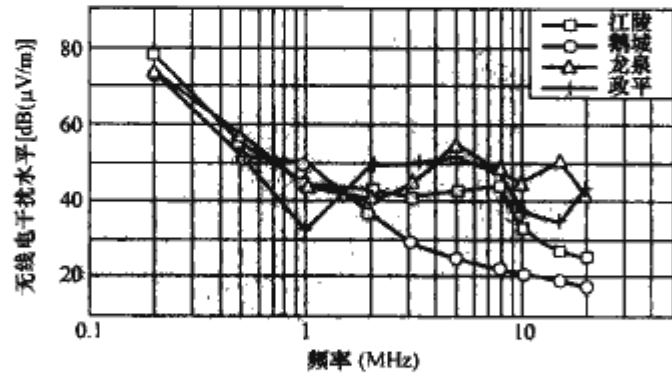


图 9.3-32 站内无线电干扰测量示意图

升而下降，但由于折返射或谐振因素的影响，在 1~10MHz 频率范围内，部分换流站无线电水平下降较慢，甚至有波动。在 0.5MHz 频率点附近，干扰水平为 50~60dB(μV/m)，在 1MHz 频率点附近，干扰水平基本在 50dB(μV/m) 以下，在大于 20MHz 的频率范围内，干扰水平小于 45dB(μV/m)，部分站点小于 30dB(μV/m)。

表 9.3-18 换流站内的无线电干扰电平 dB(μV/m)

换流站	江陵换流站	鹤城换流站	龙泉换流站	政平换流站
频率 (MHz)				
0.2	77.5	73	73.8	73.8
0.5	55	51.5	57	52
1	44	50	43.3	32.1
2	43	37	40.1	49.3
3	41	29	43.6	49.3
5	42.5	24.5	55.1	51.5
8	44	22.5	47.4	47.4
10	32.5	20.5	44.4	36.8
15	26.5	19.5	50.5	34.4
20	25.5	17.5	40.7	44

龙泉±500kV 换流站外距高压设备 450m 处的电磁干扰水平见表 9.3-19 和图 9.3-33，可知换流站外的无线电干扰水平明显低于站内，0.5MHz 频率上干扰水平为 36.9dB(μV/m)，比站内下降了 20dB。总体来看，干扰水平随频率增大而下降，在 20MHz 处，干扰水平约为 16dB(μV/m)。

表 9.3-19 换流站外的无线电干扰电平 dB(μV/m)

频率(MHz)	0.2	0.5	1	2	3	5	8	10	15	20
干扰水平	36.4	36.9	32.7	32.1	26.8	29.7	28.5	21.7	16.4	15.9

5.3.5 换流站的无线电干扰限值

为保证换流站无线电干扰不对周边的其他设备产生不利影响，一般要对换流站的无线电干扰提出限制，目前我国使用的换流站一般规定：在换流站外距换流站带电设备构架

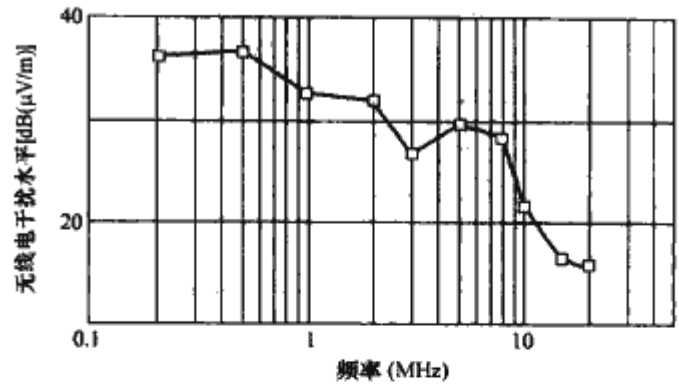


图 9.3-33 站外无线电干扰水平

450m 处，无线电干扰水平限制为 100μV/m [40dB(μV/m)]，电视干扰（20~1000 MHz 频率范围）低于 10μV/m，如图 9.3-34 所示。考虑到换流站内的干扰会沿输电线路向外传播，可以规定下图所示虚线位置的无线电干扰和电视干扰均低于限值。

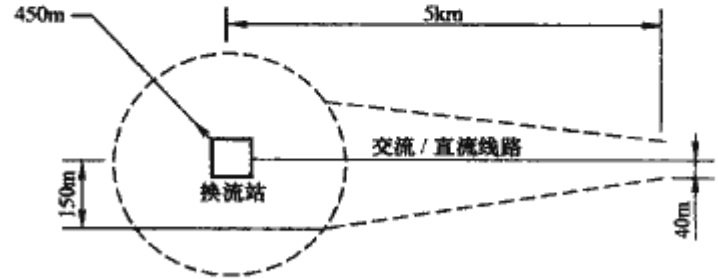


图 9.3-34 辐射干扰限值轮廓

测量结果表明，±500kV 直流换流站的无线电和电视干扰值能满足限值要求。多年的实际运行情况表明，设备合同中的无线电和电视干扰限值是接受的，对周围无线电接收和广播信号的接收干扰很弱。

5.3.6 由开关操作引起的高频电磁骚扰

换流站正常的开关操作过程与变电站相比有两点显著不同：一是直流侧开关操作时不会发生电弧的周期性重燃；二是开关操作一般在开关稳态电流和电压跳变较小时进行。在换流站中，互感器、电力线载波通信系统（PLC）将一次系统和二次系统直接连接在一起，开关操作产生的高频骚扰会沿电缆向二次系统传播。清华大学对±500kV 换流站正常开关操作产生的暂态过电压进行了研究。

在备用到闭锁操作过程中，变压器从不带电的状态突然变为加压空载状态，充电过程中交流母线会产生明显的暂态过程。在交流母线侧 TV 二次电缆末端，即主控楼接口屏的位置检测换流站操作时的暂态情况，在其他操作过程中都未测到明显的暂态，只有闭锁过程中出现明显暂态的情况，实测结果如图 9.3-35 所示。可见，在操作暂态过程中，在主电路和直接相连的二次系统中，会有类似振荡衰减波的暂态过程出现，振荡的主要频率分量为 1MHz 左右，频率分布

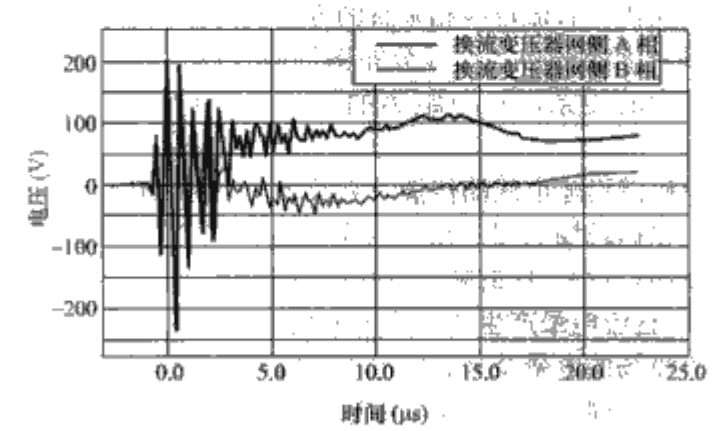


图 9.3-35 备用到闭锁操作换流变网侧暂态波形



范围很宽，在 10MHz 附近，骚扰水平为 0.2V 左右。

多次实测证明：暂态波形基本保持稳定，暂态波形的基本参数如表 9.3-20 所示，暂态振荡过程幅值可达额定电压的 2 倍左右，振荡持续时间约为 10μs，在 3μs 后振荡幅度衰减为额定值的一半左右。

表 9.3-20 换流变压器网侧暂态波形基本特征参数

额定峰值	最大峰值	振荡频率	上升沿陡度	大幅度振荡时间
81.6V	-240V	1.1MHz	1.24kV/μs	5μs

在闭锁操作过程中，换流变压器网侧暂态波形如图 9.3-36 所示，可以看到明显的暂态过程，但峰值明显小于网侧。

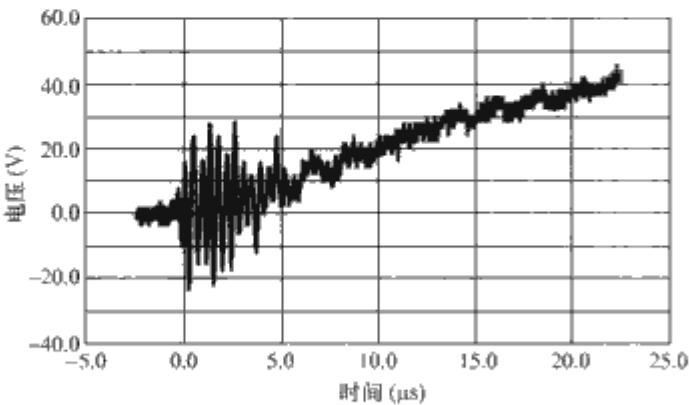


图 9.3-36 换流变网侧暂态波形

根据时域波形，我们可以得到表 9.3-21 特征数据。

表 9.3-21 换流变压器网侧暂态波形基本特征参数

额定峰值	最大峰值	振荡频率	大幅度振荡时间
81.6V	-27V	2.2MHz	5μs

在闭锁操作过程中，发现明显的暂态过程，在对侧换流站 OLT 实验中同样发现了明显的暂态过程，但振荡幅值明显低于闭锁过程。对侧 OLT 过程中，在阀侧检测到高频振荡但峰值非常小，约为 2V 左右。其他操作过程未见明显的暂态波形。

PLC 耦合电容在如下操作过程中检测到了明显的暂态过程：闭锁、解锁、大地回线到金属回线、金属回线到大地回线、设置双极运行方式。在设置双极运行方式和单极大地到金属回线的过程中，回线中有较大电流流过，虽然整个换流站出线的电压和电流变化不大，但电流的流通回路会发生变化，同时伴随阻抗的突然变化，因此暂态振荡波形幅值较高。PLC 系统的正常运行电压为 60V 左右，从表 9.3-22 中可见，过电压水平最高达到 4p. u. 左右。

表 9.3-22 耦合电容低压侧振荡波基本参数

操作	峰值 (V)	振荡频率 (MHz)	上升时间 (μs)	持续时间 (μs)
闭锁	210	1.7	0.187	14
解锁	130	0.5	0.513	12
单极金属到大地回线	105	2.0	0.120	9
设置双极运行	250	1.1	0.150	14
单极大地到金属回线	250	1.2	0.200	17

在大地到金属回线和设置双极运行方式时振荡幅度最大，1MHz 左右的分量达到 100V 左右，且在 40~500kHz 左右范围内出现幅值超过 10V。在设置双极运行的极Ⅱ母线合闸时，设置达到 100V。

PLC 接收机可以检测到情况相似的暂态过程，总体来说暂态振荡幅度小于耦合电容处。

表 9.3-23 通信室二次电缆终端振荡波基本参数

操作	峰值 (V)	振荡频率 (MHz)	上升时间 (μs)	持续时间 (μs)
闭锁	147	1.7	0.210	7
解锁	110	0.5	0.39	10
单极金属到大地回线	125	0.4	0.56	7.5
设置双极运行	250	1.1	0.160	10

## 5.4 换流站主要的抗干扰措施

### 5.4.1 阀厅的屏蔽

阀厅的辐射必须保证控制室和其他房间的辐射水平在某个特定限值内，而这些房间内的设备也必须具备一定的抗扰度。距阀较近的设备必须保证足够的抗扰度，而且要经过特定电磁环境测试。

控制室中的设备和其他一般距阀较远的设备要满足 IEC 61000-6-2 和 IEC 61000-6-5 标准。即在电磁辐射水平低于 10V/m 的情况下设备可以正常使用。另外，要保证换流阀产生的辐射干扰在 0.5~20MHz 频率范围内，特定轮廓线上满足低于 100μV/m 的要求，在 20~1000MHz 频率范围内，特定轮廓线上满足低于 10μV/m 的要求。

阀的辐射，不但会造成无线电干扰，而且还会使装置的其他部分发生振荡而引起二次干扰。为了防止辐射的传播，阀厅的墙壁、天花板以及地板都必须铺上粗的金属网或全部采用金属板作屏蔽。每块金属网或板之间，必须加以焊接，使其连成整体，而且具有良好的导电性。还必须从阀厅屏蔽的各个方向用若干接地引线，分别接到户外开关场的接地网。由于谐波和阀周期性通断所引起的暂态过程，接地网各点之间的电位差要比交流变电站中的接地大。这对于主电路中设备的保护接地虽然没有什么影响，但是控制和调节设备的接地则必须都接到指定的一个接地点，以免不同接地点之间的电位差对控制和调节设备引起干扰，各种电缆的外皮也只允许一点接地，以免电流在电缆外皮流动。

设计的细节中，要考虑到高频的因素。当阀厅内装有若干换流桥，且尺寸达到一定大小时，屏蔽可能发生二次辐射，这现象称为空间谐振。可以在阀之间用金属网把阀厅隔成若干部分，来防止这现象的发生。

在阀厅加以妥善屏蔽之后，换流站附近的无线电干扰主要来自开关场的辐射，如果阀并联阻容阻尼器装在阀厅之内，例如，可控硅阀采用内阻尼，即把阻尼器装在阀内部，并在阀厅穿墙套管加装高频阻塞电路，则干扰辐射可以减小很多。但是有人认为，在通过很大的直流电流情况下，电感的铁心材料存在复杂的问题，不如采用 R-C 阻尼电路。

户内换流阀阀厅需采用阀厅屏蔽层，常见的方法有两种：一是采用多点良好接地的实心金属板作为阀厅的屏蔽层，金属板的厚度必须保证满足不同频段上对屏蔽效能的要求；二是采用多点接地的金属网格放入墙中实现屏蔽，金属格的连接点要可靠搭接。

### 5.4.2 滤波器

为了保证 PLC 设备的正常工作，应该根据需要在换流站主回路中接入合适的 PLC 滤波器，PLC 滤波器的设计要保证在 PLC 工作频段内，由换流站产生的干扰水平不超过

规定限值，同时保证滤波器不对主回路的稳定性造成影响。因此，PLC 滤波器设计时要考虑传递特性和插入损耗两个方面。

如果交流或直流侧使用 PLC 通信系统，则需要在交流或直流侧母线上安装 PLC 滤波器，以满足信噪比要求。在不使用 PLC 滤波器的换流站，如要保证环流站出线不影响周边的其他通信系统，也可考虑使用类似 PLC 滤波器的载波滤波器。

另外，根据现有标准的要求，架空线路谐波水平必须满足特定要求，换流站阀动作时的谐波成分是非常严重的，因

此交流侧和直流侧都要配备合适的滤波器。滤波器设计要考虑频率特性，既要滤除特定频率的谐波，同时还要考虑滤波器的满足承受特定的功率要求。在设计滤波器时，必须明确在特定功率和运行方式下的谐波水平，才能在不同工况下通过分组投切滤波器实现滤波。

#### 5.4.3 其他抗干扰措施

换流站中使用的其他抗干扰措施包括有效接地、隔离、建筑物屏蔽、二次系统滤波器等，这些方法与电力系统一般抗干扰措施类似，详见第7章。



## 第4章 低频电场和磁场的生态效应

电力作为一种优质清洁的二次能源，在国民经济的发展中起着至关重要的作用，另外也已渗透到人们生活的方方面面，已成为现代社会文明必不可少的一部分。电能传输线路及各种用电设备都会产生不同程度的电场和磁场，因此人类的生活环境已具有浓厚的电磁环境性质。随着我国社会的进步，国民对生活质量的的要求日益提高，电力系统的环境影响日渐为社会公众所重视，这本身是社会进步的一种体现。2001年2月，国家环境保护总局已把输变电工程及电力供应的环境影响列入建设项目环境保护管理名录中。

但由于电力系统的输电线路及变电站正常工作时产生的工频电场和磁场具有不易察觉性，输变电工程周围存在的电场与磁场是否对公众健康存在潜在影响，在一些地方已成为公众关心的主题。近40年来，在国际范围内已对此进行了大量研究。

### 1 电磁场生态效应的基本概念

源产生的场可分为近场和远场，衡量场的大小用电场强度和磁场强度。近场指与源的距离远小于波长。在近场区，电场与磁场强度间无固定关系，每一点的波阻抗都是变化的，必须分别加以考虑。因此在近场区，称为“电场”和“磁场”。远场指与源的距离远大于波长。在远场区，电场强度与磁场强度之间存在固定的关系，电场强度与磁场强度的比值为定值，该定值为波阻抗，对于空气，波阻抗为 $377\Omega$ 。因此在远场区，知道了电场或磁场，就可以方便地得到“磁场”或“电场”。在远场区，场被称为“电磁场”。近场不能产生辐射，而只有远场才能产生电磁辐射。

对频率为50Hz的电场或磁场，若将其看成空间发散的“电磁波”（类似于无线电波、微波等）的话，其在空间行进的一个波长即长达6000km。相对于如此长的“波”而言，输电线路本身的长度远远不足以构成有效的“发射天线”，从而不能形成有效的辐射。计算表明，典型的由输电线路所发射的最大功率密度将小于 $0.0001\mu\text{W}/\text{cm}^2$ ，是晴朗的夜晚由满月送到地球表面的辐射能量（ $0.2\mu\text{W}/\text{cm}^2$ ）的1/2000倍。另外，就低频电场与磁场的存在形式看，人处于输电线路附近数十米的距离内，处于“近场区”。相对于此波长，生物体的尺寸极小。在此区域内，电场与磁场是分别存在、分别作用的，沿传播方向上电场与磁场无固定关系，而不像高频“远场”情况下那样，电场、磁场矢量以波阻抗关系紧密耦合，形成“电磁辐射”，并穿透生物体。可见，低频电场、磁场与高频电磁波相比，在存在形式、生物作用等方面，都存在极大的差异。因此，对于输电线路产生工频场的科学称呼应为“工频电场和磁场”，应禁止采用诸如“电磁辐射”、“电磁波”一类对极低频（ELF）场不适宜的笼统术语。国际非离子辐射防护委员会（ICNIRP）以及英国国家辐射防护委员会（NRPB）制订的有关导则，严谨地甚至是不厌其烦地区别运用电场、磁场和电磁场或统一运用EMF这一术语，并避免笼统采用“电磁辐射”术语。

美国全国环境卫生学研究所发表的完整电磁频谱如图9.4-1所示，在该频谱图中，按电磁源的频率由高到低，分

别为电离辐射、光辐射、微波、无线电波、甚低频（VLF）和极低频场；此外，还包括频率为零的直流电场与磁场。在频率低于电离辐射频段的频谱段中，3000Hz（或说300Hz）以下的极低频电场和磁场是以“场”的形式存在，其传送的电磁能量很小，不产生体内热效应，仅在人体中通过电场或磁场耦合，感应较小的电场或电流，与高频电磁辐射的生物作用机理不同。

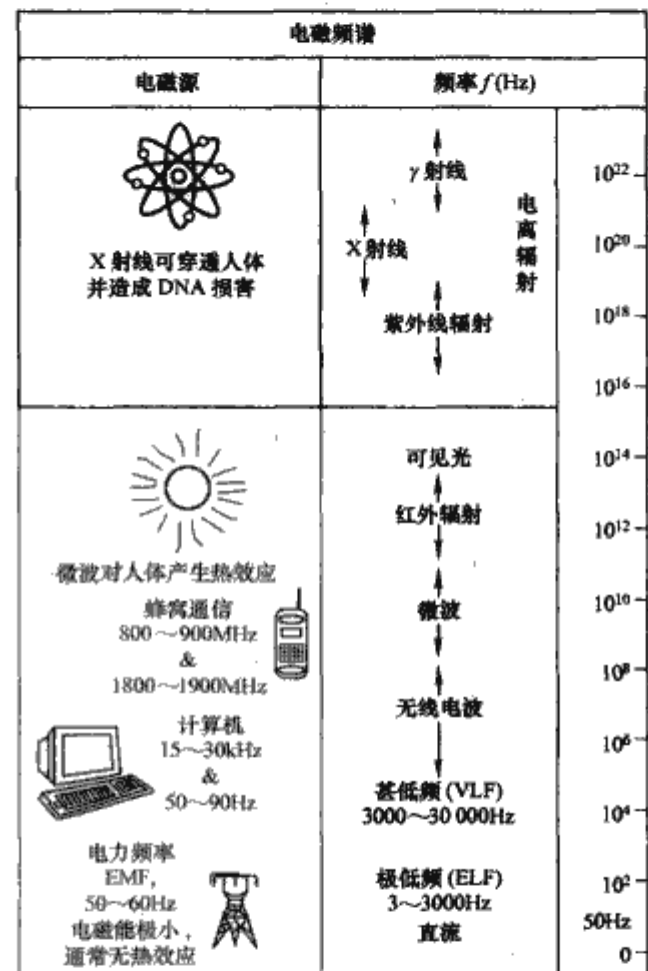


图9.4-1 按频率划分的电磁频谱

ICNIRP导则对100kHz及以下的电磁场，严格使用“电场和磁场”（electric and magnetic field）术语予以描述，而对100kHz以上的电磁场，则使用“电磁场”这一术语，对缩写词EMF（国内泛译为“电磁场”）的严格定义是：电场、磁场和电磁场。ICNIRP拒绝采用“电磁辐射”“电磁波”等不适用于工频场暴露且极易引起公众误解的术语。

不同频率的电磁源对生物体的作用是不同的。电磁环境暴露对生物系统产生何种影响，决定于电磁源的波长（频率）及其能量的大小。

离子辐射是极高频的电磁波（X射线与 $\gamma$ 射线），它具有足够的光子能量来断开细胞遗传物质分子中的DNA化学键，即产生电离化，并形成确定的健康危害。

非离子辐射（NIR）是针对电磁频谱中频率和能量较低的频段部分的通用术语，即指该频率段中，光子能量太微弱，不足以断开细胞分子间的化学键。它们包括紫外线（UV）辐射和可见光波、红外线波、射频与微波，以及极低



频(ELF)与静止的电场和磁场。其中,较低频率的电磁波通常被说成“电磁场”,而非常高频的电磁波才被称为“电磁辐射”。不论非离子辐射(NIR)的强度有多高,都不能在生物系统中引起电离化。但是,NIR会产生其他生物影响(效应),例如,发热效应和体内感应电流。世界卫生组织(WHO)还强调了需区别“影响”与“危害”的实质性差别:当暴露引起某种可注意到或可检测到的生物系统内的生理变化时,一个生物“影响”就发生了;而当生物影响超出躯体正常的补偿范围时,“有害健康的影响”就发生,并导致某种健康“危害”。WHO强调,某些生物影响是没有害处的,例如,太阳光产生热量使皮肤中血流增加的影响;有些影响如阳光暴露可御寒,或帮助躯体产生维生素D等,则可造成正面的有益健康影响;但阳光灼伤或可致皮肤癌等则属负面的健康影响。无线电频率(RF)场属非离子辐射范围。产生RF场的电磁源包括:显示器与视频显示单元(3~30kHz)、调频无线电(30kHz~3MHz)、工业感应加热器(0.3~3MHz)、微波加热、透热疗法(0.3~3GHz)、雷达(0.3~15GHz)、卫星、微波通信(3~30GHz)以及太阳光(3~300GHz)。因为该频率范围内光子能量太微弱,不足以断开原子键,上述频率范围内电磁场暴露产生的生物效应主要是生物体内的热效应和体内感应电流。

超过10GHz频率的RF场,因频率高,故大部分能量在皮肤表面上被吸收,只有非常小的能量渗透到皮下组织之中,对10GHz以上的频率,用场的强度即功率密度来度量,以每平方米的功率( $\text{W}/\text{m}^2$ 、 $\text{mW}/\text{m}^2$ 或 $\mu\text{W}/\text{m}^2$ )计量。在RF场的功率密度为 $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ 以上时,才会通过杀伤细胞,产生有害的健康影响(诸如眼睛白内障和皮肤灼伤)。如此高的功率密度在日常生活环境中是找不到的,但它存在于非常靠近强力雷达的附近,人们是被禁止在此逗留的。

低于10GHz(到1MHz)频率的RF场能渗透到组织内,并由于吸收而产生发热。渗透的深度随着频率的降低而变深。该频段RF场在体内组织中的吸收,用一定组织质量内的比吸收率(SAR)来度量。SAR的计量单位为每千克生物体内的功率瓦数( $\text{W}/\text{kg}$ )。在此频率范围内,至少 $4 \text{ W}/\text{kg}$ 的SAR暴露才会产生已知的有害健康影响。这些能量只会在离FM调频天线几十米处可存在,这些区域是被禁入的。

在1MHz~10GHz频段中,躯体组织内的感应发热可激起各种生理与热调节上的反应,包括完成任务的能力降低,上述有害影响在组织或躯体温度升高 $1^\circ\text{C}$ 时才会出现;胎儿发育、男性生育性影响或出生缺陷、白内障等危害可在温度升高 $2\sim 3^\circ\text{C}$ 时出现,这种暴露在日常生活环境中是不会遭遇到的。

低于1MHz的RF场并不产生值得注意的发热,但是它在生物组织中感应电流和电场。体内电流密度以每平方米的安培数表示( $\text{A}/\text{m}^2$ 、 $\text{mA}/\text{m}^2$ ),感应电流至少要超过 $100 \text{ mA}/\text{m}^2$ 才会对生物体的正常功能产生干扰,或导致非主动性的肌肉收缩。美国电气与电子工程师协会(IEEE)则认为采用体内电场强度( $\text{V}/\text{m}$ )来作为限制暴露的基本限值更为直接,并分别规定了生物媒质中,躯体特定部位的允许基本限值。

目前的移动电话系统采用800~1800MHz工作频率。移动电话使用者受到的暴露高于居住在蜂窝基站附近的人群,但手机发送RF电磁能量只是在呼叫进行时,而基站则是连续发送信号的。WHO指出,在公众可进入的基站附近,RF暴露水平远低于国际标准,通常具有100或以上的

安全因子。与移动通信基站天线相比,电视和无线电广播天线发射的RF水平更高。据美国调查,在大城市中,平均的RF背景水平约为 $50\mu\text{W}/\text{m}^2$ ,大城市中约1%的居民,暴露于超出 $10\mu\text{W}/\text{m}^2$ 的RF场中。RF场渗透到组织的深度,在移动通信频率下可达1cm,它在躯体中产生的热量,可通过躯体正常热调节带走。WHO指出,没有一个研究已经表明,低于国际导则限值的暴露水平会具有有害的健康影响。

针对无线电频率(RF)的所有频段,现有的科学证据指出,暴露到RF场不一定引发或促进癌症。一些流行病学研究涉及RF暴露与癌症风险的关联,但这些结果是不一致的,尚不足以做出RF场暴露与癌症风险的恰当评价。关于生活环境中低强度RF暴露的其他生物影响也在研究之中,一些细胞实验发现的影响迄今并未得到确认,它们对人体健康的含义也不足以较好地认清,更不能作为限制人体暴露限值的基础。

关于极低频(ELF)的电场和磁场,国际研究一致表明,这些场在生物系统中的主要影响,是在体内感应出电场与电流的作用。关于静止(直流)电场与磁场,除了在非常高的场强度下造成电气放电、体内磁力作用或对运动生物体感应电流而外,并未发现具有值得注意的健康影响。

低频电场产生的生态效应可以分为短时和长时两种。短时效应包括静电感应产生的电击和人在电场中的直接感觉两种。

## 2 输变电系统的低频电场和磁场

### 2.1 低频电场

带电导体周围的电场是由导体上载有的电荷所产生。我们周围的低频电场(一般指0~300Hz频率范围)通常与电力的传输与应用有关。当电气设备接通电源(即加上“电压”)时,其导体就带有低频的交变电荷,同时在导线与大地之间的周围空间中就形成一个低频电场。过去曾有公众感到惊奇的,在高压输电线下方手持验电笔或荧光灯管时,会发光的现象,就是“电场”作用于电极间荧光物所产生的“场致放电”结果。电场的强度是用沿某方向单位距离内的电位差(即“电压”)来度量,电场强度的计量单位为每米的伏特数或千伏数( $\text{V}/\text{m}$ 或 $\text{kV}/\text{m}$ )。

由于高压输电线路导线直径很小,因此邻近导线处电场高度集中,线路导线与大地间的空间电场分布是不均匀的,仅以单根(“单相”)带电高压导线为例,在无建筑物、树木等影响情况下,沿导线到地面高度的空间范围内,电位分布呈指数衰减分布(如图9.4-2所示)。越接近于地面处,电场

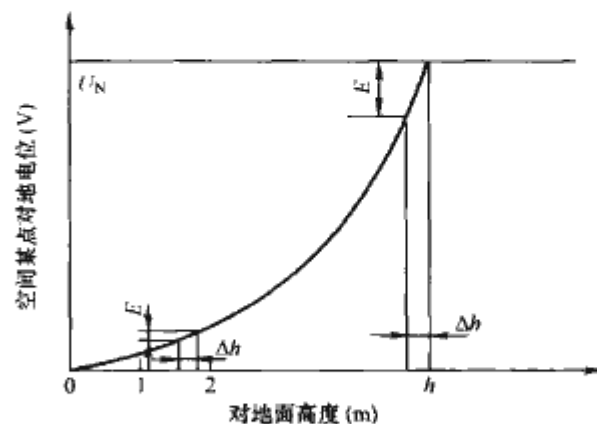


图 9.4-2 带电高压线路下方不同高度空间电位分布  
h—线路对地高度;  $U_N$ ——线路  
对地工作电压;  $\Delta h$ —单位距离



强度 ( $E$ ) 越小; 就人体通常活动所处的地面高度 (一般取离地 1.0~1.5 m) 处的电场强度而言, 以正对导线下方的地面投影点为原点 (0 点), 沿垂直于线路方向, 地面电场强度 ( $E$ ) 同样大致呈指数状迅速衰减 (如图 9.4-3 所示)。按现有的线路设计, 在高压线路边导线地面投影数  $m$  距离以外, 人体所处地面电场强度均已小于 4kV/m 控制限值。

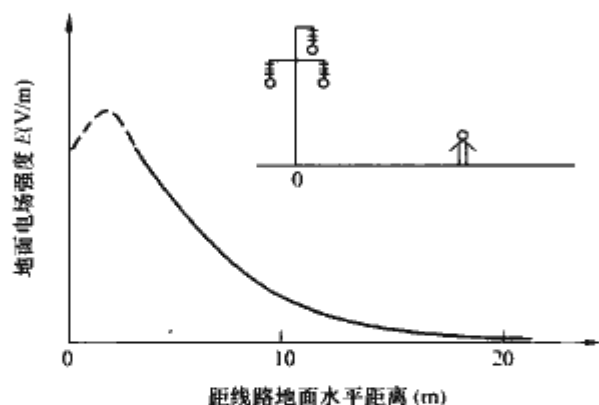


图9.4-3 邻近高压输电线路的地面场强分布

众所周知, 空间的电场很容易被导电物质所屏蔽或削弱 (即使该物质是导电性不良的)。建筑物、树木等, 都可以使空间电场畸变, 并削弱其遮蔽空间或邻近范围内的电场; 由于建筑物墙体的有效屏蔽作用, 室内的电场强度一般很小, 且与户外输电线路产生的电场几乎没有相关性。在变电站围墙外, 除架空进出线下方外, 电场强度通常与背景水平不能区别。

电气设备处于充电状态而无电流流动的情况下, 例如, 设备未运转、输电线路充电而未传输能量时, 设备导体周围仍可有电场存在。

## 2.2 低频磁场

电荷的流动 (称之为电流) 产生磁场。电气设备工作或运转时, 需要电流来作功, 上述电流必然会在载流导体周围感应出低频磁场。表征电流产生磁场能力的物理量称为“磁场强度” ( $H$ ), 以安培每米 ( $A/m$ ) 为计量单位; 而同样大小的“磁场强度”在周围空间中产生的总“磁通量”大小或相应的“磁感应强度” (又称“磁通密度”, 即单位面积的磁通量) 大小, 则取决于周围空间介质磁导率 (即导磁性能) 的大小。在载流导体周围存在高磁导率的磁性物质 (铁磁体), 如变压器线圈带有闭合铁心时, 磁场通常会在磁性物体内高度集中, 在铁心中感应出很高的“磁通量”及相应的“磁感应强度”。而在空气、砖石、非磁性金属以及自然界大量非铁磁性物质 (即所谓“自由空间”) 中, 其导磁性能与真空中相同, 磁导率 (单位磁场强度能产生的磁通量) 是常数 [ $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ Wb}/(\text{A} \cdot \text{m})$ ], 磁感应强度与磁场强度成正比。磁通量 ( $\Phi$ ) 的计量单位为韦伯 ( $\text{Wb}$ ), 而空间某点处磁通的密度 (单位面积的磁通量) 则一般用“磁感应强度 ( $B$ )”来计量。磁感应强度的法定计量单位为特斯拉 ( $\text{T}$ ), 在人体所处环境中, 磁感应强度的计量单位一般采用  $\text{mT}$  或  $\mu\text{T}$  来计量 ( $1 \text{ mT} = 10^{-3} \text{ T}$ ,  $1 \mu\text{T} = 10^{-6} \text{ T}$ )。

磁场强度与磁感应强度的关系式为

$$B = \mu H \quad (9.4-1)$$

在生活环境 (自由空间) 中, 磁场强度与磁感应强度的关系式为

$$B = \mu_0 H \quad (9.4-2)$$

在美国, 磁感应强度仍常用非国际计量单位高斯 ( $\text{G}$ ) 或毫高斯 ( $\text{mG}$ ) 来计量 ( $1 \text{ mG} = 0.1 \mu\text{T}$ ); 由于在自由空间中, “磁感应强度” ( $B$ ) 与磁场强度 ( $H$ ) 成常数关系,

故也有采用“磁场强度”来描述环境中空间磁场的强弱。需注意, 磁场强度与磁感应强度仅是在自由空间中互成因果和一一对应关系的不同物理量, 两者间大约的对应关系是:  $1 \text{ A/m}$  的磁场强度对应于自由空间中产生  $1.257 \mu\text{T}$  磁感应强度。

在我们生活环境中, 极低频磁场与电场一样, 通常源自电力的生产与运用。但是, 据美国全国环境卫生学研究所 (NIEHS) 的调查统计, 较高水平的磁场并非来自高压输电线路, 而多由各种频率的电加热或冶炼设备、各类电动工、机具、电气化交通、建筑物供电布线及某些家用电器产生。

由于极低频磁场是由导体电流在其周边所感应, 故磁感应强度随着与磁场源 (载流的导体) 距离的增加而迅速衰减。在变电站周界或围墙外, 由变电设备产生的磁场水平通常接近当地背景水平。

在我国及世界上部分国家, 电力频率采用 50Hz (也有部分国家采用 60Hz)。因此, 在电力或动力领域中, 通常将 50Hz (或 60Hz) 频率称之为工业频率 (简称工频)。在临近输电线路或电力设施的周围环境中, 电场与磁场单独存在, 并不类似高频电磁场那样以电磁波形式形成有效的电磁能量辐射或形成体内能量吸收。

## 3 低频电场的生态效应

### 3.1 静电感应产生的电击

输电线路产生的工频电场一般在数十千伏每米以下, 它对周围环境的影响首先表现在由静电感应产生的电击。由于电容耦合, 在高压架空线路附近的人和导电物体上会感应出电压和电流。例如, 对地绝缘的人 (穿绝缘的橡胶鞋底) 接触到接地的物体, 或者对地不绝缘的人 (穿潮湿的皮鞋或者赤脚) 接触到绝缘的导电物体 (如橡胶轮胎的汽车), 在接触瞬间, 会出现一小火花, 同时在接触点出现一种使人不愉快的刺痛感。对于一般物体, 可能仅仅在瞬时放电时有感觉, 一旦接触牢固, 继续通过的稳态电流将低于人能感觉的临界值。但如果该物体表面积很大, 如停在线路下的特大型车辆, 则由于稳态电容电流可能达到几毫安, 就会出现痛苦的, 甚至是危险的电击。

电击可分为暂态电击和稳态电击。暂态电击是指处于地电位的人接触电场中对地绝缘的导电物体时, 或对地绝缘的人接触接地物体时, 在接触瞬间因静电感应积聚在该物体或人体上的电荷以火花放电的形式通过人体向大地释放所造成的电击。当释放能量为  $0.1 \text{ mJ}$  时人可以感觉。当释放能量为  $0.5 \sim 1.5 \text{ mJ}$  时, 将使人有疼痛感和引起肌肉不自觉的反应。对人有危险的暂态电击的释放能量大约为  $25 \text{ J}$ 。在输电线路下发生的电击, 绝大多数属于暂态电击。输电线路下的大型车辆的放电能量一般不会超过  $30 \text{ mJ}$ 。决定暂态电击水平的主要因素是物体的感应电压和对地电容。而物体在电场中的感应电压除直接与电场强度大小有关外, 还与物体对地绝缘的状况有关。

稳态电击是指处于地电位的人接触电场中的导电物体时, 带电导体通过该导电物体的耦合电容进入该物体的工频电流通过人体流入大地所造成的电击。这种电击水平直接用电流大小来衡量。根据电击的影响, 可分为感觉不到的电流、可感觉到的电流、二级电击电流和一级电击电流。一级电击电流可产生直接的生理伤害, 并可使人 and 动物致死。二级电击电流虽不能产生直接的生理伤害, 但却使人感到刺激和烦恼, 甚至产生使人难以接受的痛感和引起不自觉的肌肉反应。



当流经人体的感应电流达 100mA, 持续时间 3s 以上, 就会造成人身伤亡。电场的影响程度取决于电场强度、被感应物体的对地电容及对地绝缘状况、四周环境的屏蔽效应等, 其中电场强度是最基本的参数。架空线路下的电场强度在离地 2m 的范围内比较均匀, 通常以离地 1m 高处的未畸变电场强度 (有效值) 作为量度地面场强的标准。

### 3.2 电场中的直接感觉

电场在人体表面感应的交变电荷, 通过毛发的颤动可以感觉到, 例如, 在无风的日子, 站在 500kV 线路档距中央附近, 某些人可以感觉到头发或举起的手臂上的汗毛在轻微颤动。曾在试验线路下做过这样的试验, 对处于不同场强下的人询问他们的感受, 大约 20% 的人可由头发的刺痛感觉到 9kV/m 的场强。当场强为 2~3kV/m 时, 能察觉到该场强的人少于 5%。在更低的场强下, 因微风也能引起头发摇动, 从而掩盖了由电场引起的颤动。

站立于 110~500kV 电压等级高压输电线路下方不同位置的人, 可能暴露于电场强度高达 1~10kV/m 的电场环境之中。在我国, 500kV 高压输电线路邻近居民区的离地面 1.5m 高度处, 电场强度设计值控制在 4kV/m 以下 (对 220kV 及以下输电线路, 导线离地面最低处, 最大实际电场强度均低于 4kV/m)。故一般情况下, 公众不会直接感受到高电场的存在。只能通过线路电晕产生的放电声或人体处在电场中, 同时又触摸不同电位的导电物体时, 可能产生的电刺激感受, 才会感知电场的存在。

IEEE C95.6—2002《关于人体暴露于 0~3kHz 电磁场的安全水平标准》(Safety Levels with Respect to Human Exposure to Electromagnetic Fields, 0~3kHz) 指出: 在没有“间接耦合效应”(指人体在电场中, 触及不同电位的导电物体时的电刺激效应) 存在的情况下, 环境的电场有时可通过电场与体表带电荷毛囊间的相互作用, 引起毛发振动而被觉察到。在户外环境的 20kV/m 电场下, 50% 的站立成人能觉察到 60Hz 频率的电场, 而 5% 的人认为有烦恼的感觉。另一项实验表明, 20% 的对象在 9kV/m 时可觉察到 60Hz 的电场, 少于 5% 的人能觉察 2~3kV/m 的电场, 当手高举超过躯体时, 中值的感觉阈值是 7kV/m。

国际非离子辐射防护委员会 (ICNIRP) 导则针对低频电场的评估研究指出: 暴露于低频交流电场中, 可因体表电荷的交变作用, 使体毛产生颤动, 从而感知电场的存在。若干项研究都表明, 大部分人可以感觉到强度超过 20kV/m 的 50/60Hz 电场, 只有少部分人可以感觉到强度低于 5kV/m 的电场。

按国际大电网会议 (CIGRE) 1984 年调查, 有 7 个国家在实验室中进行了志愿者在高达 20kV/m 场强下, 持续从短时到数天的人体电场暴露试验。结果表明, 对大多数人而言, 20kV/m 的电场可通过伸出的手臂上毛发颤动而感受到; 感觉的阈值是 10kV/m; 但在特殊情况下, 个别人可能在 3kV/m 下察觉到电场的存在。

### 3.3 直流线路的电场效应

当直流输电线路导线表面电场强度大于起始电晕电场强度时, 靠近导线表面的空气发生电离, 电离产生的空间电荷将沿电力线方向运动。空间电荷在电场作用下的运动, 形成离子电流; 由极导线向大地流动的离子电流, 遇到对地绝缘的物体, 将附着在该物体上形成物体带电现象, 从而引起暂态电击。

#### 3.3.1 直流线路下物体的充电

人在直流输电线路下活动, 可能产生的效应有以下方面: 人在高压直流电场下的感受、人截获离子电流的感受、人接触接地和绝缘物体后的感受。现分述如下。

离子空间电荷除加强地上场强以外, 还将对绝缘的物体进行充电, 使其电位达到相当高的数值。而只要物体稍有泄漏, 即有持续的电流通过。这些都与交流线路下的电场效应不同。图 9.4-4 为直流离子化电场中人和物体充电的示意图。物体的充电与地上场强、离子流密度 (或空间电荷密度)、物体几何尺寸及对地电阻等因素有关。

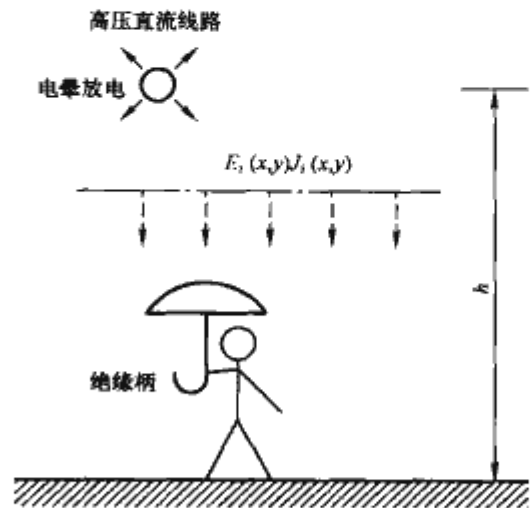


图 9.4-4 直流离子化电场中人和物体充电的示意图

物体的充电有两个极端情况: 一种是理想的对地绝缘 (对地电阻无限大) 的情况, 这时充电电荷最大, 充电电压最高, 充电电压将超过物体中心的静电场空间电位; 另一种是直接接地情况, 充电电压为零, 而截获电流最大。前者充电能量最大, 为暂态电击最严重情况, 后者为稳态电击最严重情况。对于电场效应, 暂态电击可能比稳态电击更严重, 因此应重视绝缘物体的充电情况。

可以采用圆盘来模拟物体的充电现象, 图 9.4-5 给出了圆盘 (近似于人在线路下面张伞) 和椭圆体 (可视作人体模拟) 的截获电流与  $K\rho R$  的关系 ( $K$  为离子迁移率,  $m^2/V/s$ ;  $\rho$  为空间电荷密度,  $C/m^3$ ;  $R$  为物体对地电阻,  $\Omega$ )。

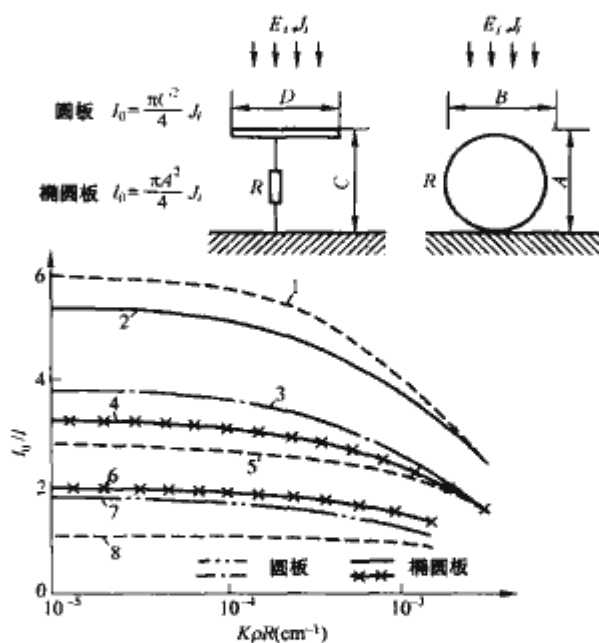


图 9.4-5 圆盘与椭圆体的截获电流与  $K\rho R$  的关系

- 1— $D/C=1.0$ ; 2— $B/A=1.0$  ( $A=C=100cm$ );  
3— $D=100cm, C=150cm$ ; 4— $B/A=0.5$ ;  
5— $D/C=0.5$ ; 6— $B/A=0.2$ ; 7— $B=30cm, A=180cm$ ; 8— $D/C=2$



3.3.2 人在高压直流电场下的感受

如表 9.4-1 所示, 美国 Delles 试验中心测试得到了人在高压直流母线下的感受, 22kV/m 时头皮有较轻微地刺激感; 27kV/m 时头发有刺激感, 耳朵和毛发有轻微感觉; 32kV/m 时头皮有强烈的刺痛感; 40kV/m 时脸和腿有感觉。直流可感觉场强较交流 (约 14kV/m) 为高。这主要是由于人处在电场中将使原有电场发生畸变, 使局部电场加强所致。在电场中直立的人, 头顶部电场将增大约 15 倍。但因直流线路下的场强普遍大于交流线路, 所以直流电场的直接感觉问题还是应该注意的。

曾规定直流输电线路下, 可能有人活动的地方, 合成场强限制为 30kV/m。我国在建设±500kV 直流输电线路时也规定线路跨越农田时的合成场强限值为 30kV/m。

表 9.4-1 直流母线下受试者的典型评价

人体感受程度	母线电压 (kV)	相应的场强 (kV/m)
头皮有较轻微地刺激感	400	22
头皮有刺激感, 耳朵和毛发有轻微感觉	500	27
头皮有强烈的刺痛感	600	32
脸和腿有感觉	750	40

3.3.3 人截获离子电流的感受

站立在直流输电线下的人, 若站立处原来有离子电流流过, 将有部分离子电流被人截获, 被截获的离子电流通过人体流入大地。人体在直流离子场中截获的电流较交流线路下的感应电流 (电容电流) 小几个数量级。截获电流的大小直接取决于离子电流密度和人的高矮, 不同高度的人可用相应的等效面积来代表。根据美国 EPRI 试验研究, 等效面积和人体高度的关系可用图 9.4-6 表示, 图中等效面积  $A = \pi r^2 = \pi (h \tan 37.5^\circ)^2 = 1.85h^2$ 。对于身高为 1.7m 的人, 等效面积约为 5.3m<sup>2</sup>。据此, 可以根据站立处离子电流密度和人的高度, 直接推算出流过人体的截获电流。目前, 我国±500kV 直流输电线路下离子电流密度限值为 100nA/m<sup>2</sup>, 将该值乘以等效面积 5.3m<sup>2</sup>, 得到流过人体的最大截获电流为 530nA, 该值和交流 500kV 线路下人体感应电流相比, 小一个数量级。站立在交流输电线路下的人, 通过导线对人体电容耦合, 在人体内感应有一稳态交流电流, 该电流和场强间有一固定关系。对于身高为 1.7m 的人, 每 1kV/m 场强感应电流约为 15μA, 若线下场强限值为 10kV/m, 感应电流为 150μA。为了对比方便, 表 9.4-2 给出了人体交直流电击电流的临界值, 直流稳态电击的感觉界限值较交流情况高几倍。而站立在直流输电线下人的截获电流, 又比直流感觉的临界值小 2 个数量级, 所以直流稳态电击是很微弱的。

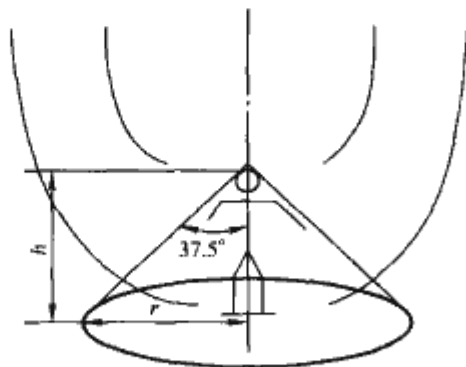


图 9.4-6 人体等效面积示意图

表 9.4-2 人体电击电流的临界值的

人体感受程度	电流 (mA)			
	直流电流		交流电流	
	男人	女人	男人	女人
无感觉	1.0	0.6	0.4	0.3
轻微的刺激, “感觉的临界值”	5.2	3.5	1.1	0.7
不舒服的电击, 不疼, 肌肉未失控	9	6.0	1.8	1.2
疼痛的电击, 肌肉未失控, 99.5%的人能摆脱	62	41	9.0	6.0

3.3.4 人接触接地和绝缘物体后的暂态电击

在直流输电线路下, 对地绝缘良好的人或物体, 截获离子电流后, 由于电荷集聚将使人或物体对地产生高电位。暂态电击指人体接触充电物体或充电的人体接触接地物体放电的暂态过程中受到的电击。在接触瞬间聚集在对地绝缘的物体或人体上感应的电荷, 以火花放电形式, 通过人体或物体释放到大地。暂态电击水平取决于接触瞬间通过人体释放的能量或电荷量, 后两者又取决于物体的对地电压和对地电容, 以及物体的绝缘状况。直流暂态电击的试验数据很少, 而且不大一致, 又不能套用交流下的试验结果。美国 BPA 的试验数据以能量判断暂态电击的程度: 0.12mJ 勉强可感觉; 2mJ 开始感觉; 5mJ 为可察觉的脉冲电击; 50mJ 感到烦恼; 250mJ 感觉极不舒服。

站在输电线下的人的等值电路如图 9.4-7 所示, 图中  $R_p$  为对地绝缘电阻, 市面上出售鞋的绝缘电阻一般为 3MΩ (胶底布鞋) 至 1000MΩ (塑料凉鞋) 不等, 电工专用的绝缘靴, 绝缘电阻较高, 可达 500 000MΩ; 图中  $C_p$  为人体对地电容, 一般为 100pF。假设截获电流为 1μA, 人对地电阻为 1000MΩ, 这样人对地电压将为 1kV, 在这一电压下人体不会有任何感觉, 当此人接触接地体时, 人体释放的能量为  $1/2 C_p V_p^2 = 0.05mJ$ , 释放的电荷为  $C_p V_p = 0.1μC$ 。按照美国早期进行的试验, 能够感觉到的暂态电击释放的能量约为 1.5mJ。1976 年加拿大进行的暂态电击试验, 能够感觉的暂态电击释放的电荷为 1.5μC, 可以接受暂态电击释放的电荷

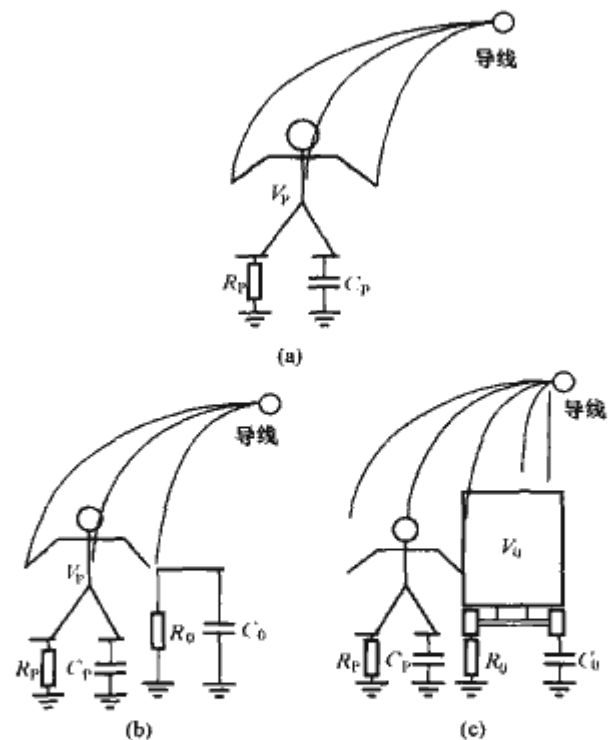


图 9.4-7 在直流输电线路附近的

人可能遭受的电击情况

- (a) 正常接地的人; (b) 对地绝缘良好的人接触接地体; (c) 接地的人接触较高绝缘电阻的大型车辆



为  $3\mu\text{C}$ 。

人和物体在直流输电线下可能出现的电击情况有以下三种,如图 9.4-7 所示。

第一种情况是人站在直流线路下,所穿鞋的电阻约为  $200\text{M}\Omega$ ,截获的电流约  $4\mu\text{A}$ ,人可达到  $800\text{V}$  的电位,此时人不会有任何感觉。

第二种情况是一个对地绝缘良好的人,人对地电阻  $R_p > 500\text{M}\Omega$ ,当人接触接地的金属栅栏时,瞬时会有较大的电流流过,但在  $0.1\mu\text{s}$  内即可衰减到  $1\text{mA}$  以下,释放的能量仅  $0.2\text{mJ}$ ,此时仅有勉强可以感觉到的电击。

第三种情况是日常生活中常见的,一个对地绝缘良好的大型物体,例如,大型汽车停在输电线下,车对地电阻为  $1\text{M}\Omega$ ,截获的离子电流为  $1\text{mA}$ ,当接地良好的人去接触该物体时,储存在该物体上的能量通过人体释放,产生暂态电击,暂态电击能量约  $5\text{mJ}$ 。

在人能控制的试验室条件下,已经知道  $1.2\sim 2.5\text{mJ}$  能量能使汽油引燃,而对实际的车辆,引燃所需能量要超过  $100\text{mJ}$ 。除非采用特别的办法把轮胎对地绝缘,任何车辆都不可能达到这一能量水平。

### 3.4 长期生态效应

关于长时期受工频电场作用的可能生态效应,苏联根据  $330\sim 750\text{kV}$  变电站工作人员的反映和调查,曾认为长期在工频电场下工作会对人的健康有影响。以后不少国家对这一问题进行了研究。多数研究者认为现有输电线路的电场水平,对人体健康并无有害影响;但也有一些研究者认为高的工频电场对生态会有一些影响。工频电场的影响还表现在会产生长期的生态效应,有关这方面的影响在国内外争论较多,还没有达成共识。目前还不能对长期受电场作用而绝对没有有害影响做出结论。

## 4 低频磁场的生态效应

由于工频情况下电磁性能的准静态性质,线路的磁场仅由电流产生。把安培定律应用于载流导体,就可计算导线周围的磁场强度。交变磁场能够在生物体内部感应产生电场和电流,但是这些电场和电流比由输电线路的电场产生的内部场和电流更弱。例如,一个  $0.1\text{mT}$  的工频磁场,在人体内感应的电流密度,在数量上近似于由  $2.5\text{kV/m}$  电场产生的电流密度。由于输电线路磁场幅值很小,相应地,可能有长期生态效应的担心也就少得多。

## 5 电磁场限值的制定

### 5.1 电磁场限值的制定机构

随着电力生产与传输的日益发展,新电信系统的发展以及医疗和工业用电设施的进步,人们越来越多地暴露于电磁场中。关于如何认识电磁场对人类健康的潜在有害影响,已导致了长达数十年的研究,但是暴露标准的制订还只是近年才开始的。同时,目前已有一些国家标准。

贸易全球化和电磁场发射技术应用的迅速扩大,已经使不同国家暴露导则或标准上存在的差别成为关注的焦点。在某些情况下,这些差别很大。全球范围内电磁场标准的某些不一致是由以下因素而引起的:只使用本国的研究数据库;

在采纳或评价单项研究时,所采用准则的差异;对科学数据做出不同的解读以及公共健康标准制订者理念上的差异。电磁场暴露导则的这些差异,可能在某种程度上反映了不同地区的科学家们相互交流不足,同样这也反映了某些社会差异。

目前国际上公认的最权威的关于工频电场和磁场限值是由国际非离子辐射防护委员会(ICNIRP)制订的。ICNIRP是被世界卫生组织(WHO)、国际劳工组织(ILO)和欧洲联盟(EU)正式认可的非离子辐射防护方面的非政府独立科学机构,它与国际电工委员会(IEC)和国际照明委员会(CIE)等国际组织有着密切的联系和工作关系,与其他非离子辐射(NIR)防护机构也保持着密切的联系。ICNIRP委员会成员和专家、咨询队伍非常广泛,包括相关国家机构和其他独立科学机构。它与WHO密切配合,研究制定了一系列有关NIR的健康标准。

### 5.2 电磁场限制的制定方法

世界卫生组织促进建立能向全人类提供相同或相似健康保护水平的暴露限值及其他控制措施,它认同国际非电离辐射防护委员会(ICNIRP)导则。“标准”(包括规则和导则)可定义为促进个人或群体安全的一系列说明或规则。以健康为基础的电磁场标准的最终目标是保护全人类的健康。但是,现有的限制人类电磁场暴露的各种标准经常存在不一致。

ICNIRP采用了“基本限值”与“参照水平”的限值体系来控制限值。“基本限值”直接和已确定的健康影响相关,并已包含适当的安全因子。“参照水平”是从最不利暴露情况下的“基本限值”导出,而且用可方便测量的量来表示。所提出的“参照水平”可以用来确定“基本限值”是否符合。ICNIRP导则明确阐明:“在频率从几赫兹到  $1\text{kHz}$ ,感应电流超过  $100\text{mA/m}^2$ ,中枢神经系统兴奋程序有急剧变化和其他的严重反应,如超过引起视觉颠倒的电位。从安全角度考虑,决定频率从  $4\text{Hz}\sim 1\text{kHz}$ ,职业暴露应限制在场引起的感应电流密度小于  $10\text{mA/m}^2$ ,也就是说所采用的安全因子为 10。对一般公众,则再考虑值为 5 的安全因子,即规定基本暴露限值为  $2\text{mA/m}^2$ 。”ICNIRP关于EMF导则应用的声明(1999年3月)指出:安全因子是基于专家们的比较保守的判断。因而,对公众是足够安全的。

ICNIRP导则阐明了各限值的具体含义与所含的安全裕度,这对消除公众对电力设施的误解与无端恐惧无疑是重要的。

ICNIRP《关于EMF导则的应用》声明指出:“ICNIRP限制EMF暴露的以健康为基础的导则是建立在科学数据之上并且与既得利益无关的,他们并不考虑政治的、社会的和经济的诸因素。”

建立在严肃研究、分析基础上的英国国家辐射防护委员会(NRPB)1993年导则的限值,就比ICNIRP导则宽松得多。1998年,在ICNIRP导则发布后,NRPB对该导则评估后发表声明,仍认为:“没有科学依据来改变NRPB1993年制订的准则。”1999年欧盟理事会执行委员会(1999/519/EC)明确:“欧共体的框架是以该领域中最有效的科学数据及忠告为根据,只采用已确认的效应作为建议暴露限值的基础,采用国际非离子辐射防护委员会(ICNIRP)就此所提出的忠告及已批准的建议”。



## 第5章 电磁环境测试及试验技术

当前人类已进入信息化社会,人类生活在一个特殊的电磁环境之中,人类的生存环境已具有浓厚的电磁环境内涵。随着城市人口的迅速增长,汽车、电子、通信、计算机与电气设备大量使用,各种用电设备及系统在周围环境产生电场、磁场及电磁场,将电磁能量传播到周围环境中,在周围环境形成一个特殊的电磁环境。21世纪电磁环境将更加恶化。

要净化电磁污染,首先必须了解周围环境的电磁污染状况,而了解电磁环境最为有效的方法就是采用测量方法。电磁环境的测试及监测对于摸清局部环境乃至一个城市或地区的电磁污染源的类型、分布、污染现状,对于环境保护及电磁资源的充分合理利用是至关重要的,对于确保电子设备或系统的安全可靠工作更是不可缺少。电磁环境的表征量可分为电场和磁场、无线电干扰、可听噪声等。

本章将对电磁环境测试和试验技术进行全面介绍,主要内容包括电场和磁场的测量、离子流的测量、无线电干扰测量、可听噪声测量技术以及用于研究超、特高压输电线路的电磁环境的两个重要测试工具:试验线路和电晕笼。

### 1 场强测量方法

电磁环境的测试及监测对于摸清一个局部环境乃至一个城市或地区的电磁辐射污染源的类型、分布、污染现状,对于环境保护及电磁资源的充分合理利用是至关重要的,对于确保电子设备或系统的安全可靠工作更是不可缺少的。电磁环境的表征量可分为工频电场和磁场、高频电磁场、无线电干扰等。

#### 1.1 电磁环境监测仪器和基本方法

##### 1.1.1 电磁环境测量仪器

我国环境保护行业标准 HJ/T 10.2—1996《辐射环境保护管理导则 电磁辐射监测仪器和方法》所称的电磁环境限于非电离辐射。电磁环境的测量按测量场所分为作业环境、特定公众暴露环境、一般公众暴露环境测量。按测量参数分为电场强度、磁场强度、电磁场功率通量密度和无线电干扰等的测量。对于不同的测量应选用不同类型的仪器,以期获取最佳的测量结果。测量仪器根据测量目的分为非选频式宽带辐射测量仪和选频式辐射测量仪。

##### 1.1.1.1 非选频式宽带辐射测量仪

(1) 偶极子和检波二极管组成探头。这类仪器由三个长为2~10cm的正交偶极子天线,端接肖特基检波二极管、RC滤波器组成。检波后的直流电流经高阻传输线或光缆送入数据处理和显示电路;当 $D \ll h$ 时( $D$ 偶极子直径, $h$ 偶极子长度)偶极子互耦可忽略不计,由于偶极子相互正交,将不依赖场的极化方向,探头尺寸很小,对场的扰动也小,能分辨场的细微变化。偶极子等效电容 $C_A$ 、电感 $L_A$ 根据双锥天线理论求得

$$C_A = \frac{\pi \epsilon_0 L}{\ln \frac{L}{a} + \frac{S}{2L} - 1} \quad (9.5-1)$$

$$L_A = \frac{\mu_0 L}{3\pi} \left( \ln \frac{2L}{a} - \frac{11}{h} \right) \quad (9.5-2)$$

式中: $a$ 为天线半径,m; $S$ 为偶极子截面积, $m^2$ ; $L$ 为偶极子实际长度,m。

由于偶极子天线阻抗呈容性,输出电压是频率的函数

$$V = \frac{L}{2} \cdot \frac{\omega C_A R_L}{\sqrt{1 + \omega^2 (C_A + C_L)^2 R_L^2}} \quad (9.5-3)$$

$$\omega = 2\pi f$$

其中

式中: $\omega$ 为角频率; $f$ 频率,Hz; $C_L$ 为天线缝隙电容和负载电容,F; $R_L$ 为负载电阻, $\Omega$ 。

由于 $C_A$ 、 $C_L$ 基本不变,只要提高 $R_L$ 就可使频响大为改善,使输出电压不受场源频率影响,因此必须采用高阻传输线。

当三副正交偶极子组成探头时,它可以分别接收 $x$ 、 $y$ 、 $z$ 三个方向场分量,经理论分析得出

$$\begin{aligned} U_{dc} &= C |K_e|^2 [ |E_x(\rho\omega)|^2 + |E_y(\rho\omega)|^2 + |E_z(\rho\omega)|^2 ] \\ &= C |K_e|^2 |\bar{E}(\rho\omega)|^2 \end{aligned} \quad (9.5-4)$$

式中: $C$ 为检波器引入的常数; $K_e$ 为偶极子与高频感应电压间比例系数; $E_x$ 、 $E_y$ 、 $E_z$ 为分别对应于 $x$ 、 $y$ 、 $z$ 三个方向的电场分量; $\bar{E}$ 为待测场的电场矢量。

式(9.5-4)为待测场的厄米特幅度(Hermitian)。可见用端接平方律特性二极管的三维正交偶极子天线总的直流输出正比于待测场的平方,而功率密度亦正比于待测场的平方,因此经过校准后, $U_{dc}$ 的值就等于待测电场的功率密度。如果电路中引入开平方电路,那么 $U_{dc}$ 值就等于待测电场强度值。偶极子的长度应远小于被测频率的半波长,以避免在被测频率下谐振。这一特性决定了这类仪器只能在低于几吉赫频率范围内使用。

(2) 热电偶型探头。采取三条相互垂直的热电偶结点阵作电场测量探头,提供了与热电偶元件切线方向场强平方成正比的直流输出。待测场强为

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2 + E_z^2} \quad (9.5-5)$$

与极化无关。沿热电偶元件直线方向分布的热电偶结点阵,保证了探头有极宽的频带。沿 $x$ 、 $y$ 、 $z$ 三个方向分布的热电偶元件的最大尺寸应小于最高工作频率波长的1/4,以避免产生谐振。整个探头像一组串联的低阻抗偶极子或像一个低 $Q$ 值的谐振电路。

(3) 磁场探头由三个相互正交环天线和二极管、RC滤波元件、高阻线组成,从而保证其全向性和频率响应。环天线感应电势为

$$\xi = \mu_0 N \pi b^2 \omega H \quad (9.5-6)$$

式中: $N$ 为环匝数; $b$ 为环半径; $H$ 为待测场的磁场强度。

(4) 对电性能的要求。使用非选频式宽带辐射测量仪实施环境监测时,为了确保环境监测的质量,应对这类仪器电性能提出基本要求:各向同性误差 $\leq \pm 1\text{dB}$ ;系统频率响应不均匀度 $\leq \pm 3\text{dB}$ ;灵敏度 $0.5\text{V/m}$ ;校准精度 $\pm 0.5\text{dB}$ 。

##### 1.1.1.2 选频式辐射测量仪

这类仪器用于环境中低电平电场强度、电磁兼容、电磁



干扰测量。除场强仪(或称干扰场强仪)外,可用接收天线和频谱仪或测试接收机组成的测量系统经校准后,用于环境电磁辐射测量。

(1) 场强仪(干扰场强仪)。待测场的场强值  $E$  (dB $\mu$ V/m)

$$E = K + V_r(\text{dB}\mu\text{V}) + L(\text{dB}) \quad (9.5-7)$$

式中:  $K$  是天线校正系数,可由场强仪的使用说明文件查得;  $L$  为电缆损耗;  $V_r$  为场强值读数。

场强仪的读数  $V_r$  必须加上对应  $K$  值和电缆损耗  $L$  才能得出场强值,但近期生产的场强仪所附天线校正系数曲线所示  $K$  值已包括测量天线的电缆损耗  $L$  值。

当被测场是脉冲信号时,不同带宽  $V_r$  值不同。此时需要归一化于 1MHz 带宽的场强值,即

$$E = K + V_r + 20\lg \frac{1}{BW} + L \quad (9.5-8)$$

式中:  $BW$  为选用带宽, MHz。

测量宽带信号环境辐射峰值场强时,要选用尽量宽的带宽。相应平均功率密度  $P_d$  ( $\mu\text{W}/\text{cm}^2$ ) 为

$$P_d = \frac{10^{\frac{E-113.77}{10}}}{10q} \quad (9.5-9)$$

式中:  $q$  为脉冲信号占空比。

(2) 频谱仪测量系统。测量系统工作原理和场强仪一致,只是用频谱仪作接收机,此外频谱仪的 dBm 读数须换算成 dB $\mu$ V。对 50 $\Omega$  系统,场强值为

$$E(\text{dB}\mu\text{V}) = K + A + 107 + L \quad (9.5-10)$$

式中:  $A$  为数字幅度计读数。

频谱仪的类型不受限制,频谱仪天线系统必须校准。

(3) 微波测试接收机。用微波接收机、接收天线也可以组成环境监测系统。扣除电缆损耗,功率密度  $P_d$  ( $\text{mW}/\text{cm}^2$ ) 可按式 (9.5-11) 计算

$$P_d = \frac{4\pi}{G^2} 10^{\frac{A+B}{10}} \quad (9.5-11)$$

式中:  $G$  为天线增益(倍数);  $\lambda$  为工作波长, cm;  $A$  为数字幅度计读数, dBm;  $B$  为 0dB 输入功率, dBm。

由上述测试接收机组成的监测装置的灵敏度取决于接收机灵敏度。天线系统应校准。

用于环境电磁辐射测量的仪器种类较多,凡是用于 EMC(电磁兼容)、EMI(电磁干扰)目的测试接收机都可用于环境电磁辐射监测。专用的环境电磁辐射监测仪器,也可用上面介绍的方法组成测量装置实施环境监测。

### 1.1.2 电磁污染源监测方法

环境条件应符合行业标准和仪器标准中规定的使用条件。测量记录表应注明环境温度、相对湿度。

测量仪器可使用各向同性响应或有方向性电场探头或磁场探头的宽带辐射测量仪。采用有方向性探头时,应在测量点调整探头方向以测出测量点最大辐射电平。测量仪器工作频率应满足待测场要求,仪器应经计量标准定期鉴定。

测量时间在电磁污染源正常工作时间内进行测量,每个测点连续测 5 次,每次测量时间不应小于 15s,并读取稳定状态的最大值。若测量读数起伏较大时,应适当延长测量时间。

测量位置取作业人员操作位置,距地面 0.5、1.0、1.7m 三个部位。辐射体各辅助设施(计算机房、供电室等)作业人员经常操作的位置,测量部位距地面 0.5、1.0、1.7m。辐射体附近的固定哨位、值班位置等。

数据处理时求出每个测量部位平均场强值(若有几处读数)。

根据各操作位置的  $E$  值( $H$ 、 $P_d$ )按 GB 8702《电磁辐射防护规定》或其他部委制定的“安全限值”做出分析评价。

## 1.2 电场的测量

### 1.2.1 测量仪器

电场测量的主要设备是场强仪,由传感器(探头)和检测器(包括信号处理回路及表头)两部分组成。场强仪的类型主要有独立式、参照式和光电式三种。

探头的几何尺寸应比较小,不能因其引入而使被测电场中各电极表面的电荷分布有明显的改变。

场强仪所测量的是场强脉动矢量或旋转矢量在探头主轴上的投影。场强仪的读数由校验标定,当电场为正弦量时,读数表示的是场强的有效值。

在均匀电场中校验过的场强仪也可以用于非均匀电场测量,只是这时所测得的仅是场强仪所在位置的场强。

#### 1.2.1.1 独立式场强仪

独立式场强仪的探头常由两个互相对称的电极组成,其形状如图 9.5-1 所示。这两个电极互相绝缘,又互相靠得很近,可以视为一对偶极子。

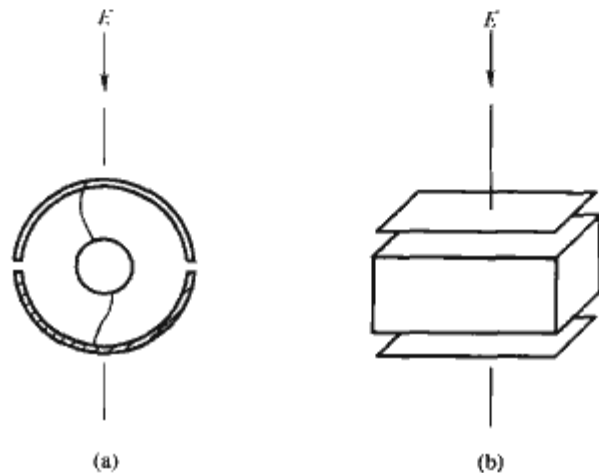


图 9.5-1 独立式场强仪的探头

(a) 球形探头; (b) 平行板探头

在均匀电场中偶极子所感生的电荷或者电流与场强有如下关系

$$Q = KE \quad (9.5-12)$$

$$I = K\omega E \quad (9.5-13)$$

式中:  $K$  为比例系数,与偶极子的几何形状、尺寸有关,通常由校验确定;  $Q$  为感应电荷的有效值;  $E$  为电场强度;  $I$  为感应电流;  $\omega$  为角频率。

从式 (9.5-12) 和式 (9.5-13) 可知,只要测出偶极子探头上的感生电荷或者感生电流,就可以得到相应的场强。独立式场强仪就是依据这个原理工作的。

独立式场强仪一般以干电池为工作电源,测量时用绝缘支撑引入被测电场。

#### 1.2.1.2 参照式场强仪

参照式场强仪探头的结构如图 9.5-2 所示,它由置于薄绝缘板上的平板电极和接地保护电极组成。保护电极的宽度至少应为平板电极边长的 6%,探头的厚度不超过其边长的 3.5%。探头与检测器常常是分离的,两者之间用同轴屏蔽电缆连接。

参照式场强仪常以“地”为参考电位,其工作原理与独立式场强仪相仿,即式 (9.5-12) 和式 (9.5-13) 的关系依然存在,这时系数  $K$  与探头的面积有关。

参照式场强仪可用来测量地平面处的场强。在非均匀电



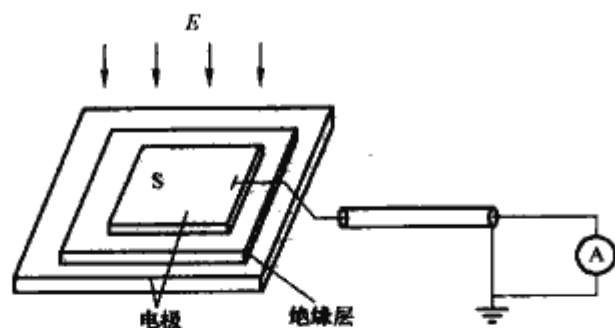


图 9.5-2 参照式场强仪探头的结构

场中测量的是探头表面的场强。

### 1.2.1.3 光电式场强仪

目前所用的光电式场强仪一般应用介质晶体探头（见图 9.5-3）在电场中的（Pockels）效应来确定电场强度，其探头尺寸通常很小（2cm 左右），探头和检测器之间无电气连接，仅用光纤相连，故探头的引入对被测电场的影响极小。

当介质晶体按一定方向放入电场时，由于电场的作用，晶体对偏振光的折射率发生变化，这种变化的大小与电场强度成正比，即透射光  $I_0$  和入射光  $I_i$  之比为

$$I_0/I_i = (1 + \sin M)/2 \quad (9.5-14)$$

其中  $M = E/F_0, F_0 = \lambda/(2\pi n^3 cL)$

式中  $\lambda$  为光的波长； $n$  为晶体的折射率； $E$  为晶体内的电场强度； $L$  为晶体的厚度； $c$  为光电系数。

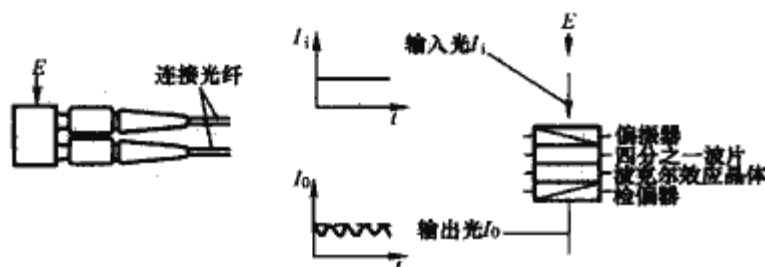


图 9.5-3 光电式场强仪探头及其应用原理示意图

由式 (9.5-14) 可知，光调制的大小反映了晶体内部场强的数值，从而也间接测量了外部电场的场强。

因独立式场强仪和光电式场强仪不需要参考电位，故可用来测量离地不同高度处的空间场强。

## 1.2.2 测量方法

### 1.2.2.1 三相输电线路下电场的测量

一般来说，三相输电线路的电场矢量在空间以一个椭圆轨迹作旋转。然而，在地平面处旋转矢量则变成了垂直于地面的脉动矢量。

在三相输电线下，离地面 0~2m 高的范围内，电场的水平分量不大；电场垂直分量随着离线路中心线水平距离的不同而改变，但对地高度变化时，垂直分量变化很小。故可以认为三相输电线下离地 0~2m 高处的电场为垂直于地面的均匀场。因而在地面附近测量输电线路电场时，探头的主轴方向应取垂直方向。

用独立式或者光电式场强仪测量高于地面的空间场强时，场强仪探头中心对地高度应该大于它的最大对角线的 2 倍，并应注明测试点离地的高度。

测量地点应比较平坦，且无多余物体。对不能移开的物体，应该记录其尺寸及与线路的相对位置，并应补充测量离物体不同距离处的场强。探头与永久性物体之间的距离应该大于它的最大对角线的 2 倍。

测试人员的存在会使被测电场发生畸变，称之为邻近效应，此邻近效应与探头的高地高度、测量人员的身高、测量人员与探头之间的距离等参数有关。邻近效应造成的影响要

求小于 3%。测试人员应该离开探头一定距离，站在电场最低的区域中。当邻近效应超过 3%，应该加以说明。

### 1.2.2.2 变电站电场的测量

变电站中的电场分布与输电线路下的不同，地面附近已不再是均匀电场。而且在邻近接地体附近，场强的水平分量不容忽视。故在变电站内不但应测量离地一定高度处的空间场强，而且要测量地平面处的场强。为全面反映人体在电场中的感应，一般还需要测量人体的感应电流。

用独立式场强仪测量邻近构架等接地物体附近的空场强时，应使探头中心与构架等表面最小距离大于探头最大对角线的 4 倍。在变电站内进行电场测量时应遵守高压设备附近工作的安全规程。

### 1.2.3 影响电场测量准确性的因素

影响电场测量准确性的因素主要有以下几点：

(1) 绝缘支撑物的泄漏。无论用手柄或者支架等绝缘支撑物将场强仪引入被测电场，其泄漏引起的误差均很小。但存在污秽或者潮湿的作用时，绝缘支撑物对地泄漏会造成误差，这种误差可在三相输电线下转动探头来确定。理论上，当场强仪的电气轴线垂直于电场椭圆面平面时，电场为零，若场强仪有读数，即可认为是泄漏造成的误差。

(2) 湿度。比较大的湿度会在场强仪的传感器电极之间造成明显的泄漏电流，从而造成误差。因此，测量应在相对湿度不超过 80% 时进行。若湿度大于 80%，则应加以说明，并对结果加以修正。其误差可在环境可控的实验室内用电流注入法加以确定。

因此，场强仪及其绝缘支撑物应保持干燥、清洁状态。

(3) 温度。当温度从 0℃ 增到 40℃，指针式仪表头场强仪的误差会高达 8% 左右。若测量时的温度与校验时明显不同，应加以说明。必要时应将场强值矫正到相应温度下的数值。与湿度的影响一样，其误差可在环境可控的实验室内用电流注入法加以确定。

(4) 读数误差。用独立式场强仪进行测量时，为避免邻近效应，应在远离探头处读数，这时若用指针式表头作为指示装置，其读数误差会较大。

(5) 仪表的倾斜。用指针式表头的场强仪测量，会因场强仪的倾斜而带来误差。故测量时应注意场强仪的方向，并将场强仪放平稳。

因此，建议采用数字式指示装置为佳。

## 1.3 磁场的测量

### 1.3.1 测量仪器

测量工频磁场的仪器比较少，常用的有两种：

(1) 磁感应效应仪表。工频磁场磁感应强度可以采用电屏蔽线圈组成的磁场探头与电压表一起测量。这种线圈型磁探头的工作原理是基于法拉第电磁感应定律。

(2) 磁光效应仪表。这种仪表是利用磁场对光和光磁的相互作用而产生的磁光效应来测量磁场。它利用的是光纤技术。磁光效应仪表已经用于测量  $10^{-4} \sim 10^{-1} \text{ T}$  的磁感应强度。这种仪表同样也应进行校准。

### 1.3.2 测量方法

工频磁场的测量一般可以采用电磁感应法或霍尔效应法，这里主要介绍电磁感应法。

#### 1.3.2.1 测量原理

根据法拉第电磁感应定律，探测线圈放入磁场中，当穿过线圈的磁通变化时，线圈中将产生感应电动势



$$e = -\frac{d\psi}{dt} \quad (9.5-15)$$

探测线圈比较小,一般采用多匝平面线圈,可以认为穿过每匝平面线圈的磁通量都相等,均为 $\psi$ ,则 $\psi = N\phi$  ( $N$ 为探测线圈匝数)。当线圈平面与被测磁场垂直时,式(9.5-15)可以写成

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} = -NS \frac{dB}{dt} \quad (9.5-16)$$

式中: $S$ 为探测线圈的面积。

工频磁场中 $B = B_0 \sin \omega t$ ,代入式(9.5-16)可得

$$e = -N\omega S B_0 \cos \omega t \quad (9.5-17)$$

感应电动势与待测磁感应强度成正比,因此可以通过测量探测线圈中的感应电动势来测定待测磁场。

### 1.3.2.2 测量仪器的配置

工频磁场测量仪器由探测线圈和一个交流电压表组成。探测线圈采用结构比较简单的平面多匝线圈即可。对于正方形的平面探测线圈,边长一般为6cm,为了避免周围电场在线圈中引起感应电流,可采用电屏蔽的探测线圈。

选择交流电压表时,一方面要考虑灵敏度,根据待测磁场的强弱,可以根据以上公式确定仪表的灵敏度;另一方面,为了使探测线圈中感应电流产生的反向磁场足够小,交流电压表的内阻应该比较大。

### 1.3.2.3 工频磁场的测量

工频磁场通常在地面上1m高处进行测量,在其他高度上测量应说明测试点的高度,为了避免测量受到干扰,磁性材料或非磁性的导电物体离测试点的距离应大于该物体最大尺寸的3倍。测量时探测线圈平面与磁场垂直。可在水平面内绕垂直轴线转动线圈,寻找电压表指示最大时线圈的位置;然后在水平面内绕自身的轴线转动线圈,再寻找电压表指示最大时线圈的位置。反复调整位置,使电压表的指示最大,然后读取电压表的指示值,由经过校准的 $U-B$ 曲线即可得到被测磁场的值。

### 1.3.3 影响磁场测量准确度的因素

(1) 近距离的影响。为了避免扰乱磁场,磁性材料或者非磁性导电的物体应与探头保持一定距离,至少应为该物体最大尺寸的3倍,如果相距太近会影响测量的准确性。

(2) 感应电流的影响。为了避免周围电场引起感应电流,最好将探头进行静电屏蔽。

(3) 温度的影响。温度对检测仪器和仪表构件的机械平衡有一定的影响,有可能引起某些误差。

## 2 合成电场和离子电流密度的测量

### 2.1 合成电场的测量

测量直流输电线路下的合成电场,需要用特制的旋转电场仪,该电场仪一方面要能准确测量合成的直流电场;另一方面又能把截获的离子电流泄流入地,并尽量小的影响正常读数。该电场仪探头由每隔一定角度并有若干扇形孔的两个圆片组成,两圆片同轴安置,两者间隔开一定距离并相互绝缘,上面圆片随轴转动并直接接地,下面圆片固定不动并通过一电阻接地。图9.5-4给出了旋转电场仪测量原理示意图。当动片转动时,直流电场通过转动圆片上的扇形孔,时而作用在定片上,时而又被屏蔽。这样在定片与地之间产生一交变的电流信号。该电流信号与被测直流电场成正比,通过测量该交变的电流可以知道直流电场的大小。可以用数学公式说明如下。

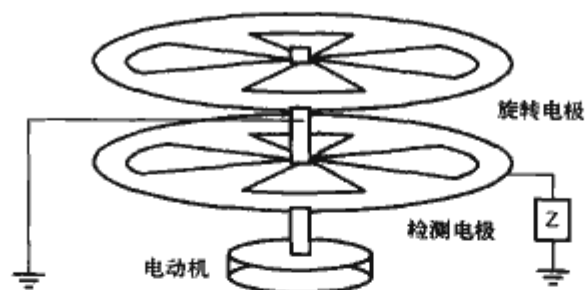


图 9.5-4 旋转电场仪测量原理示意图

假设圆片上共有 $n$ 个扇形孔,每个扇形孔面积为 $A_0$ ,上面圆片转动的角速度为 $\omega$ 。这样当上圆片转动时,下面圆片暴露于直流电场的总面积 $A$ 随时间的变化为

$$A(t) = nA_0(1 - \cos \omega t) \quad (9.5-18)$$

若被测直流电场的场强为 $E$ ,空气的介电系数为 $\epsilon_0$ ,则定片上感应的电荷 $Q(t)$ 为

$$Q(t) = \epsilon_0 E A(t) \quad (9.5-19)$$

由此可以求得由直流电场感应的电流为

$$i_e(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \epsilon_0 E n^2 A_0 \omega \sin \omega t \quad (9.5-20)$$

通过测量 $i_e(t)$ 可以知道合成电场 $E$ 。

还需要指出的是,沿电力线移动的离子电流,也通过转动圆片上的扇形孔进入定片,若离子电流密度为 $J$ ,则进入到下面固定圆片的离子电流为

$$i_j(t) = J A(t) = nA_0 J (1 - \cos \omega t) \quad (9.5-21)$$

进入固定圆片的电流 $i(t)$ 是由离子电流 $i_j(t)$ 和感应电流 $i_e(t)$ 两个分量组成,其感应电流 $i_e(t)$ 和 $i_j(t)$ 相角正好差 $90^\circ$ 。按理,如能准确区分和测量 $i_e(t)$ 和 $i_j(t)$ 两个分量,利用该仪器可同时用来测量合成电场 $E$ 和离子电流密度 $J$ ,但由于旋转电场仪的 $A$ 值小,致使 $i_j(t)$ 很小,无法由此准确求得 $J$ 值。由于 $i_j(t) \ll i_e(t)$ , $i_j(t)$ 的存在对 $i_e(t)$ 读数影响小,即 $i(t) \approx i_e(t)$ ,故可以由此确定合成电场 $E$ 值。

### 2.2 离子电流密度的测量

在高压直流输电系统中,当导线表面电位梯度超过一定临界值后,会引起导线周围的空气电离,产生电晕现象。直流线路电晕由于电压作用形式和交流不同,它的发展过程和交流电晕有很大差别。直流线路发生电晕时,由于导线电压极性是固定的,在两极导线电晕产生的带离子中,与导线极性相反的离子被拉向导线,而与导线极性相同的离子将背离导线,这样两极之间和极导线与大地间的整个空间将充满带离子。离子流密度( $J$ )可以用来表示单位面积内流过的电荷总量,其单位为 $A/m^2$ 。

离子电流密度可通过测量对地绝缘的金属板截获的电流来测量,为了避免金属平板边缘对电场畸变造成测量误差,金属板四周应有一圈一定宽度的金属接地环。试验表明如果没有四周的接地屏蔽环,即使金属板的面积很大,误差都在12.5%以上;接地屏蔽环的宽度与金属板离地高度的比值愈大、金属板离地面的高度愈小,测量误差愈小。为了减少微弱电流测量带来的误差,金属板的面积应足够大,使其截获的离子电流数值能在当前测量仪表量程范围以内。

通过测量进入中部接收电极的离子电流来测量离子电流密度。进入吸收电极的离子电流可用两种方法测量:一种方法是将接收板通过一个能测量微弱电流的电流表接地,直接测量电流,目前市面出售的数字精密弱电流表的内阻约 $1k\Omega$ 实际上是通过测 $1k\Omega$ 上的压降来读数的;另一种方法是将接收板与地间并联一个电阻,通过测量该电阻上的压降,来得到流过的电流。并联的电阻在精密数字电压表能读数的条



件下, 应尽可能的小, 若阻值过大, 被接收板接收的离子电荷不能很快释放, 导致读数误差。该电阻可以是  $1\text{k}\Omega$  或  $1\sim 10\text{k}\Omega$  间。

### 2.2.1 Wilson 金属盘

直流线路附近离子流的垂直分量可以由一个金属盘和静电计相结合的平台测量得到, 该金属盘又称为 Wilson 金属盘, 放置在与地平面相平的位置, 如图 9.5-5 所示。在整个金属盘区域的平均电流密度  $J$  可由式 (9.5-22) 得到

$$J = \frac{I}{A} \quad (9.5-22)$$

式中:  $I$  为测量得到的电流;  $A$  为金属盘的面积。

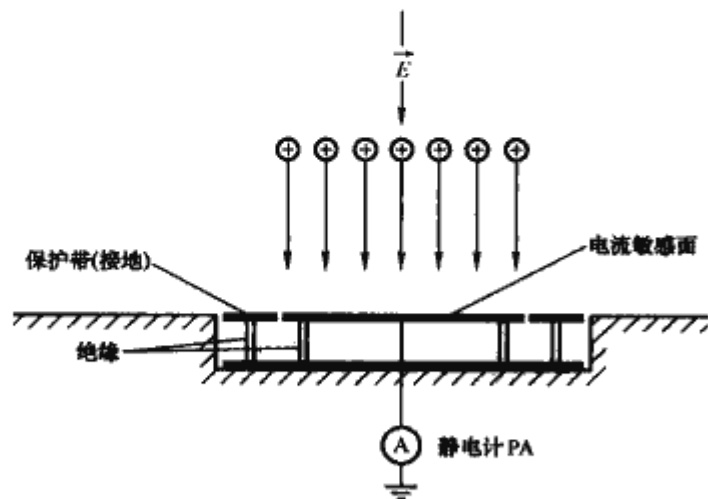


图 9.5-5 离子流测量仪器示意图

Wilson 金属盘要与大地绝缘, 但它通过静电计的连接使其保持地电位。一般说来, Wilson 金属盘的尺寸为  $1\text{m} \times 1\text{m}$ , 如果需要, 可以增加 Wilson 金属盘的表面积来增强电流密度测量的敏感性。

用于户外的小于  $1\text{m}^2$  的 Wilson 金属盘也可以用于户内测量, 例如, 由铜包印刷电路板制成的  $10\text{cm} \times 10\text{cm}$ , 厚度为  $0.157\text{cm}$  的 Wilson 金属盘可以用来测量平行板仪器中的电流密度。

### 2.2.2 仪器的校准

Wilson 金属盘测量系统的校准需要知道敏感区域面积  $A$  和测量得到的电流的不确定性。为了减小  $A$  的不确定性, 可以尽量减小金属盘与保护带之间缝隙的宽度, 敏感区域  $A$  可以延伸到缝隙的中点处。静电计可以通过电流注入电路校准, 该电路由一个合适的电阻、直流电源和精确的电压表构成, 图 9.5-6 是校准电路的示意图, 电流由欧姆定律  $I=U/R$  计算得到。

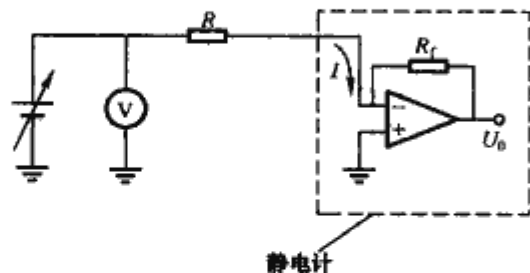


图 9.5-6 静电计校准电路的示意图

### 2.2.3 直流线路离子流密度测量

为完整反映地面离子流密度的特性, 不仅要测量其线路下最大值, 还要测量其横向分布。一般在试验线路中段远离杆塔的位置, 在线路垂直方向地面上布置多块 Wilson 金属盘来测量离子流密度的横向分布。各 Wilson 金属盘输出信号可以引至一台多路信号采集设备统一进步数据获取, 也可

以分别用单路采集设备进行 A/D 转换后通过数据总线传回控制室。

地面离子流密度受天气条件 (风速、降水、温度、湿度等) 影响很大, 所以一般需要长期测量, 通过统计方法得到不同天气、不同气候条件下离子流密度的特性。积累大量数据后可以总结出离子流密度在何种天气条件下出现最大、最小或中等值的规律。需要注意的是, 在长期测量时, 应当安装可自动获取和保存数据的系统以监控离子流密度信号, 并且通过传感器获得并记录天气条件信息。

在测量实际直流线路下地面离子流密度时, 长期监测的条件很难达到, 往往也并不需要获得很全面的数据信息, 此时可以在一星期内对线路下少数位置进行短期测量。这就需要将 Wilson 金属盘、数据采集系统和天气传感器设计得更紧凑便携。

### 2.2.4 户内离子流密度测量

由于在户内不会出现诸如风、雨、雾等天气因素的影响, 因此相对空气湿度和空气组成等参数不会有太大变化, 从而对于一个固定尺寸和给出电压的电极来说, 离子流密度应保持一个常数。对于这种情况, 可以假设和产生离子过程有关的参数都不随时间变化, 从而可以通过地面离子流密度的短期测量来反映长期的离子流密度大小。

### 2.2.5 测量注意事项

在户外长期测量过程中, 应当定期检查仪器的工作情况, 并对其进行校准。尽管离子流密度测量很直接, 但系统误差也会影响其精确性, 如果由于雷云放电造成金属盘表面电场发生变化, 将会再产生一个位移电流, 这种情况下, 无法将此位移电流和要测量的传导电流分开。

在某些情况下, 如为了减小植物、昆虫、降水对 Wilson 金属盘的影响, 将金属盘放在地面以上, 这将会导致测量误差, 此时, Wilson 金属盘表面的离子流密度将会增加, 如图 9.5-7 所示。图 9.5-8 是对 Wilson 金属盘放在地面上方情况的误差修正。

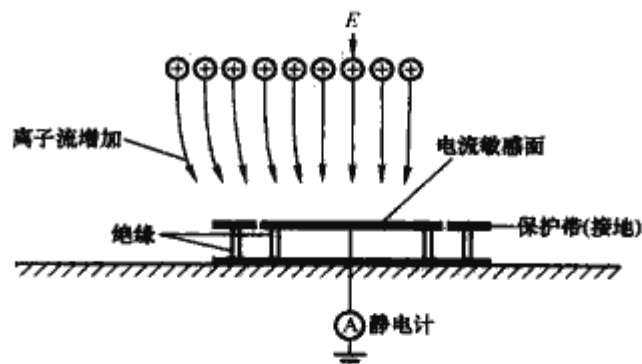


图 9.5-7 Wilson 金属盘在地面以上情况示意图

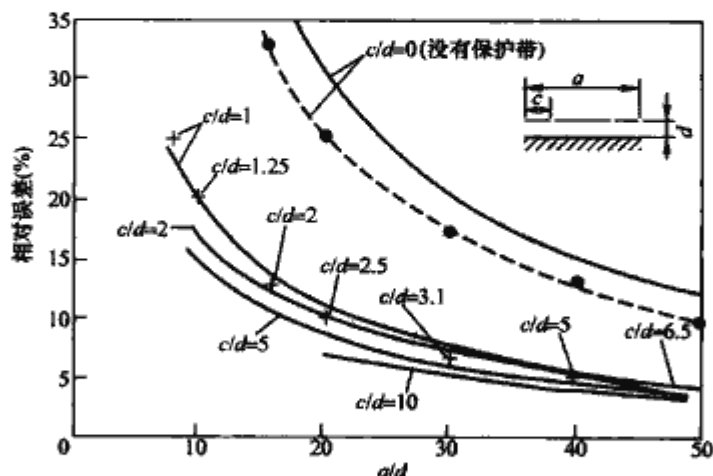


图 9.5-8 Wilson 金属盘放在地面上方情况的误差修正



Wilson 金属盘和绝缘处有冰雪堆积时都会对测量系统产生影响,因此在 Wilson 金属盘内配备一些加热元件将会阻止冰雪的堆积,也会降低绝缘缝隙处的漏电流。

### 2.3 自动测量系统

交流输电线路只要线路电压稳定不变,线下工频电场分布是稳定的,可只用一块场强表垂直线路方向逐点测量工频电场。而直流输电线路下的合成电场和离子电流密度的分布,即使线路电压稳定不变,它们的分布也是随时变化的。这是因为影响直流线路导线电晕放电的因素很多,产生的空间带离子,以及带离子运动的随机性很大,因此,合成电场和离子电流的分布将随时在改变。

直流输电线路合成电场和离子电流密度通常要用多套仪器同时测量,一般是在直流输电线路档距中间,垂直线路方向每隔一定距离放置一台旋转电场仪和离子电流密度测量板。若要全面给出直流线路线下合成电场和离子电流密度分布,一般需同时放置 20 余套测量设备,图 9.5-9 给出相应的示意图。

由于电晕放电受季节、气象条件和导线表面状态多种因素影响,随机性很大,电晕放电形成的离子在空间的运动又会受到多种因素影响,以致合成电场和离子电流密度随机性很大,故需要进行较长时间连续测量,给出统计分布。

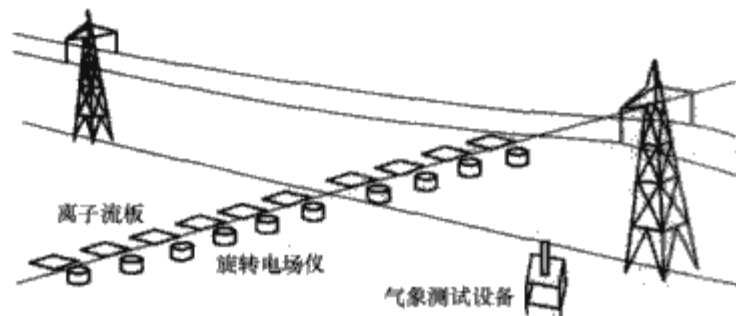


图 9.5-9 直流输电线路合成电场和离子电流测量示意图

整个测量系统主要由以下三部分组成:

- (1) 各类测量仪表。包括多台旋转电场仪、多台离子电流密度测量板、风速风向仪、温度、湿度和气压计等。
- (2) 数据收集系统。将上述仪表测试的数据(几十个数据),每隔一定时间(如几秒钟)逐个采集一次并储存起来。同时应将上面测量中非电数据,如风速风向、温度、湿度等转变为电信号。
- (3) 数据处理系统。将上述测量得到的大量数据,按不同需要通过计算机进行处理并给出结果,如给出不同季节、不同气象条件或某特定时段的平均值和不同概率的统计分布曲线等。

## 3 无线电干扰测量

### 3.1 测量仪器

一台无线电噪声计基本上就是一台经过校准的无线电接收机,它的作用就像一个有选择性的无线电频率电压表,通带为  $\Delta f = \Delta\omega/2\pi$ , 其中心频率  $f_0 = \omega_0/2\pi$  可调谐在任一频率上。

图 9.5-10 的框图表示了信号处理回路。如图 9.5-10 中所举的例子,分得很开的脉冲[图 9.5-10 (b)]经过射频(RF 输入)而进入无线电噪声计。每个脉冲可看作是一个具有各种频率成分的频谱发生器。射频放大器对此频谱的较

窄部分进行放大,这由放大器的频带宽度  $\Delta f$  来决定。放大器的输出是一连串的调制振荡脉冲[图 9.5-10 (c)],该振荡频率就是无线电噪声计的调谐频率。这些脉冲的包络线具有一个峰值  $A$ ,它与放大器的频带宽度成正比;同时,该包络线还具有一个宽度  $W$ ,它与频带宽度成反比。

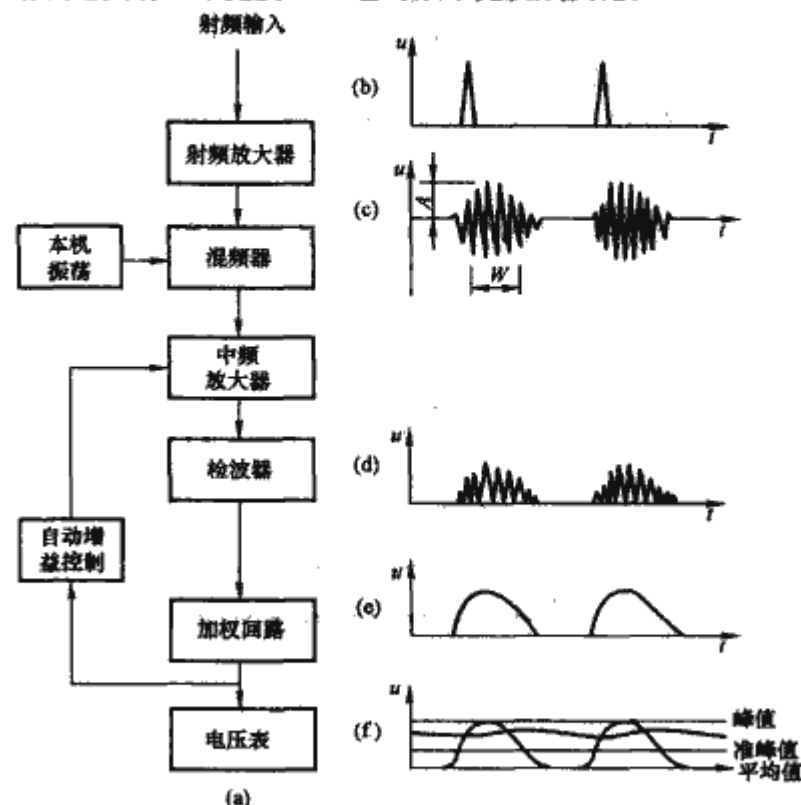


图 9.5-10 信号处理回路

(a) 信号电路图; (b) 射频输入; (c) 射频输出;  
(d) 检波器中间极; (e) 检波器输出; (f) 加权回路输出

在混频器内,脉冲振荡频率被转换成中频(IF),这些脉冲通过中频放大器,其输出又仍然为一连串的振荡脉冲。

然后,这些脉冲进入检波器内,由检波器对它进行整流[图 9.5-10 (d)],并滤去高频分量,只剩下脉冲的单边包络线[图 9.5-10 (e)],将它送入加权回路。这些加权回路(它常被看作是检波器的一部分)确定电压表的读数究竟是包络线的峰值,还是包络线的平均值或是某些中间准峰值[图 9.5-10 (f)]。通常,使用一个自动增益控制使中频放大器的增益在强信号时有所降低,以使电压表指针的偏转与输入信号振幅的对数值成正比。电压表经过校准后,指示的是一个其频率等于无线电噪声计调谐频率的正弦波输入信号的有效值,以  $\mu V$  和 dB (以  $1\mu V$  为基准)表示。例如,假设当噪声计调谐到 1MHz 时,某一噪声输入导致表计指针偏转  $\alpha$ ,如果现在以 1MHz 的正弦波电压置换输入的噪声,并调整该电压使表计指针同样偏转  $\alpha$ ,则原来的噪声电平可定义为正弦波电压的有效值,同时在表计的刻度盘上划上相应的刻度。

由于人对电磁噪声的响应特性是:①人的听觉器官可接受持续时间为 0.5~1ms 的脉冲,持续时间小于 0.5ms 的孤立脉冲,对人的听觉不产生效果;②脉冲终止后,听觉器官对脉冲效应完全消失需要 160~200ms;③人的听觉器官对脉冲强度的响应,随重复频率的升高而增强。因此,测量无线电干扰通常使用准峰值检波器。

图 9.5-11 是准峰值检波器加权回路的接线图。所输入的噪声经过滤波放大和检波后,通过电阻  $r$  向电容  $C$  充电;当脉冲结束时,电容  $C$  由通过放电电阻  $R$  放电。充电和放电的时间常数是这么确定的:它使电容器上的电压在一个低于进入检波器的脉冲峰值的数值上漂浮,因此名为准峰值。



准峰值的输出电压  $u_1$  由电压表显示。同时，准峰值的读数与输入噪声脉冲的重复频率有关。脉冲重复频率低，电容器上的电压也低；脉冲重复频率增加，准峰值读数也随之增加。在较高的重复频率下，准峰值将接近于峰值。图 9.5-12 表示了两种无线电噪声计的准峰值读数随电晕电流脉冲重复频率的变化。显然，噪声计对于噪声的这种显示，能与人们所感到的不舒服的心理效应更加符合，因为在实际中由重复性噪声引起的烦恼程度，不仅由噪声的峰值决定，而且也与噪声脉冲的重复率有关。用准峰值测量时，一个重复率高的噪声串的值要高于重复率低的噪声串的值，如按峰值测量，两者的指示将一直不能反映出这种变化。

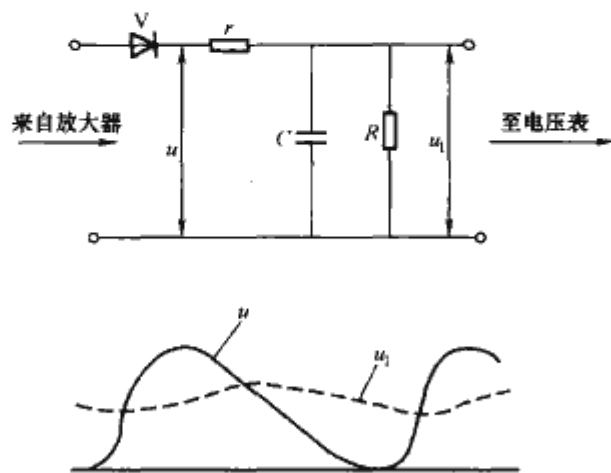


图 9.5-11 准峰值检波器加权回路接线图  
标么值(dB)

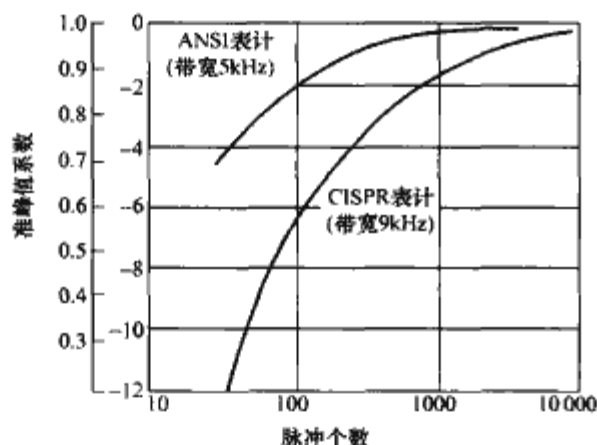


图 9.5-12 两种无线电噪声计的准峰值读数  
随电晕电流脉冲重复频率的变化

目前，国际上的无线电噪声仪的型号很多。表 9.5-1 为国际无线电干扰特别委员会（CISPR）对测量仪器主要特性的规定。在美国和加拿大，一般使用美国国家标准协会（ANSI）的标准仪器。在测量 30MHz 以下的无线电干扰时，ANSI 仪器的准峰值检波器的充电时间常数为 1ms，放电时间常数为 600ms；当测量 30MHz 以上的无线电干扰时，ANSI 仪器和 CISPR 仪器的时间常数是相同的。

应当指出，干扰测量仪器的通带宽度与通常的无线电广播接收装置的通带几乎是相同的。

表 9.5-1 CISPR 无线电干扰仪的主要特性

使用频率(MHz)	0.15~30	25~1000
6dB 时的宽度(kHz)	9	120
准峰值电压表的充电时间常数(ms)	1	1
准峰值电压表的放电时间常数(ms)	160	550
临界阻尼指示仪表的机械时间常数(ms)	160	100

## 3.2 测量方法

### 3.2.1 高压架空送电线、变电站无线电干扰测量

#### 3.2.1.1 GB 7349—2002《高压架空送电线、变电站无线电

干扰测量方法》

GB 7349—2002 规定了测量高压架空送电线、变电站产生的无线电干扰的方法，适用于电压等级为 500kV 及以下正常运行的高压架空送电线、变电站、频率范围为 0.15~30MHz 的无线电干扰测量。

测试仪器必须使用符合 GB/T 6113.1《无线电干扰和抗扰度测量设备规范 基础》的要求，持有效计量检定证书的仪表；使用准峰值检波器；使用具有电屏蔽的环状天线或柱状天线。使用记录器时，必须保证不影响测试仪的性能及测量准确度。

每次测量前，按仪器使用要求，对仪器进行校准。由于使用柱状天线测量架空送电线路的无线电干扰场的电场分量容易受到其他因素的影响，所以应优先采用环状天线。环状天线底座高度不超过地面 2m，测量时应绕其轴旋转到获得最大读数的位置，并记录方位。在使用柱状天线测量时，柱状天线应按其使用要求架设，且应避免柱状天线端部的电晕放电影响测量结果。如发生电晕放电，应移动天线位置，在不发生电晕放电的地方测量，或改用环状天线。测量人员和其他设备与天线的相对位置应不影响测量读数，尤其在采用柱状天线时。

参考测量频率为  $0.5(1 \pm 10\%)$  MHz，也可用 1MHz。为了避免在单一频率下测量时因线路可能出现驻波而带来的误差影响，应在干扰频带内对各个频率进行测量并画出相应的曲线，测量可在下列频率或其附近频率进行：0.15, 0.25, 0.50, 1.0, 1.5, 3.0, 6.0, 10, 15, 30MHz。

测量地点选在地势较平坦，远离建筑物和树木，没有其他电力线和通信、广播线的地方，背景场强至少比来自被测对象的无线电干扰场强低 6dB。背景场强的测量，可以在线路停电时进行，或者在距线路 400m 以外进行。沿被测线路的气象条件应近似一致，在雨天测量时，只有当下雨范围为测试现场周围（或方圆）10km 以上时，测量才有效。对于线路，测量点应选在档距中央附近，距线路末端 10km 以上，若受条件限制应不少于 2km，测量点应远离线路交叉转角等点，但在对于干扰实例进行调查时，不受此限制。

对于输电线路，测点选在距边相导线投影 20m 处。

对于变电站，测量点应选在最高电压等级电气设备区外侧，避开进出线，不少于三点：距最近带电构架投影 20m 处；围墙外 20m 处。

在特定的时间、地点和气象条件下，仪表读数是稳定的，测量值为稳定时的仪表读数；若仪表读数是波动的，使用记录器记录或每半分钟测量一次，测量值取 10min 读数的平均值。对使用不同天线的测量读数，应分别记录与处理。

(1) 线路的测量数据。在给定的气象条件下，每次的测量数据，应由沿线近似等分的三个地点的测量数据组成。

(2) 变电站的测量数据。在给定的气象条件下，每次测量由各测量点测得数据做出频谱曲线。

按照上面的测试方法，测量次数不得少于 15 次。在每一种气象条件下，测量次数应与该地区每一种气象条件出现的频度成正比。

#### 3.2.1.2 GB 15707《高压交流架空送电线无线电干扰限值》

GB 15707 规定了高压交流架空送电线在正常运行时的无线电干扰限值，适用于运行时间半年以上的 110~500kV 高压交流架空送电线产生的频率为 0.15~30 MHz 的无线电干扰。

(1) 频率为 0.5MHz 时，高压交流架空送电线无线电



干扰限值如表 9.5-2 所列。

表 9.5-2 无线电干扰限值 (距边导线投影 20m 处)

电压(kV)	110	220~330	500
无线电干扰限值[dB( $\mu$ V/m)]	46	53	55

(2) 频率为 1MHz 时, 高压交流架空送电线无线电干扰限值为表 9.5-2 中数值分别减去 5dB( $\mu$ V/m)。

(3) 0.15~30MHz 频段中其他频率的限值以及距边导线投影不为 20m 处测量的无线电干扰场强需要按标准中给出的方法予以修正。

按照 GB 7349 规定的方法得出的无线电干扰场强, 应满足限值要求; 也可只在好天气下测量, 无线电干扰场强测量值应满足限值要求。

测量时应同时监听测量仪的音频输出, 以保证测量结果不受其他强干扰源如火花放电、线路载波等的影响, 必要时应在高压交流架空送电线的两侧都进行测量。

在使用杆状天线测量时, 应避免杆状天线端部的电晕放电影响测量结果。如发生电晕放电, 应移动测量仪及天线位置, 在不发生电晕放电的地方测量, 或采用环状天线。

### 3.2.2 交流电气化铁道电力机车运行产生的辐射干扰的测量方法

GB 15708 规定了交流电气化铁道电力机车运行产生的无线电辐射干扰的测量方法及数据处理方法, 适用于单相工频 25kV 交流电气化铁道电力机车运行产生的无线电辐射干扰的地面测量。适用的频率范围为 0.15~30MHz 及 30~1000MHz。

#### 3.2.2.1 基本方法

无线电辐射干扰场强值的测量用准峰值测量仪, 其技术指标应符合 GB 6113《电磁干扰测量仪》的有关规定。0.15~30MHz 频段的参考测量频率为 1MHz, 可在 1MHz $\pm$ 10% 的范围内进行测量。30~1000MHz 频段的参考测量频率为 150MHz, 可在 150MHz $\pm$ 10% 的范围内进行测量。

测量天线应符合 GB 6113 中对天线的要求。天线方向图的主瓣应对准铁道。在 0.15~30MHz 频段, 使用直立环形天线或直立框形天线, 天线的中心高于地面 1m。在 30~1000MHz 频段, 使用对称偶极天线或其他高增益宽带天线, 天线振子的离地高度为 3m $\pm$ 1m。

单线电气化铁道的基准测量距离: 天线距轨道中心 20m。双线电气化铁道的基准测量距离: 天线距邻近的一股轨道中心 20m。对电气化铁道无线电辐射干扰进行测量的位置, 选择在电气化铁道正常运营线路的区间或其他特殊区段。测量场地点应位于低填浅挖地势平坦地段。测量点 20m 范围内应无 10kV 以下配电线路及建筑物, 测量场地应远离送电线路、公路和其他干扰源; 在基准距离测量时, 测量场地的电磁环境噪声场强至少比来自被测对象的无线电辐射干扰场强的最大值低 12dB。

测量无线电辐射干扰场强时, 应使用记录设备记录测量数据; 记录设备接在干扰场强测量仪准峰值检波电压输出端。使用笔记录仪时, 其机械时间常数应满足 GB 6113 中电能表时间常数的要求。对单线电气化铁道, 在电力机车正常运行情况下, 每次测量的连续记录时间不小于电力机车到达测试点前后各 15s。对双线电气化铁道, 在测试点无会车的情况下, 记录时间与单线电气化铁道相同。出现会车的情况, 两电力机车通过测点的时间大于 24s 时, 按两次记录处理, 应对各次机车运行产生的干扰分别记录, 记录时间与单线电气化铁道的规定相同。如果两电力机车通过测点的时间

差小于 24s, 可连续记录, 作为一次过车处理。相同频率和距离条件的连续测量次数应不少于 8 次。

#### 3.2.2.2 无线电辐射干扰频率特性的测量

无线电辐射干扰的频率特性可以用多台场强仪测量, 其天线应放置在基准距离 20m 处, 同时测量电力机车通过时不同频率的干扰场强。也可用一台场强仪分别对不同频率的干扰场强进行多次测量, 得到干扰场强在不同频率上的电平分布; 测量频率点可根据研究内容和研究对象在 0.15~30MHz 及 30~1000MHz 之间分频段选择。

用多台仪器测量频率特性时, 可以使用共用天线测试系统在天线对应的频段内进行测量。系统配置见图 9.5-13。其中, 放大器在整个测试频段内的增益应为已知, 内部噪声应可以忽略, 其动态范围不小于 GB 6113 对仪器动态范围的要求, 在测量接收机输入端产生的互调产物的电平比被测对象的最大值至少低 12dB。分配器为无源线性网络, 其传输参数应为已知。天线分配器、放大器、天线馈线及连接馈线系统的驻波比不应超过 2。

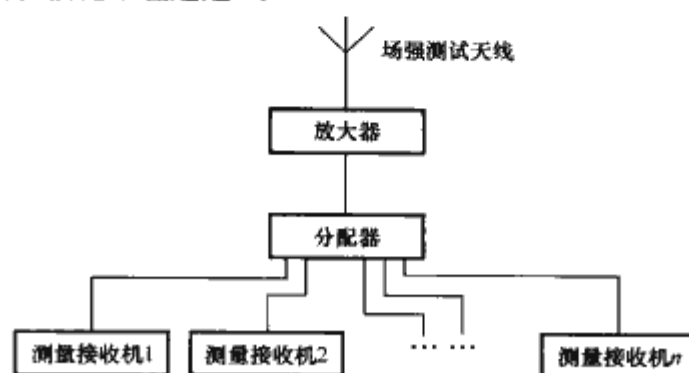


图 9.5-13 共用天线测试系统示意图

#### 3.2.2.3 无线电辐射干扰横向衰减特性的测量

无线电辐射干扰横向衰减特性反映了电气化铁道射频干扰电磁能在向铁道两侧方向传播过程中的衰减情况。横向衰减特性要用多台场强测量仪同时进行测量。各台场强测量仪的天线按照距离倍程的关系, 放置在与铁道垂直的一条直线上。测量点与铁道的距离可选择为 20, 40, 80, 160, 320m 等。

无线电辐射干扰横向衰减特性的数据应该采用瞬间测量值, 即各测量点同时在电力机车通过测点正前方的瞬间取值, 比较各测点在该瞬间测量值的相对关系, 可以得到干扰场强的横向距离倍程衰减量。多台仪器的记录必须保持同步, 并标示出电力机车通过测试点正前方的测量记录值。通过不同频率的测量, 可以得到各个频率的距离倍程衰减量, 综合这些数据, 即可得到电气化铁道电力机车运行产生的无线电辐射干扰横向衰减特性。

在距离电气化铁道较远处的测量点, 电力机车产生的干扰场强最大值应比周围电磁环境噪声场强至少高 6dB。

## 4 可听噪声测量

可听噪声是指输电线路导线周围空气电离放电时所产生的的一种人耳能听得见的噪声。这种噪声将使得超高压和特高压线路附近的居民以及在邻近线路处工作的人们感到烦躁和不安, 严重时会使难以忍受。研究表明, 对 750kV 以上的特高压线路, 可听噪声将成为很突出的矛盾, 本节将主要介绍可听噪声的测量技术。

输电线路可听噪声有两个特征分量, 即①宽频带噪声(碎裂声、吱吱声或滋滋声), 它含有区别于普通环境噪声的明显的高频分量; ②叠加在宽频带噪声上的低频交流声(哼哼声和嗡嗡声), 它是频率为 100Hz (或 120Hz) 及其整数



倍的纯音分量。

宽频带噪声是由导线表面在空气中的电晕放电产生的杂乱无章的脉冲所造成的。当土壤形成的空气粒子被导线表面的电场所充斥时,就发出了这种不规则的爆裂声。特别是在雨中,导线上的水滴在电场力作用下发生形变,形成尖端,在尖端出现强烈的电晕放电,每一个水滴的尖端都是一个强的声压波点源。如果电场力足够大,则电场力有时可克服水滴的表面张力,使其尖端分裂出带电的小水滴。小水滴带有与导线同号的电荷,因而在电场力作用下该带电水滴的充斥是随机的,所以这些声音是一些不规则的爆裂声,其频谱一直延伸到超过声频范围的频率。

另一方面,由于电晕在导线周围产生的正离子和负离子空间电荷,随着交流电压正负半波的交变,被导线以两倍工频交替地排斥和吸引,在每半周内使空气压力变换方向两次,因而引起低频音调的交流声。

虽然这两种噪声成分都是由电晕放电所引起,但由于它们产生的机理不同,在不同电晕模式中它们各自所占的比例是不相同的。在不同的天气条件下,无规噪声和交流声的相对数值是不同的。例如,在雨天会产生很高的无规噪声,交流声较低;而在结冰条件下,与雨天的情况相反,会产生很高的交流声,而无规噪声却很低。

#### 4.1 测量仪器

输电线路产生的可听噪声可以使用一种称为声级计的仪器进行测量,图 9.5-14 为该仪器的基本结构示意图。

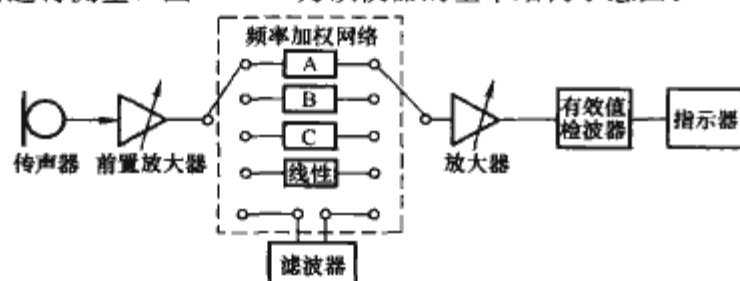


图 9.5-14 声级计的基本结构示意图

声级计可以检测全部的声压级,然而,由于人对噪声的感觉与频率的关系很大,因此这种测量的意义不大。在声级计中,对于所测到的声压(实际上是通过传声器接受噪声,并将声音变换为电压信号送给声级计),一般要通过一个模拟人耳听觉的频率计权网络后再显示出来。

目前使用最普遍的频率计权网络是计权网络 A,用它测量的声压级通常以 dB(A) 表示。这种网络对不同频率声响的修正是与人耳相仿的,对频率低于 1kHz 的声响衰减较大。当用它测量输电线路的可听噪声时,它的频率响应可使 100Hz (或 120Hz) 交流声对 dB(A) 读数的影响忽略不计。因此,网络 A 只表示输电线路无规噪声的特征。

实际上,由于人对不同频率声音的感觉还与声音信号的强度有关,如收听同一音乐节目,当将音箱开大时才会感觉到丰富的低频乐声,开小了则听不到。对于计权网络 A,当听较小的声响(3~50dB) 时是合适的,而对于较大的声压级,如飞机场的噪声等,人耳对于低频的感觉会有所提高。所以,声级计中还配置了称为 B 计权和 C 计权的网络。另外,声级计还设置了不通过计权直接标示噪声声压级的所谓“平坦”响应网络。

在要求对噪声进行更细致的分析时,则使用倍频程带通滤波器及“平坦”响应网络对声音做频谱测定。一个倍频程定义为频带上下频率之比为 2 的带宽。为了更好地确定噪声的成分,还使用具有 1/3 或 1/10 倍频程滤波器的窄频带分

析仪,此时频带上下频率之比则分别为  $\sqrt[3]{2}$  和  $\sqrt[10]{2}$ 。当带宽增加时,对无规噪声测得的声压级与带宽的平方根成正比;对纯音,例如 100Hz 交流声,其测量则与带宽无关。

#### 4.2 测量方法

输电线路可听噪声的特性可以通过在一些特定点处的噪声频谱和噪声随天气条件的变化来描述,可听噪声的特性可以通过短期测量和长期测量得到。为了得到较好的可听噪声统计测量结果,一般需要使用长期自动测量记录系统,长期噪声水平和背景数据的自动获得需要比较复杂的仪器和相应的技术。

##### 4.2.1 短期测量

###### 4.2.1.1 传声器的位置

传声器应安装在离地 1.5m 的高度上,并在垂直于线路的平面内进行测量,传感器的位置应具有代表性。对于 100Hz 的纯音来说,传声器的位置有一个很小的变化,将可能造成测量值变化 20dB 之多,因此在测量过程中应测出关于不同位置的最大值和最小值。传声器的位置应尽可能地选在平坦地区,并要求在其周围没有大的障碍物或垂直的反射平面。如果很难找到理想的平坦地区作为测量点,那么测量应在一个坡度均匀的档距下进行,在记录数据时,一定要包括传声器和周围环境相对于线路位置的详细信息。

为了获得可听噪声的横向分布,测量点应当选在与线路垂直的平面上距离线路不同距离处,建议的位置有线路中心投影处、两边边相投影处、距离边相投影 15, 30, 45, 60m 处。对于所有的测量,传声器应放置在离地 1.5m 的高度上。

###### 4.2.1.2 传声器的方向

如何确定传声器的方向,使其接近理想传声器的响应,这主要取决于传声器的类型和相导线的相对位置。经验表明,当传声器按如下规律放置时,测量结果最为精确。

(1) 对于自由场式传声器,在测量交流线路可听噪声时,其方向应正对着中心导线;在测量直流线路可听噪声时,其方向应正对着正极导线,如图 9.5-15 所示。

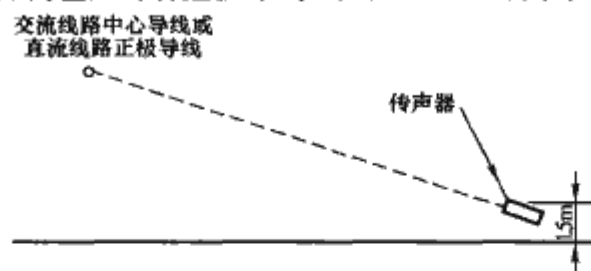


图 9.5-15 自由场式传声器放置方向示意图

(2) 对于声压式传声器,在测量交流线路可听噪声时,其方向应在垂直于线路的平面内,并垂直于中心导线和传声器的连线;在测量直流线路可听噪声时,其方向应在垂直于线路的平面内,并垂直于正极导线和传声器的连线,如图 9.5-16 所示。

(3) 对于无规入射传声器,其方向应竖直放置,如图

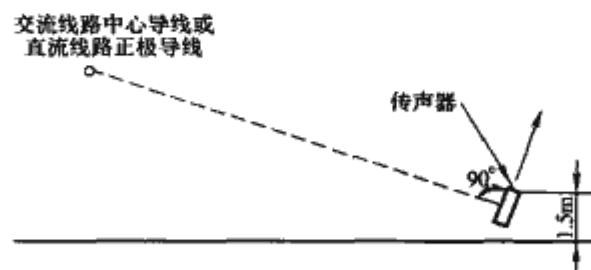


图 9.5-16 声压式传声器放置方向示意图



9.5-17 所示。

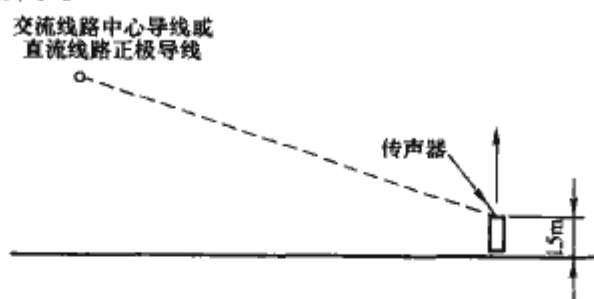


图 9.5-17 无规入射传声器放置方向示意图

#### 4.2.1.3 测量人员位置

传声器应当放在离声级计至少 3m 远的地方，如果在测量点必须手持传声器，那么测量人员应当伸出手去拿着传声器，在这种情况下，操作人员不应处于传声器和传输线路之间。

#### 4.2.1.4 测量建议

对于输电线路的可听噪声测量，一般是测量可听噪声的横向分布。测量地点最好选择在档距中央（垂直于线路的平面上）的地面上。在每个测量点，不可能使用所有的计权网络和倍频程带通滤波器，但至少应分布使用计权网络 A 与“平坦”响应的计权网络以及中心频率为 50, 100, 200, 1000Hz 和 8000Hz 的倍频程频带。

可听噪声测量应当在不同天气条件下进行，对于交流线路的可听噪声，在坏天气下的测量结果要高于好天气下的测量结果，如果可能的话，最好能在不同强度的雨天、雾天和雪天进行测量。对于直流线路的可听噪声，在好天气下的测量结果要高于坏天气下的测量结果，直流线路可听噪声的测量应在不同时刻进行，从而覆盖不同的空气湿度条件。

在研究电晕效应产生的可听噪声时，无论是测量噪声声压级，或是测量噪声频谱，背景噪声都是一个不能忽略的因素。在测量输电线路可听噪声时，不能让背景噪声对其产生影响，典型的周围环境噪声源包括汽车、风和大雨，在一年或一天的某些时段，昆虫、鸟类或青蛙等也会发出噪声。另外，背景噪声与地区特点（城镇、乡村、禁区）有关，也与时间因素（白天、黑夜、季节等）有关。最好的测量条件是背景噪声的声压级比输电线路噪声的声压级至少低 10dB，在此条件下测到的声压级主要来自于线路。如果两者之差较小，则必须从测量的总噪声中扣除掉背景噪声的影响。

在短期人工测量中，需要记录的最少气象信息包括降雨量、风速等；对于直流线路噪声测量，还应记录相对湿度。

#### 4.2.1.5 仪器的校准

在每一次测量前后，应当用便携声学校准装置对测量系统进行校准，在测量期间，超过  $\pm 0.5\text{dB}$  的校准变化应给予记录。

#### 4.2.2 长期测量

为了统计给定位置的可听噪声等级，可以利用长期自动测量的方法。

##### 4.2.2.1 传声器的位置与方向

传声器应按照上节中的方法放置，如果使用了天气防护罩，应该测量并记录其对噪声场的影响。

##### 4.2.2.2 测量建议

对于交流线路可听噪声的测量，需要记录的最小信息包括计权网络 A、降雨速度、风速、温度和相对湿度等，如果可能，应测量 31.5Hz~16kHz 内所有的倍频程频带的声压级。

对于直流线路可听噪声的测量，除了交流测量需要记录

的最小信息外，还必须测量一个高频倍频程频带的声压级，如 8kHz 或 16kHz。同样的，如果可能，应测量 31.5Hz~16kHz 内所有的倍频程频带的声压级。

测量应进行足够长的时间以保证包含了很多种天气情况，一般来说，至少需要几个月，建议测量时间在 1 年以上为最佳。

#### 4.2.2.3 仪器的校准

仪器应定期地进行校准，两次校准之间的时间间隔取决于仪器工作的稳定性，但一般建议至少两星期校准一次。天气防护装置应当经常检查和更换。另外，应当有一个备用的传声器和前置放大器，以防止出现故障，影响测量。

## 5 试验线段

### 5.1 基本用途

试验线段主要用于研究超、特高压输电线路的电磁环境，包括工频电场、直流合成电场、直流离子流场、磁场、无线电干扰和可听噪声等，其具体用途如下：

(1) 用于研究超、特高压输电线路电磁环境，确定适合超、特高压输电线路电磁环境预测方法。

(2) 对所选择的输电线路导线的电磁环境进行考核，为输电线路导线选择提供试验依据。

(3) 在不同布置方式情况下，对超、特高压输电线路导线的电磁环境进行研究，为不同布置方式的输电线路设计提供技术依据。

### 5.2 基本结构

试验线段设备部分一般包括试验变压器、电源发生器、试验线段及门形塔、电晕影响和离子流测试设备及计算机数据采集系统，如图 9.5-18 所示。



图 9.5-18 试验线段示意图

实际线路可近似认为无限长，而试验线段为有限长。用试验线段来模拟实际线段进行测量时，有限长的试验线段存在明显的端部效应，即电压、电流波到达试验线段的端部时，会产生反射波，叠加到原波形上，试验结果必须修正。增加试验线段的长度可减弱这种端部效应，减小试验结果的修正难度，提高试验结果的可信度。日本电力中研士 500kV 直流试验线段长 800m，特高压交流试验线段长 1000m。日本经过大量试验和分析证明，当试验线段长度达到 1000m 时，其噪声试验的测量结果用于实际线路时可不作修正。我国拟建特高压交流单回和双回试验线段长度都为 1000m。可听噪声是特高压输电线路电磁环境中非常重要的问题，建设 1000m 长的直流试验线段，能确保可听噪声这一重要指标测量的准确性。

### 5.3 世界各国试验线段介绍

美国电科院高压输电研究中心(HVTRC)从 1967 年 1 月开始研究 UHV(特高压)，交流电压范围为 1000~1500kV。1977 年，研究工作扩展到直流，最高电压  $\pm 1200\text{kV}$ 。为了研究电晕特性，建设了两条试验线段。

长直流试验线段：从交流三相线段改变而成，长 520m，



双极水平布置,分三段,两边两段为90m,中间线段为340m,单回。线段最主要的辅件是快速改变极间距离的缆索系统,极间距变化的范围为12~43m。

短直流试验线段:长160m,单段单回。极间距变化的范围为18.3、16、13.75、7.5m。

魁北克水电研究院高压试验室,拥有30多年的试验经验,通过了ISO 17025认证,是北美最大的高压试验基地,进行了大量的特高压交、直流的试验研究。

IREQ建造了一个户外的直流试验线段,由一个300m的单段组成,两端的两个锚塔可支撑一个或两个分裂导线;可以进行单相、单极或双极直流试验,绝缘采用了约50片标准瓷绝缘子,单极或双极电压可加至 $\pm 1200\text{kV DC}$ 。

每个终端塔上都设计有可移动的横担,可进行高度调节,导体高度的变化范围在18.3~26m之间,每个间隔1.5m,另外横担上还有不同的连接点,可以允许导体的相(极)间距变化范围为12.2~22.9m,每个间隔1.5m。

日本电力中央研究所(CRIEPI)是日本的电力研究中心,拥有赤城和盐原两个试验场。

CRIEPI试验线段按同塔双回设计,全长750m,门形塔两座,宽61m,高76m。两塔间距310m,为测试区域。导线采用四分裂,盐原试验场还做过上位导线为二分裂,下位导线为六分裂的试验。导线可以沿水平和垂直方向移动,具体变化范围如下:

(1) 高度:下位导线为15~29m,上位导线为26~48m(与标牌不一致);

(2) 水平距离:下位导线为12~30m,上位导线为14~30m。

圣彼得堡直流高压研究院(NIPT)为苏联直流方面的领导院所,研究的领域不仅仅限于直流,在交、直流输电系统中都有较高的权威性。

NIPT的试验线段长700m,有3座试验铁塔,曾做过1150kV AC,  $\pm 750\text{kV DC}$ 输电线路的整套试验。

## 6 电晕笼

### 6.1 基本用途

在超、特高压输电线路电晕特性测试方面,除了试验线段以外,还有一个非常重要的测试工具——电晕笼。与试验线段相比,电晕笼有诸多优点,主要包括投资费用小、试验条件可控性强、被测线路结构调整方便、测量试验方便、试验周期短、可模拟不同天气条件等。而且电晕笼对于电晕损耗、空间离子流、无线电干扰和可听噪声等特高压输电线路电晕特性研究都是可行的,所以电晕笼被称为是局部电晕研究的重要工具。

在研究初期,为了研究各种几何尺寸导线的电晕效应而架设几千米的试验线路和频繁更换导线,从经济角度来说,是不切实际的。因此,国际上的特高压试验基地和类似的研究机构都是从较短的试验线段和电晕笼上取得数据,并将这些数据换算成三相长线路的等值数据。相对于试验线段,电晕笼更为经济和方便,具有诸多优点,如投资费用小,经济有效;试验条件可控性强,可在笼内装备淋雨系统,方便地模拟不同雨量的雨天条件;被测线路结构调整方便,可对不同结构和尺寸的导线进行测量;测量试验方便、试验周期短等。

电晕笼可用于交、直流导线电晕的研究,其具体用途包括:

- (1) 用于研究不同分裂结构导线的表面起晕场强。
- (2) 用于研究不同天气情况、不同大气条件下导线的无线电干扰、可听噪声和电晕损失等电晕特性。
- (3) 用于研究导线电晕宽带模型,指导实际导线设计。
- (4) 用于研究直流导线离子流密度分布情况。
- (5) 用于获得电晕笼激发函数,从而对实际导线的无线电干扰、可听噪声和电晕损失等电晕特性进行预测。

### 6.2 基本结构

在结构上,电晕笼一般分为两层:外层为屏蔽笼,内层为电晕笼。屏蔽笼接地,而屏蔽笼与电晕笼之间用支柱绝缘子连接。两层笼子都采用金属网状结构,电晕笼的材料一般选用不锈钢材料,不仅美观,而且可以避免生锈腐蚀。

在图9.5-19中,由于端部效应,在电晕笼中,线路的端部电场会不均匀,会影响测量结果的准确性。为了解决这个问题,一般要将电晕笼分为三段,中间的一段用于测量,两边的两段用于去除端部效应。电晕笼的截面有方形和圆形,一般以方形居多。

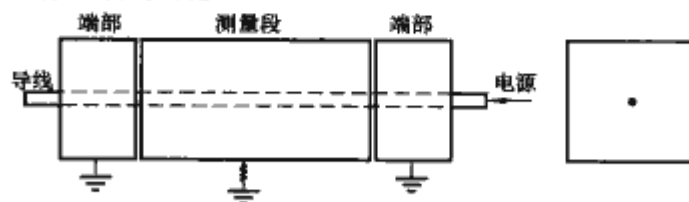


图 9.5-19 电晕笼示意图

电晕笼内备有人工淋雨装置,可以在不同雨量条件下试验,可以得到电晕特性与雨量的关系。

图9.5-20为电晕笼测试系统示意图。导线放置在电晕笼的中心,在电晕笼的左右两个侧面的上方装有淋雨装置,以便模拟雨天环境。在电晕笼的顶上安装风速计,记录在测量过程中的风速,测量期间风速不能超过2m/s。为了测量100Hz的纯音,测量可听噪声的传声器距导线的距离应当大于3.4m。除了测量导线产生的可听噪声之外,还应在笼外的多个位置进行背景噪声的测量。无线电干扰通过耦合回路法测量。电晕损失通过西林电桥法测量。

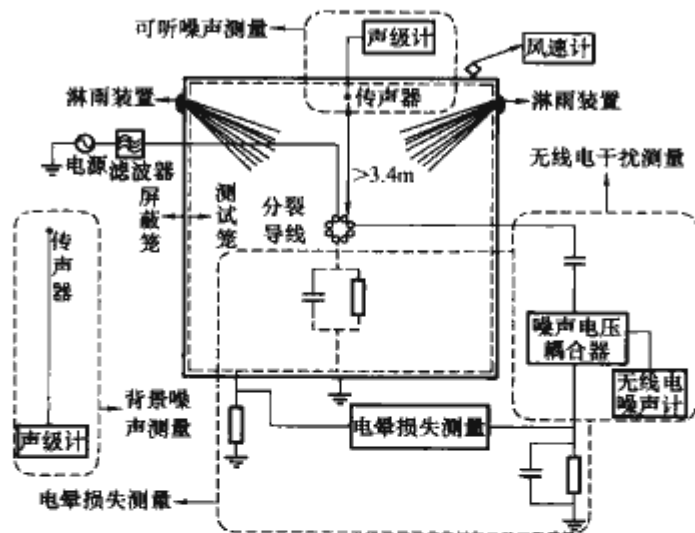


图 9.5-20 电晕笼测试系统示意图

### 6.3 世界各国电晕笼介绍

美国电科院高压输电研究中心(HVTRC)为了研究电晕特性,HVTRC建设了多个电晕笼。

单极试验电晕笼:尺寸为7.9m×7.9m×15.2m(长),双屏蔽,分隔为三段,每段5m长,每段都通过一定的阻抗接地,以便测量无线电和电视干扰电压及电晕损失,可听噪

声是在电晕笼的侧壁和导线相同高度的位置安装麦克风来测量的。电晕笼上设计了喷雨系统进行人工降雨试验,也可进行自然雨雪条件下的试验。

并排试验电晕笼:5个并排放置的试验笼,可同时对5种导线样品加相同的交流或直流电压来进行相同气候条件下的可听噪声和电晕损失性能的对比评估。该测试笼系统占地面积为 $70\text{m} \times 55\text{m}$ ,每个笼的体积为 $12.8\text{m} \times 12.2\text{m} \times 12.2\text{m}$ (高),双屏蔽。可对 $12.2\text{m}$ 的导线进行试验。

加拿大魁北克水电研究院(IREQ)的电晕笼是由两个并排的电晕笼构成,每个笼的尺寸都为 $5.5\text{m} \times 5.5\text{m} \times 67\text{m}$ 。可施加电压为 $1500\text{kV AC}$ 或 $1200\text{kV DC}$ ,笼的两端各有 $3\text{m}$ 的绝缘部分,中间部分主要用于测量。该电晕笼只有一层金属网,并且是软金属材料,这样可以很轻易地使电晕笼的顶面和底面成悬链线结构,达到与导线相同弧度的效果,同时电晕笼的中部不需要其他钢材支撑整个电晕笼,节省了

材料。

两个电晕笼可单独进行单相交流或单极直流试验,如果将两个电晕笼的中间隔板去掉,可进行双极直流试验,笼上还设计了人工降雨系统,可进行降雨试验。

日本电力中央研究所(CRIEPI)的电晕笼上设计了喷淋装置,中间段约 $14\text{m}$ 的长度为双屏蔽设计,以绝缘子绝缘,两端各 $5\text{m}$ 为单屏蔽,电晕笼的下方有测量盒,两端有导线支撑铁塔。技术参数如下:

- (1) 外形尺寸: $8\text{m}(\text{宽}) \times 8\text{m}(\text{高}) \times 24\text{m}(\text{长})$ 。
- (2) 被试导线:单导线~12分裂导线。
- (3) 施加电压:最大 $700\text{kV}$ (等效于线路电压 $1200\text{kV}$ )。

韩国电力科学研究院(KEPRI)从1984年开始利用电晕笼对不同结构导线的电晕特性进行了研究,其电晕笼尺寸为 $6\text{m} \times 6\text{m} \times 20\text{m}$ ,共分五段,每段长 $4\text{m}$ ,由内外两层构成,备有有淋雨装置。电压等级为交流 $765\text{kV}$ 。



## 第6章 电磁环境及电磁兼容标准和限值

### 1 电磁环境管理法规

为了便于管理,国家环境保护总局于1997年发布了《电磁辐射环境保护管理办法》,以规范管理全国各地环保部门执行电磁环境的各种标准,管理各地的企事业单位。

管理办法所称电磁辐射是指以电磁波形式通过空间传播的能量流,且限于非电离辐射,包括信息传递中的电磁波发射,工业、科学、医疗应用中的电磁辐射,高压送变电中产生的电磁辐射(实际应为电场和磁场)。任何从事前面所列电磁辐射的活动,或进行伴有该电磁辐射活动的单位和个人,都必须遵守本办法的规定。

县级以上人民政府环境保护行政主管部门对本辖区电磁辐射环境保护工作实施统一监督管理。从事电磁辐射活动的单位主管部门负责本系统、本行业电磁辐射环境保护工作的监督管理工作。任何单位和个人对违反本办法的行为有权检举和控告。

国务院环境保护行政主管部门负责下列建设项目环境保护申报登记和环境影响报告书的审批,负责对该类项目执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用(简称“三同时”制度)的情况进行检查并负责该类项目的竣工验收:

- (1) 总功率在200kW以上的电视发射塔。
- (2) 总功率在1000kW以上的广播电台、站。
- (3) 跨省级行政区电磁辐射建设项目。
- (4) 国家规定的限额以上电磁辐射建设项目。

省、自治区、直辖市(简称“省级”)环境保护行政主管部门负责除上面规定所列项目以外,豁免水平以上的电磁辐射建设项目和设备的环境保护申报登记和环境影响报告书的审批;负责对该类项目和设备执行环境保护设施“三同时”制度的情况进行检查并负责竣工验收;参与辖区内由国务院环境保护行政主管部门负责的环境影响报告书的审批、环境保护设施“三同时”制度执行情况的检查和项目竣工验收以及项目建成后对环境影响的监督检查;负责辖区内电磁辐射环境保护管理队伍的建设;负责对辖区内因电磁辐射活动造成的环境影响实施监督管理和监督性监测。市级环境保护行政主管部门根据省级环境保护行政主管部门的委托,可承担省、自治区、直辖市环境保护行政主管部门所列全部或部分任务及本辖区内电磁辐射项目和服务的监督性监测和日常监督管理。

从事电磁辐射活动的单位主管部门应督促其下属单位遵守国家环境保护规定和标准,加强对所属各单位的电磁辐射环境保护工作的领导,负责电磁辐射建设项目和设备环境影响报告书(表)的预审。

任何单位和个人在从事电磁辐射的活动时,都应当遵守并执行国家环境保护的方针政策、法规、制度和标准,接受环境保护部门对其电磁辐射环境保护工作的监督管理和检查;做好电磁辐射活动污染环境的防治工作。

按规定必须编制环境影响报告书(表)的,从事电磁辐射活动的单位和个人,必须对电磁辐射活动可能造成的环境

影响进行评价,编制环境影响报告书(表),并按规定的程序报相应环境保护行政主管部门审批。电磁辐射环境影响报告书分两个阶段编制:第一阶段编制《可行性阶段环境影响报告书》,必须在建设项目立项前完成;第二阶段编制《实际运行阶段环境影响报告书》,必须在环境保护设施竣工验收前完成。工业、科学、医疗应用中的电磁辐射设备,必须在使用前完成环境影响报告表的编写。

从事电磁辐射环境影响评价的单位,必须持有相应的专业评价资格证书。电磁辐射建设项目和设备环境影响报告书(表)确定需要配套建设的防治电磁辐射污染环境的保护设施,必须严格执行环境保护设施“三同时”制度。

从事电磁辐射活动的单位和个人必须定期检查电磁辐射设备及其环境保护设施的性能,及时发现隐患并采取补救措施。在集中使用大型电磁辐射发射设施或高频设备的周围,按环境保护和城市规划要求划定的规划限制区内,不得修建居民住房和幼儿园等敏感建筑。

电磁辐射环境监测的主要任务是:

- (1) 对环境中电磁辐射水平进行监测。
- (2) 对污染源进行监督性监测。
- (3) 对环境保护设施竣工验收的各环境保护设施进行监测。
- (4) 为编制电磁辐射环境影响报告书(表)和编写环境质量报告书提供有关监测资料。
- (5) 为征收排污费或处理电磁辐射污染环境案件提供监测数据,进行其他有关电磁辐射环境保护的监测。

电磁辐射建设项目的发射设备必须严格按照国家无线电管理委员会批准的频率范围和额定功率运行。工业、科学和医疗中应用的电磁辐射设备,必须满足国家及有关部门颁布的“无线电干扰限值”的要求。

因发生事故或其他突然性事件,造成或者可能造成电磁辐射污染事故的单位,必须立即采取措施,及时通报可能受到电磁辐射污染危害的单位和居民,并向当地环境保护行政主管部门和有关部门报告,接受调查处理。环保部门收到电磁辐射污染环境的报告后,应当进行调查,依法责令产生电磁辐射的单位采取措施,消除影响。发生电磁辐射污染事件,影响公众的生产或生活质量或对公众健康造成不利影响时,环境保护部门应会同有关部门调查处理。

### 2 直流电场和磁场的限值

加拿大IREQ和美国EPRI对 $\pm 600 \sim \pm 1200$ kV直流输电线路的电场影响的研究表明:特高压直流输电线下对地绝缘的人的感应电压的平均值为6.4kV,标准方差值为10.8kV;人截获离子电流的平均值为1.7 $\mu$ A,标准方差值为3.1 $\mu$ A。在极干的条件下,感应电压超过40kV,最大感应电流18 $\mu$ A。同时,人的高度对感应电压和截获离子电流的大小没有显著的影响。

直流场强对生态的长期影响尚未得出结论。到目前为止,还没有关于邻近直流线路的人员任何有害影响的报道。



日本的研究人员研究了生长在直流试验线路下的小麦，直流场强高达 19.5kV/m，但对小麦的发育和产量没有影响。

到目前为止，各国并未正式制定特高压直流线路电磁环境的限制标准，而只是在各自的特高压线路设计规范中提出了限制值。基于美国 Dalles 试验中心关于人在高压直流电场下的感受的试验情况，曾规定直流输电线路下，可能有人活动的地方，地面合成场强限制为 30kV/m。按照美国能源部特高压输电线路电气与机械设计规范规定，±800kV 级直流线路无电晕时的电场强度（标称场强）取线下为 15kV/m，日本环境部取值为 9kV/m。关于地面最大合成场强：加拿大取 25.1kV/m，巴西伊泰普取 40kV/m。苏联±750kV 输电线路设计规定，最大电场强度有人居住时 10kV/m，无人居住时 25kV/m。我国在《高压直流架空送电线路技术导则》中规定，±500kV 直流输电线路下地面的合成场强限值取为 30kV/m，邻近民房的地面标称场强限值为 3kV/m。目前，我国±500kV 直流输电线路下离子电流密度限值为 100nA/m<sup>2</sup>。

对于直流线路的磁场，由于没有交变现象，其限值较高，ICNIRP 的导则给出一般公众的磁场暴露参照水平（1Hz 以下），即 40mT，表明直流磁场对人的影响远比交流磁场要小，目前正在编制中的《高压直流输电工程电磁环境影响评价技术规范》，取得了 ICNIRP 的暴露参照水平 1/4 作为磁场评价标准，即 10mT。

3 工频电场标准及限值

3.1 中国国家标准

我国针对工频电场标准目前有 GB 16203—1996《作业场所工频电场卫生标准》，标准规定作业场所工频电场 8h 最高容许量为 5kV/m。因工作需要必须进入超过最高容许量的地点或延长接触时间时，应采取有效防护措施。带电作业人员应该在全封闭式的屏蔽装置中操作，或应穿包括面部的屏蔽服。而在环保部门发布的 HJ/T 24—1998《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》中，对 500kV 超高压送变电工程推荐暂以 4kV/m 作为居民区工频电场评价标准。

对于一般公众来说，每天 24h 内连续照射的电场强度不应超过 5kV/m；当电场强度为 5~10kV/m 时，受照射时间应限制在每天数小时内；如有必要，照射场强可以超过 10kV/m，但容许的受照时间仅为每天数分钟，并应以体内的感应电流密度不超过 2mA/m<sup>2</sup> 为条件。

对超高压输电线路，为了保证线下地面电场强度控制在限制值以内，还规定了导线对地面和交叉物的最小垂直距离，见表 9.6-1。

表 9.6-1 导线对地面和交叉物的最小垂直距离 m

经过地区或交叉跨越		35~110kV	220kV	330kV	500kV
居民区		7.0	7.5	8.5	14
非居民区		6.0	6.5	7.5	10.5~11.0
交通困难地区		5.0	5.5	6.5	8.5
跨越公用铁塔，至轨顶		7.5	8.5	9.5	14
跨越等级公路，至地面		7.0	8.0	9.0	14
跨越通航河流	至五年一遇洪水位	6.0	7.0	8.0	9.5
	至最高航行水位的最高船桅顶	2.0	3.0	4.0	5.5

		续表			
经过地区或交叉跨越		35~110kV	220kV	330kV	500kV
跨越不通航河流	至百年一遇水位	3.0	4.0	5.0	6.5
	冬季至水面	6.0	6.5	7.5	10.5~11.0
跨越电力线路		3.0	4.0	5.0	6.0 (至导、地线)
跨越电力线路		3.0	4.0	5.0	8.5 (至杆塔塔顶)
跨越弱电线路		3.0	4.0	5.0	8.5

3.2 国外标准概况

1986 年国际大电网会议中，由 36.01 工作组发表的一份调查报告中统计的一些国家对输电线下电场限值的规定。目前，大多数国家将输电线路与道路交叉处的地面场强控制在 10kV/m 以下。对于变电站，除个别地点最大允许场强值不超过 15kV/m 以外，一般区域也采取不超过 10kV/m 的场强值。

表 9.6-2 线路附近电场的限值

国别	(kV/m)	地点	分类	备注
捷克	15	跨越 1、2 级公路		分类的含义（限制的原因）： A—避免放电的不适感 B—避免放电电流大于摆脱电流 C—限制在电场中长期暴露即可能有的影响
	10			
	1	输电走廊之外		
日本	3	仅在人们打伞通行处	A	
波兰	10	在医院、民房、学校等场所	A, C	
	1		A, C	
苏联	20	难以进入地区	A, C	
	15	非居民区	A, C	
	10	跨越公路处	A, C	
	5	居民区	A, C	
	1	住宅区	A, C	
	0.5	房屋内	A, C	
美国	明尼苏达	8		
	蒙大拿	7	跨越公路处	B
		1	输电走廊之外的居民区	C
	新泽西	3	输电走廊之外	A, C
	纽约	11.8		B
		11	私人道路上	B
		7	公共道路上	B
		1.6	输电走廊之外	C
	北达科他	8		C
	俄勒冈	9	公众可进入的地区	C

英国国家放射防护部（NRPB）于 1982 年提出：人暴露的安全工频场强小于 10kV/m；场强高达 30kV/m 时，可能有“电麻感觉”，但对人仍然无害，因此建议采取适当措施将场强保持在 10kV/m 以下，防止电麻现象，但不要暴露在 20kV/m 以上的电场中，此时人体感应电流不应超过 5mA。德国工业标准中规定：长期暴露于工频电场的极限值为 20kV/m，短期暴露的场强极限值可高出此值 50%。其他一些国家的电力公司推荐值，如南非的 Escon 公司，其使用



的最大场强值为  $10\text{kV/m}$ ，最大放电电流极限值为  $5\text{mA}$ 。现将一些国家工频电场标准列于表 9.6-3 和表 9.6-4 中。

**表 9.6-3**      **有关组织、国家对工频电场强度限值**

组织及国家		电场强度(kV/m)		磁通密度(mT)	
		职业	公众	职业	公众
ICNIRP(1998)	50Hz	10	5	0.5	0.1
	60Hz	8.33	4.16	0.4166	0.0833
美国政府工业卫生联合会 ACGIH(1998)60Hz		25	—	1.0	—
英国 NRPB(1993)	60Hz	10	10	1.333	1.333
	50Hz	12	12	1.6	1.6
澳大利亚 NH&MRC(1989)50Hz		10	5	0.5	0.1
德国(1989)50Hz		20.6	20.6	5.0	5.0
前苏联(1975)50Hz		5.0	—	1.76	—

表 9.6-4 不同国家对工频电场强度限值

国别	类别	容许场强/ (kV/m)	暴露时间	区域
苏联	国标	$<5$	工作日	运行区
		$<25$	短时	维护区
联邦德国	工业标准	$\leq 20$	长期	维护工作区
		$\leq 30$	短期	
捷克	国标	$\leq 15$	长期	变电站
波兰		$\leq 15$	长期	变电站
		$\leq 20$	短期	变电站
西班牙	导则	$\leq 20$	短期	变电站

### 3.3 IEEE 0~3kHz 电磁场的安全水平标准

2002年9月IEEE-SA标准局批准了人体暴露到0~3kHz电磁场安全水平的IEEE标准。标准给出了人体暴露到0~3kHz频率范围内电磁场有害影响的建议。这些建议可应用到一般的公众暴露,以及在受控环境中的个体。这些建议并不适用于医生对病人有目的的暴露或者在医生指导下的医疗手段,而且对使用医疗装置或者植入物可能不起保护作用。这个标准也适用于工频电场。

### 3.3.1 基本限值

基本限值是对生物组织内电磁场的限制,以适当地避免电磁场有害的影响。这些限值是考虑了有害电磁场阈值、在人群中的分布以及安全因子而得出的。针对生物媒质内的电场,列出了对躯体特定部位的基本限值,在表 9.6-5 中列出了在生物组织内场的基强度  $E_0$  和频率参数  $f$ ,限值按表 9.6-5,由式 (9.6-1) 和式 (9.6-2) 确定最大许可电场  $E_1$ 。

$$\text{当 } f \leq f_c \quad E_i = E_0 \quad (9.6-1)$$

$$\text{当 } f \geq f_c \quad E_i = E_0(f/f_c) \quad (9.6-2)$$

这里  $E_i$  是在生物组织内感应的最大许可电场。在生物组织内电场的基本限值是在表 9.6-5 所示的组织内任何方向上, 取 0.5cm 长度直线段, 所确定的算术平均值。

除表 9.6-5 中所列出的生物组织内电场的限值之外,生物组织内低于 10Hz 的磁场应当限制的水平是:对一般公众为峰值 167mT,受控环境内为 500mT。对超出 10Hz 的频率,在生物组织内磁场的限值在 IEEE C95.6—2000 中并不予以规定。

表 9.6-5 应用到躯体各部位的基本限值

暴露的组织	$f_e(\text{Hz})$	公众 $E_0(\text{rms}, \text{V/m})$	受控的环境 $E_0(\text{rms}, \text{V/m})$
脑	20	$5.89 \times 10^{-3}$	$1.77 \times 10^{-2}$
心脏	167	0.943	0.943
手、腕、脚、踝	3350	2.10	2.10
其他组织	3350	0.701	2.10

注 除上述限值外,头部与躯干暴露到低于 10Hz 的磁场,公众限值为峰值 167mT;受控环境中则为 500mT;对频率大于 10Hz 的磁场,不予规定。

### 3.3.2 最大许可暴露值

表 9.6-6 列出针对未畸变（没有人的）环境场的最大电场限值。这是假设在人体躯体空间范围上，未畸变场的幅值、方向和相对相位是恒定值。当频率大于 25Hz，某个场量的均方根值测量的平均时间为 0.2s。对较低的频率，测试平均时间内至少要包含 5 个周波，但最大的时间是 10s。对受控的环境，其中暴露的个人并不在可触及接地物体的范围之内，则超出表 9.6-6 中的限值是可以接受的。IEEE C 95.6—2000 并不规定包括接触到未接地的物体这种情况下的限值。

为了验证是否符合 IEEE C95.6—2000, 表 9.6-5 和表 9.6-6 应当分别进行考虑, 而不是相加。

表 9.6-6 环境电场最大许可暴露水平 (MPE), 整个躯体的暴露

公 众		受 控 环 境	
频率范围(Hz)	$E(\text{rms}, \text{V/m})$	频率范围(Hz)	$E(\text{rms}, \text{V/m})$
1~368	5000	1~272	20 000

注 1. 在电力线走廊内, 公众的环境电场最大许可暴露水平 MPE 在正常负荷工况下是  $10\text{kV/m}$ 。

2. 痛感的放电在  $20\text{kV/m}$  时是很容易发生的, 而在  $5\sim 10\text{kV/m}$  没有防护措施时是有可能的。

就电场暴露而言,基于峰值场的限值和基于傅里叶(函数)分量的限值对公众应当适用于368~3000Hz间的频率,而对受控环境适用于272~3000Hz。在低于这些频率而高于1Hz时,峰值的电场对于公众和受控环境应分别不超过7.1kV/m和28kV/m,即 $5\text{kV/m} \times \sqrt{2}$ 和 $20\text{kV/m} \times \sqrt{2}$ ,而在电力线路的走廊内对公众不应超出14.1kV/m,即 $10\text{kV/m} \times \sqrt{2}$ 。

#### 4 工频磁场标准及限值

有工频磁场标准的国家很少，主要原因是磁场对人健康影响问题还没有引起重视。只有少数几个国家规定了工频磁场限值：美国 0.2mT；苏联 0.3mT；德国工业标准为 5mT，5min 内容许 50mT。

1990年,国际辐射防护协会所属国际非电离辐射委员会(IRPA/INDZC)向世界各国推荐了一个工频磁场照射限值临时指导原则,把照射值分为职业照射限值和公众照射限值,见表9.6-7。

表 9.6-7 照射限值 (IRPA/INDZC)

受照现象		磁通密度 $B$ (rms, mT)
职业	整工作日内	0.5
	短时内	5
	局限于四肢	25
公众	每天至多达 24h	0.1
	每天数小时内	1

按照我国 HJ/T 24—1998《500kV 超高压送变电工程电磁辐射环境影响评价技术规范》推荐应用国际辐射保护协会关于对公众全天辐射时的工频限值 0.1mT 作为磁场强度的评价标准,作为公众安全的要求。

另外,考虑工频磁场对电子设备的影响,国家推荐性标准 GB/T 17626.8—1998《电磁兼容试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验》中,对稳定和 1~3s 短时磁场试验做出了相应规定,如表 9.6-8、表 9.6-9 所示。这是对设备提出的抗扰度要求。

表 9.6-8 稳定持续工频磁场试验等级

等级	1	2	3	4	5	
磁场强度 (A/m)	1	3	10	30	100	待定

表 9.6-9 1~3s 短时工频磁场试验等级

等级	1	2	3	4	5	--
磁场强度 (A/m)	—	—		300	1000	待定

5 无线电干扰标准及限值

GB 15707—1995《高压交流架空送电线无线电干扰限值》规定了高压交流架空送电线在正常运行时的无线电干扰限值,适用于运行半年以上的 110~500kV 高压交流架空送电线产生的频率为 0.15~30MHz 的无线电干扰。

5.1 无线电干扰限值

频率为 0.5MHz 时,高压交流架空送电线无线电干扰限值如表 9.6-10 所列。

表 9.6-10 无线电干扰限值 (距边导线投影 20m 处)

电压(kV)	110	220~330	500
无线电干扰限值[dB(μV/m)]	46	53	55

频率为 1MHz 时,高压交流架空送电线无线电干扰限值为表 9.6-10 中数值分别减去 5dB(μV/m)。0.15~30MHz 频段中其他频率,高压交流架空送电线无线电干扰限值按照修正公式修正。距边导线投影不为 20m 处测量的无线电干扰场强按照修正公式修正到 20m 处。

5.2 无线电干扰限值的频率修正

高压交流架空送电线无线电干扰限值的频率修正可按式 (9.6-3) 计算

$$\Delta E = 5[1 - 2(\lg 10f)^2]$$
 (9.6-3)

或

$$\Delta E = 20\lg \frac{1.5}{0.5 + f^{1.75}} - 5$$
 (9.6-4)

式中:ΔE 为相对于 0.5MHz 的干扰场强的增量, dB(μV/m); f 为频率, MHz。

5.3 无线电干扰场强的距离修正

高压交流架空送电线无线电干扰距离特性由式 (9.6-5) 表示

$$E_x = E + k\lg \frac{400 + (H - h)^2}{X^2 + (H - h)^2}$$
 (9.6-5)

式中: E<sub>x</sub> 为距边导线投影 X<sub>m</sub> 处干扰场强, dB(μV/m); E 为距边导线投影 20m 处干扰场强, dB(μV/m); X 为距边导线投影距离, m; H 为边导线在测点处对地高度, m; h 为测量仪天线的架设高度, m; k 为衰减系数。

对于 0.15~0.4MHz 频段, k 取 18; 对于大于 0.4MHz 直至 30MHz 频率, k 取 16.5。式 (9.6-5) 适用于距导线投影距离小于 100m 处。

无线电干扰场强的距离修正。根据式 (9.6-5) 可以计算出距离边导线投影不为 20m 处的无线电干扰限值。可以把距边导线投影不为 20m 处测量的无线电干扰场强修正到 20m 处。

6 可听噪声标准及限值

目前针对输电线路、变电站等产生的噪声的控制,执行的标准是国家标准 GB 3096《城市区域环境噪声标准》, GB 3096 是为贯彻《中华人民共和国环境保护法》及《中华人民共和国环境噪声污染防治条例》、保障城市的生活声环境质量而制定。GB 3096 规定了城市五类区域的环境噪声最高限值,适用于城市区域。乡村生产区域可参照此标准执行。有关噪声测试的方法按照国家推荐标准 GB/T 14623《城市区域环境噪声测量方法》进行测试。城市 5 类环境噪声标准值列于下表 9.6-11 所示。

表 9.6-11 可听噪声干扰限值 dB (μV/m)

类 别	昼 间	夜 间
0	50	40
1	55	45
2	60	50
3	65	55
4	70	55

其中类别定义如下:

- (1) 0 类标准适用于疗养区、高级别墅区、高级宾馆区等特别需要安静的区域。位于城郊和乡村的这一类区域分别按严于 0 类标准 5dB 执行。
- (2) 1 类标准适用于以居住、文教机关为主的区域。乡村居住环境可参照执行该类标准。
- (3) 2 类标准适用于居住、商业、工业混杂区。
- (4) 3 类标准适用于工业区。
- (5) 4 类标准适用于城市中的道路交通干线道路两侧区域,穿越城区的内河航道两侧区域。穿越城区的铁路主、次干线两侧区域的背景噪声(指不通过列车时的噪声水平)限值也执行该类标准。

夜间突发的噪声,其最大值不准超过标准值 15dB。

7 二次设备电磁兼容要求

许多工业发达国家自 1996 年 1 月 1 日起规定所有电子设备都要经过电磁兼容性认证,否则将禁止在市场销售。我国电磁兼容性认证管理办法已于 1999 年 10 月颁布,从 2003 年 8 月起对电子设备实行电磁兼容性强制性认证,简称 3C 认证,是中国国家强制性产品认证的简称,实际上是将 CCEE(中国电子电工产品安全认证)、CCIB(中国进口电子产品安全认证)、EMC(电磁兼容性认证)三证合一。而处于强电磁环境中的变电站内的电子设备进行电磁兼容测试则尤为重要。

电磁兼容测试主要分为两大类:电磁骚扰测试,即 EMI 测试,主要测试设备工作室产生的电磁骚扰是否满足要求;电磁抗扰度测试,即 EMS 测试,测试设备在各种电磁干扰作用下是否能正常工作。电磁骚扰测试分为辐射发射测试和电压谐波、电压闪烁干扰等测试。辐射发射是测量受



试设备(EUT)通过空间传播的骚扰辐射场强;电压的谐波和闪烁是指EUT在纯净电源条件下产生的谐波和引起的电压闪烁对电源的影响。一般电磁干扰(EMI,包括CE及RE)测试主要内容有:

(1) 电子电机产品和设备在各种电磁干扰环境中的传导干扰和辐射干扰发射量之测试,如电子电机设备交流电源的脉冲干扰和连续干扰等。

(2) 各种信号传输时,干扰传递特性的测试,如各种传输线的传输特性和屏蔽效果等。

抗扰度测试分为传导抗扰度和辐射抗扰度两类。测试主要内容则有:

(1) 对电场、磁场的辐射抗扰度测试。

(2) 对电源线、控制线、信号线、地线等注入干扰的传导抗扰度测试。

(3) 对静电放电和各种暂态电磁波(浪涌或电快速瞬变)抗扰度测试。

传导抗扰度测试是测量被测件对耦合到其输入电源线、互连线及机壳上的干扰信号的承受能力。施加的干扰信号类型主要有连续波干扰和脉冲类干扰。干扰的施加方式因测量频段和测量对象的不同而不同。传导抗扰度测试项目很多,一般以所加干扰的类型或测试的对象分类。完成传导抗扰度测试对场地要求不高,所用仪器主要包括不同的信号源、功率放大器、示波器、注入变压器、耦合去耦网络等仪器。辐射抗扰度考核电子设备对辐射电磁场的承受能力,观察其是否会出现性能降低或故障。试验对象包括电子系统、设备及其互连电缆。干扰场强分为磁场、电场和瞬变电磁场。干扰信号的类型可以是连续波、加调制的连续波及瞬变脉冲。辐射电磁场的施加方式有电波暗室中的天线辐射法、TEM室和GTEM室法等。它对测试场所的要求相对也较高,一般在半电波暗室、TEM室或GTEM室这样的带屏蔽的环境中进行,需要信号产生器、各种发射天线场强辐射装置及场强监测设备等仪器。

目前电磁兼容测试越来越受到重视,我国对电磁兼容标准化工作也很重视,近年来出版了大量的国家标准和行业标准。标准在制定时注意了对国际标准的采集和跟踪,因此这些标准与国际标准基本上保持同步。

目前针对电力系统电子设备的电磁兼容测试已有完整的标准体系。因此,这里主要讨论抗扰度测试的要求,根据前面电磁环境分析结果,分析现有标准的要求是否能够满足变电站特殊的电磁环境的要求。

## 8 二次设备的抗扰度要求

### 8.1 二次系统的端口划分

抗扰度与二次设备的端口有直接联系。不管什么耦合方式,电磁骚扰是通过端口进入设备的。端口是一个给定设备与外部电磁环境的特定界面对口,如图9.6-1所示,端口分

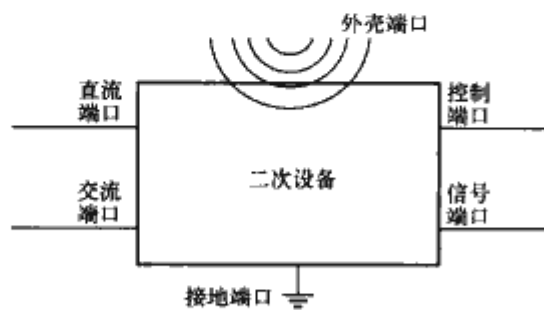


图 9.6-1 设备的端口示意图

为外壳端口和电缆端口两类,外壳端口是设备的物理边界,电磁场通过这个边界可以向外辐射或进入。电缆端口是导线或电缆与设备相连接的端口,包括电源端口、信号端口和接地端口。

电源端口包括交流电源输入、直流电源输入以及向其他设备供电电源输出(例如电力变流器)。

信号端口与以下连接有关:

(1) 本地连接是指在较好的电磁环境下运行的电缆。根据性能规范和安装技术要求,凡满足下列条件之一者,都属于本地连接:不直接与高压设备相连接的电缆;长度相对较短,例如几十米以下的电缆;在同一建筑物内与通信有关的电缆。

(2) 现场连接是低压控制设备相连接的电缆。

(3) 连接至高压设备包括与断路器、电流互感器、电压互感器和电力线载波系统等高压设备的连接。

(4) 连接至远方通信设备,即与电信网或远方设备相连接,可以达到接地网边缘的通信电缆。

功能接地端口不同于信号端口、控制端口和电源端口,用来与地连接,但不作为电气安全用的电缆端口。

必须指出,抗扰度是体现在整体设备(包括相关设备)的运行之中,因为即使单个部件或单台设备能达到某种抗扰级别,但组合起来,由于之间的连线及布置,可能构成新的耦合环节。

设备安装的位置千差万别,若将所有位置进行分类,那么列出的分类的范围太广,变得十分复杂。因此,在IEC 61000-2-5中,按相关端口的属性列举了八类位置。第1~8类位置的典型代表分别为:①农村居民区;②城市居民区;③商业区;④轻工业区;⑤重工业区、发电厂或开关站;⑥交通区;⑦通信中心;⑧医院。变电站属第五类位置,其中的设备相关端口属性如下。

(1) 外壳:

1) 距业余无线电台的距离大于20m。

2) 距工作在1.6MHz以下的无线电广播发射机的距离大于5km。

3) 紧靠大功率的工科医设备。

4) 紧靠中压和高压电力开关和隔离装置。

5) 手持式发射机和寻呼系统高概率出现位置。

6) 紧靠电弧焊机。

7) 靠近中压电缆。

(2) 交流电源:

1) 中型发电厂的地下电缆。

2) 大型发电厂的专用高压站。

3) 可能作为专用馈电线的线路。

4) 可能作为自备发电的电厂。

5) 固有功率因数校正线路。

6) 大型自动同步装置系统。

7) 隔离开关的操作。

8) 电弧炉。

9) 大涌流负荷。

10) 可能有大故障电流的线路。

(3) 直流电源:

1) 带电池的整流器。

2) 操作感性电荷。

3) 大涌流负荷。

(4) 信号/控制:

1) 广泛的线路,在发电厂中可以被隔离。

- 2) 很可能是电缆管道走线。
- 3) 可能与电力开关装置紧密耦合的线路。
- 4) 外界辐射。
- 5) 雷电辐射。
- (5) 接地：
  - 1) 与大范围网络连接的界面。
  - 2) 大面积的接地网，一般能得到很好的控制。
  - 3) 互连的分散接地网。
  - 4) 可能有接地故障大电流的位置。

8.2 变电站内二次设备应用场所划分

变电站内设备所处位置不同，其受干扰的强度也不同，根据有关资料及国内外的实测数据，对变电站内的位置及连线做了如下划分。

变电站的区域可以大致分为三类：

(1) 一般性区域，如控制楼、继保室和开关场地，以符号 H 表示。

(2) 受保护的区域，如控制楼的屏蔽室，以 P 表示。

(3) 变电站以外的区域，以 O 表示。

变电站内的仪器设备连线，按下面五种分类：

(1) 局部连线，如控制楼内的连线，以 l 表示。

(2) 场地连线，如在开关场地及继电保护室里的连线，用 f 表示。

(3) 高压设备连线，如与断路器、电压/电流互感器等设备相连的连线，以 h 表示。

(4) 电信连线，如到电力载波及远距离终端装置的连线，用 t 表示。

(5) 受保护的连线，如在屏蔽室内的连线，用 p 表示。

变电站内区域的划分、连线的选定如图 9.6-2 所示。

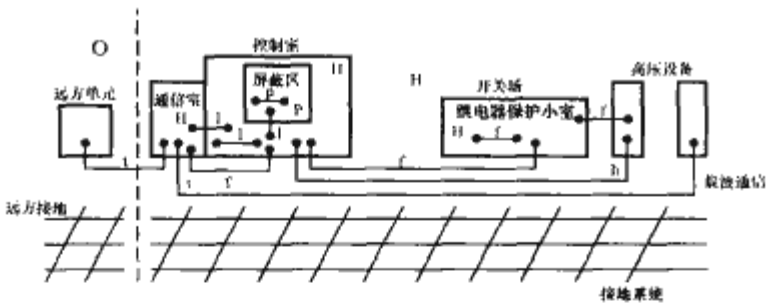


图 9.6-2 换流站与变电站区域划分及连线的选定

8.3 二次设备的抗扰性能评估

二次监控、保护系统的抗扰性能是保证电力系统安全可靠运行的重要条件。抗扰性能是在存在电磁干扰的情况下，器件、设备或系统运行功能不被劣化的能力。不被劣化的含义是仍保持或具有功能，所以可以把抗扰度的评估分成以下四级。

A 级：在出现骚扰时，性能正常。

B 级：功能或性能暂时降低或丧失，但能自行恢复。

C 级：功能或性能暂时降低或丧失，但需操作者干预或系统复位。

D 级：因设备（元件）或软件损坏，或数据丢失而造成不能自行恢复至正常状态的功能降低或丧失。

设备的抗干扰能力与其造价有着密切的关系，对于变电站执行不同功能的二次设备，其抗干扰能力的要求也不同。

8.4 不同端口抗扰度限值

电子产品的电磁兼容测试是电子产品的强制性要求。对

于继电保护装置等二次设备，如静态继电保护装置及安全自动装置、微机母线保护装置、微机发电机变压器组保护装置、微机变压器保护装置、微机型电动机保护装置、微机型反时限电流保护、微机线路保护装置、电气化铁道牵引供电系统微机保护装置、静态发电机匝间保护装置、静态距离保护装置、静态发电机逆功率保护装置、电力系统窄带命令式远方保护设备设备等，应保证其在承受辐射电磁场干扰的能力、承受快速瞬变干扰的能力、承受脉冲群干扰的能力、承受静电放电干扰的能力、承受浪涌冲击能力、承受电能质量[包括电压暂降、短时中断和电压变化抗扰度测试（IEC 61000-4-11）]上满足相关的要求。各项测试要求详见相关电磁兼容测试国家标准。

对于变电站内不同的区域及不同的连线所遭受的骚扰水平，按严重情况考虑数值如表 9.6-12～表 9.6-16 所示。这些水平形成了国外一些公司的抗扰性试验的依据。

表 9.6-12 外壳端口的骚扰

环境现象	高压变电站 H	其他位置 O
工频磁场	100A/m(持续的)	30A/m(持续的)
	1000A/m(1s)	300A/m(1s)
脉冲磁场	1000A/m	
阻尼振荡磁场	100A/m	
辐射电磁场	10V/m 及以上	10V/m 及以上
静电放电	8kV 接触放电	6kV 接触放电
	15kV 空气放电	8kV 空气放电

表 9.6-13 信号端口的骚扰

环境现象	连 线 类 别			
	l	f	h	t
冲击	1kV	2kV	4kV	4kV
振荡波	—	1kV 共模	2.5kV 共模	2.5kV 共模
		0.5kV 差模	1kV 差模	1kV 差模
快速瞬变电脉冲群	1kV	2kV	4kV	4kV
射频场感应的传导骚扰	10V	10V	10V	10V

表 9.6-14 交流电源端口的骚扰

环境现象	高压变电站 H	其他区域 O
电压暂降	30%ΔU(0.02s) 60%ΔU(1s)	
电压短时中断	100%ΔU(0.1s) 100%ΔU(1s)	
电压变化	12%ΔU 到 -15%ΔU	
冲击	4kV	2kV
快速瞬变电脉冲群	4kV	2kV
振荡波	2.5kV 共模	—
	1kV 差模	
射频场感应的传导骚扰	10V	10V

表 9.6-15 直流电源端口的骚扰

环境现象	高压变电站 H	其他区域 O
电压暂降	30%ΔU (0.1s) 60%ΔU (0.1s)	
电压短时中断	100%ΔU (0.05s)	



续表

环境现象	高压变电站 H	其他区域 O
冲击	2kV	2kV
快速瞬变电脉冲群	4kV	2kV
振荡波	2.5kV 共模	—
	1kV 差模	
射频场感应的传导骚扰	10V	10V

表 9.6-16 功能性接地端口的骚扰

环境现象	高压变电站 H	其他区域 O
快速瞬变电脉冲群	4kV	2kV
射频场感应的传导骚扰	10V	10V

## 第7章 输变电系统的电磁兼容技术

### 1 输变电系统电磁兼容设计的原则

#### 1.1 输变电系统中的电磁兼容问题

电力系统中设备之间的电磁骚扰按其所引起的后果来分,可以分为危险影响和干扰影响两种。危险影响是指绝缘破坏,完全丧失其功能;干扰影响则是指其性能劣化或运行状态改变。

电力系统电磁骚扰的频率范围也很广,包括工频、谐波、冲击和高频振荡。

电磁骚扰的耦合途径有传导、耦合(感应)和辐射以及它们的组合。

电力系统的服务对象是电力用户,应保证其设备安全可靠并处于最佳运行状态。然而电力系统中的谐波和电压波动增加了用电设备的损耗,破坏了用电设备的最佳运行条件,因此研究用电设备之间以及用电设备和系统之间的电磁兼容性有着重要的实际意义。当然,有些用电设备本身就是骚扰源(如谐波源),加上用电设备种类繁多、分布广,这给研究工作带来一定的困难。

在电力系统发展初期,电压等级较低,用电设备主要是照明和电动机,二次设备的结构也比较简单,因此,电力系统中的电磁兼容问题不太突出,主要表现为低频传导形式的骚扰。电力系统发展到今天,容量和电压等级都大大提高了,并且出现了直流高压输电,晶闸管大量应用;在用电设备方面,电气机车、电解工业、电弧炉等大型整流设备的发展以及大量电子类型的家用电器的广泛使用,使电力系统的谐波污染问题变得相当严重;二次设备的微型化、数字化、电子化增加了二次设备对暂态骚扰的敏感性和脆弱性,使暂态骚扰和高频辐射骚扰问题日益突出。尤其是目前将监控设备直接下放到开关间隔中,甚至安装在一次设备上已成为趋势,因为实现由控制楼下放到开关场中具有重要的技术经济意义,而制约这项技术的关键问题是如何抵御变电站瞬态电磁环境对开关场设备的辐射和传导电磁骚扰。所有这一切都说明电力系统电磁兼容问题已经成为不可忽视的重要问题,并已引起电子系统科研、设计、运行等各个部门的关注。

电力系统电磁兼容所研究的课题主要有:

(1) 骚扰源分析,包括谐波、雷电、开关操作、系统短路、静电放电、核电电磁脉冲等。

(2) 传播方式,包括传导、耦合(感应)和辐射以及它们的组合。

(3) 骚扰效应,包括一次和二次设备对各种骚扰的响应特性,骚扰引起热的、机械的和电气的破坏作用及误动作。

(4) 骚扰的测量和计算,包括测量方法、测量设备、数据处理等。

(5) 骚扰模拟,包括骚扰条件的再现、骚扰机理的模拟研究等。

(6) 抗扰度试验,包括试验方法和试验标准。

(7) 骚扰限值及有关法规。

(8) 电力系统对其他系统的骚扰。

#### 1.2 电力线路的电磁污染

电力系统的电磁污染有三方面:一是输电线路在其周围产生的工频电磁场对附近的人体、设备造成危害;二是在其附近的回路或设备上感应产生的电磁干扰危及附近设备的安全,如输电线路对其附近的通信线路的干扰;第三方面是线路产生的无线电干扰可能影响无线电信号。详细内容请参见本篇第2章。

#### 1.3 变电站的电磁骚扰

变电站是复杂电磁环境的代表,按一般分类的概念,绝大多数电磁骚扰现象在变电站中均有发生,引起骚扰的起因很多,主要有:高压隔离开关和断路器的操作;雷击电力线、构件和控制楼;系统短路故障;靠近高压线路受其工频电磁场作用;局部放电(电晕、沿面放电);二次回路中的开关操作;电源本身,如电压波动、电压暂降、短时中断、电源频率变化及谐波等;静电放电;无线电发射机(步话机)等。

变电站产生的电磁骚扰可分为四类:一是正常运行时的空间电磁场;二是开关操作时的暂态干扰;三是系统故障;四是雷击时产生的干扰。本篇第2章中变电站产生的干扰有较为详细的阐述。

#### 1.4 输变电系统电磁兼容设计原则

参考电磁兼容问题的三大要素,对输变电系统电磁兼容设计应当有如下原则:

(1) 使系统对外的电磁干扰减小到最低限度,不影响其他系统工作,即设法降低输电线路和变电站产生的工频、谐波、冲击和高频振荡等骚扰源。

(2) 将系统的抗干扰能力提高到最大程度,即通过屏蔽、接地、滤波、隔离保护等方法提高输电线路和变电站控制系统的抗干扰能力。

(3) 切断系统与其他系统的电磁耦合通路,即采取措施将系统内产生的电磁骚扰与外界隔离,提高电力质量,降低对环境的电磁污染。

关于电磁屏蔽技术、接地技术、电磁干扰滤波技术、电磁干扰的隔离与抑制技术等电磁干扰防护技术在第一卷的第三篇电磁兼容基础已有详细的介绍。

### 2 变电站设备的安全和抗干扰措施

随着电力系统规模的扩大,自动装置与电力电子设备的使用越来越广泛,特别是计算机技术的成熟,为电力系统的控制和调度,提供了自动化与智能化的手段,但是,这些低压设备对暂态干扰具有更加明显的敏感性和脆弱性,受到干扰后可能造成的后果:一是控制系统的毁坏,现代控制系统多采用集成电路、晶体管等,耐压水平与装置的绝缘水平都较低,产生的暂态干扰幅值较大,超过其耐受水平时,则使其损坏或造成绝缘击穿,形成永久性损坏事故;二是干扰二次回路的正常工作,各装置都有预先整定好的保护定值,当



干扰产生的数值达到或超过其值时,则导致保护的误动或开关的误操作。综合自动化系统对于遥信的分辨率大都在2~3ms之间,如果叠加在设备上的干扰信号脉宽大于此值,且干扰信号的幅值足够使光耦器件导通,就会被遥信采集回路接收,变成误遥信。电磁干扰不仅能产生误遥信,更多的是产生误码,使主站收到许多无关的杂乱无章的信号。在超高压变电站中,一次系统电压很高,母线也较长,微机保护和集控装置大量采用,二次回路受到的干扰越加强烈。

减小二次干扰的影响和危害,可以从两方面着手:一是避免干扰的产生,减小干扰源产生干扰的幅值;二是提高二次设备抗干扰的能力。

总而言之,提高变电站一次设备和二次设备之间的电磁兼容性需要从以下几个方面采取措施:

- (1) 降低骚扰源产生暂态骚扰的幅值和出现的概率。
- (2) 阻断暂态骚扰的传输途径。
- (3) 采取完善的抗骚扰措施。
- (4) 提高二次设备抗暂态骚扰的能力。

为了使变电站二次设备的抗骚扰水平标准化,IEC和欧美各国都制定了晶体管继电器的抗骚扰试验标准。在TC-77816出版物《低压电力及信号线路上暂态测量方法导则》中,对暂态骚扰的产生、特征、传播、测量以及骚扰效应等都做了全面分析和原则规定。尽管如此,由于暂态骚扰与很多因素有关,如开关的结构、系统接线方式、暂态电压的耦合方式、二次设备的敏感性和抗骚扰能力等,这些因素中有一些是带有随机性的,因此变电站暂态骚扰水平和波形都具有统计规律。

关于继电保护和自动装置等弱电设备电磁兼容实验均有国家标准,这里不再重复。

首先,加快开关的切换速度可能是减少所产生的电磁干扰量的一种有效方法,尽管这一措施并不必定会减小所产生的最大暂态幅值。

## 2.1 接地措施

接地网的目的在于实现低接地电阻、限制跨步电压和接触电压;降低高频和低频共模骚扰;耐受大短路电流的能力。因此,接地网的面积必须延展到能够包括所有高压设备和变电站内的所有建筑。垂直或倾斜打入地下的棒有助于降低小变电站或土壤电阻率随深度减小地区接地网的接地电阻,但它对降低电磁骚扰不起作用。

接地网的埋地深度至少应50cm,并应在冻土线以下。如果冻土层很厚,则需增加垂直接地极与冻土下面的土壤接触。导体的截面决定于故障电流下允许的最大电压降,1~3V/m通常是可以接受的。为降低波阻抗,在(高压)设备附近,网格的密度甚至还得加强(例如5m×5m),特别是在靠近以下设备处:电力变压器、电容式电压互感器、避雷器、有地线的线路铁塔、电力线载波系统的耦合变压器。另外在避雷器及避雷针等的人地点附近增设垂直接地极来改善雷电保护效果。

### 2.1.1 高压设备的接地

高压设备应安装在接地网一个结点的附近,并用至少两根(四根更好)相对布置的导线接到这个结点上。高压设备的金属支持物,即控制小室、继电器小间,应该是接地连接的一部分。所有接地导线都应尽可能短,最好用相隔大于10cm的多根导线做接地连接,而不要只用一根具有等效截面的导线,特别是电力变压器,应该用数条导线连接到接地网的不同结点上。应避免将不同设备在一条地线上链状接

地。在每一电缆沟或水泥电缆管道中应该敷设一条截面至少50mm的平行接地导线,平行导体的两端与接地网相接,如果可能的话,在其他一些点也接地。所有接地导体在相交处必须互相连接。

### 2.1.2 变电站接地网的互相连接

两个或两个以上变电站彼此邻近(例如降压变电站,具有不同电压等级的变电站,与发电厂相接的变电站),或者在它们之间有测量、控制或通信信号交换,它们的接地网必须用至少两条接地导体互相连接起来,连接导体的尺寸由可能在变电站间流动的最大工频短路电流决定。

电缆管或电缆沟应该靠近接地连接导体(可以把接地连接导体就布设在电缆沟内),用在两端接地的金属电缆管或沟则更好。

### 2.1.3 继电器室(小间)的接地

每一个内部有电子设备的建筑物的接地应构成一个完整的地平面,接地线(或绑接线)要沿着房屋的墙壁敷设,最好靠近地板。应接到接地母线上的设备:室内的金属结构及外壳等、敷设于电缆沟内的地导体、引向室外的电缆的备用芯线和屏蔽(如果不是直接接到接地母线,至少应通过如下所述的延长母线)。

允许并推荐直接与接地网连接,也可通过接地母线和埋于水泥中的加强钢筋与接地网连接。当不同的金属外壳安装于一排,接地母线必须延伸,从一面墙开始,连接所有外壳,到达对面墙。每一条这样的延伸线都有助于建成地网格,并成为该完整地平面的一部分。

到接地母线的连接都必须尽可能短(<10cm),从电磁兼容角度而言,截面的尺寸不是关键的。根据可能流过的低频电流的大小,取截面尺寸为4~16mm<sup>2</sup>即可,显然,4根4mm<sup>2</sup>比1根16mm<sup>2</sup>好。在等电位联结中,应考虑使用金属结构物作为等电位联结的一部分。推荐将所有的电缆支架、托盘、水管等互相连接起来,以构成一个三维的地网。这意味着当考虑到设备的电磁兼容性时,把电缆的屏蔽或设备的外壳更直接接到这个网比用一根孤立的铜导线接到接地网或者接到接地母线更能保证一个较好的接地。

### 2.1.4 附属建筑物的接地

建筑物和构筑物的接地可分为两类:

(1) 建筑物或构筑物可能偶然被非绝缘的高压导线接触。在这种情况下,建筑物或构筑物应采取防止可能转移来的整个高压及相关的接地故障电流。

(2) 建筑物不可能被高压导线接触。在这种情况下,应提供保护以防止偶然与电站工作电压的接触、防止雷击和雷电感应过电压及静电积累。

因此整个变电站接地区域内的建筑物及辅助构筑物都应连接到电站接地系统上。

对于变电站附属建筑物,其接地应作为变电站的一个组成部分对待,或者根据具体情况,视为单独设施。如果比较接近,特别是能通过水管、电缆护套或铠装等与变电站相连,那么将这些建筑物以及它们周围区域看作变电站的一部分比较合适,并将它们包括在接地网之内,采用同样的安全标准与要求。若远离变电站,并且导电的连接线又很少,则可将这些附属建筑物当作安全接地的独立单元看待和考虑。若附属建筑物由变电站的站用电供电,则应有自己的配电变压器,而且这种变压器要有足够的绝缘水平,能承受变电站接地网电位升时的转移电位差。在这种情况下,二次侧的中性线只应在附属建筑物内与本身的接地线相连。

原则上,对继电器室的所有要求都适用于控制楼。然



而,最重要的是控制楼涉及到几个包含有极敏感设备(计算机)的房间。因此,在电缆布线特别是接地连接方面必须采取特殊的措施。特别对于内部有特别敏感设备的房间网孔要较密。

### 2.1.5 防雷保护

通常高压设备的防雷保护,对低压设备和建在高压变电站内的建筑物可起到法拉第笼的作用,因此不再需要外部的保护。

### 2.1.6 金属围栏

围栏接地很重要,因为它将导致危险的接触触电。这是因为通常人们都可接近围栏的外侧,同时也因为围栏位于地网的地面电位梯度最高的周边位置上的缘故。

一般来说,在接地网区域内的外围围栏应在围栏外布置与围栏平行的外围导体,与围栏的距离一般为 $0.5\sim 1.0\text{m}$ ,通常推荐采用 $0.8\text{m}$ 。围栏和导体应搭接在一起,与接地网多点相连。

接地导体布置在围栏线外面一点,可使围栏外面的人员接触时遭到的接触电压要小一些,但是其减小的程度将根据环境条件的不同而不同。有时与所预料的情况相反,接地导体上面的地面不能认为和接地导体的电位一致,因为流经接地线的一部分电流将向上流动并根据电流密度、土壤电阻率及埋深来确定两点间的电位差。

当外围围栏位于地网边界的边缘,接地导体应布置在地界线上,围栏则从接地导体向内缩进,围栏使公众可能遭遇的接触电位差降低到最小值。

对于每条输电线路通过部位的围栏,应在输电线路外部导线约 $7.5\text{m}$ 段的每个围栏支柱处增设接地棒,与围栏平行的接地导体连接在接地棒上,这样当出现落线事故时可以提供一个直接的对地通道。

位于外围围栏内的金属围栏应多点与接地网相连。

### 2.1.7 改善变电站的接地

增加接地网网格的密度,减小接地引线的长度,增大接地导线的截面,使接地网和设备接地引线的冲击阻抗减小,从而减小了地电位的升高。

## 2.2 辅助电缆敷设

辅助电缆包括与以下内容有关的高压变电站内通用低压电缆:测量、控制、操作、显示、通信、低压供电等。辅助电缆的抗干扰措施包括如下。

### 2.2.1 电缆沟

辅助回路必须尽量远离骚扰源,特别要避免:①与母线平行,否则,要保持大距离;②邻近电容式电压互感器或避雷器。每条电缆沟中必须敷设一根截面至少为 $50\text{mm}^2$ 的平行接地导线。

### 2.2.2 合理的二次电缆布线

(1) 二次电缆要尽量远离母线和缩短平行长度:当高压母线上有高频电流通过时将在二次回路中感应出干扰电压,所以二次回路的电缆要尽量远离母线和缩短平行长度,以减少电磁耦合。弱电回路还要远离高频暂态电流的入地点,如避雷器和避雷针的接地点、电容式电压互感器和耦合电容器等。

(2) 合理的布线方式:在变电站的范围内,电磁场强度很高,分布复杂,因而二次电缆的走向按辐射式或树枝式敷设,不要出现环状回路,以免与电磁场交链。在应用中通常是将每一回路的往返导线安排在同根多芯电缆内,以降低干扰电压的强度。

(3) 电缆的合理布置:由于暂态过程电压可以通过电缆芯间的电容或电感耦合传入,为避免交叉干扰,在设计中应注意电缆的分类,并按下述原则合理布置:

1) TA和TV回路应各自单独走一根电缆,不和其他回路电缆合用一根。

2) 控制信号回路,通信及动力照明等回路应各自单独走一根电缆。

3) 电热回路、油泵电机回路以及各类电动机电源回路不与其他回路共用电缆。

4) 强电与弱电回路不走同一根电缆。

为减少杂散电磁场产生的感应电压,往返导线走同一途径、用同一根电缆。

同一回路的两根导线 $2$ 和 $2'$ ,因地理位置不同而对于干扰源的耦合阻抗也不等时,相应的感应电压 $U_2$ 及 $U'_2$ 也不同,两根导线间就会产生差电压。同样当同一回路的两根导线不走同一途径时,则杂散电磁场在导线所形成的环路内感应出电压,环面积愈大,杂散磁通愈多,感应电压也愈高。

(4) 强弱电回路分开:弱电回路与强电回路的芯线不能共置在同一根电缆内,否则强电回路的暂态干扰信号可能通过芯线之间的电容耦合传递到弱电回路中去,这时即使将电缆屏蔽层接地,也不能有效地消除干扰。强电和弱电的电缆不能靠近平行敷设,更不能在设备内将它们扎在一起,如果需要在短距离内平行敷设,则线间必须保持 $2\sim 3\text{cm}$ 以上距离。

### 2.2.3 电压互感器和电流互感器的二次回路

对连接电压互感器和电流互感器到继电器室的电缆必须给予特殊的注意,因为它们是直接接到高压设备的唯一电路。为了安全,二次回路必须在高压设备处接地。为了尽可能减小中性线和接地连线所形成的环路,电路和屏蔽都要在互感器箱体上接地,而不应分开连接到接地网。

当两组测量变压器被接到同一设备(例如同步回路)时,双重接地是不可避免的。这种情况下,隔离变压器就成为必要的了。

在任何情况下,都极力推荐为每一双芯电缆加一条截面至少 $50\text{mm}^2$ 的平行接地线。如果安全规则容许,当中性线只在一点接地(即只在接线盒处接地,在互感器处不接地),可以得到较低的骚扰电压。

### 2.2.4 二次电缆的接地

布置在电缆沟中的控制、仪器、继电保护和遥测的多导体电缆通常有总体屏蔽。双端接地的二次系统在短路故障时承受的电位差可以通过二次电缆双端接地来降低。另外,为了将这些电缆上的高频高能暂态降低至最低水平,屏蔽应在两端接地,最好在中间部分多点接地。为了减小流过二次电缆屏蔽层的电流,防止烧毁二次电缆,应与具有屏蔽层的二次电缆并排布置一根坚固的接地排,该接地排在两端与接地网连接,最好在中间也进行多点连接,这时二次电缆屏蔽层可与该接地排连接来接地。

## 2.3 二次回路抗干扰措施

由上述介绍可以看出,干扰源的种类很多,传播途径也不同,因此,应对各种干扰加以分析、判断,以便采取相应的措施。但往往有这样的情况,即在抑制一种干扰的同时,却助长了另一种干扰,故需权衡利弊、合理考虑。

抗干扰的最有效的方法是对干扰源加以抑制,但因费用过高等原因而无法实现,只能在二次设备上和二次回路上采取措施,即提高装置的抗干扰水平和降低二次回路的干扰强



度。如何提高二次设备的抗干扰水平,设备制造厂已对这一问题做了大量的工作,取得了良好的效果。

除电缆屏蔽外,有时还需要冲击保护设备来抑制设备入口对干扰的抑制。特别是对于像TA或CCVT二次侧这样与高压导线有传导耦合的设备。与二次设备的入口相连的中间互感器采用隔离变压器,此隔离变压器的屏蔽层与铁心应一起接地,由一些测试数据可知,这样可降低干扰的20%~45%。

### 2.3.1 采用屏蔽控制电缆

二次线抗干扰措施的通用方法是采用屏蔽。屏蔽电缆的金属屏蔽层具有静电屏蔽作用,使一次线高压电源的强电力线,终止于金属屏蔽层表面,屏蔽层内部的电场强度为零,从而使处于屏蔽层内的芯线免受外部强电场的干扰影响。从静电屏蔽的角度出发,为了使屏蔽层表面是一个固定的等电位面,应将屏蔽层一点接地。实验表明,采用屏蔽电缆可以有效地抑制静电感应干扰。

屏蔽电缆的屏蔽层两端接地,可以有效地抑制电磁感应干扰,这种抑制电磁干扰的作用称为电磁屏蔽作用,它是以“屏蔽系数 $S$ ”来表示的, $S$ 是一个小于1的数字,其值愈小则表示屏蔽效果愈好。实验表明,屏蔽电缆的屏蔽两端接地,其屏蔽系数可达0.05以下,横模电压为零。

减小金属屏蔽层的直流电阻,采用高导磁率材料的金属铠装层及紧凑合理的结构,是提高电缆屏蔽特性的主要途径。金属屏蔽层两端可靠接地,是发挥其电磁屏蔽作用的必要条件,而且接地电阻愈小愈好。

当采用屏蔽电缆时,对削弱静电和电磁耦合作用都有明显的效果。

从现场实测,在220kV高压母线下平行放置一根铅包控制电缆,用隔离开关切合空载母线,铅包电缆的外皮在远端(干扰端)一点接地时的感应电压较不接地时降低一个数量级,而在近端接地时感应电压比远端接地时有明显的降低。当屏蔽层在两端接地时,感应电压可降至1%以下。如果屏蔽层多点接地,则效果更好。但是,当屏蔽层两端或多点接地时,在屏蔽层上由于电磁感应的缘故将流过较大的感应电流,这一感应电流也将影响电缆芯的电压,如果这一感应电流相当大时,还会造成电缆的发热,影响其正常运行,严重时还会烧毁电缆。

虽然,将屏蔽层两端接地时其屏蔽效果最好,但在实际应用中,要解决由于屏蔽层流过大电流而造成的电缆发热或烧毁问题,势必要增加屏蔽层的截面,造成屏蔽材料和费用的大量增加且对制造和施工都带来诸多不便。为了减小流过二次电缆屏蔽层的电流,防止烧毁二次电缆,应与具有屏蔽层的二次电缆并排布置一根坚固的铜排导体,该接地排在两端与接地网连接,最好在中间也进行多点连接,这时二次电缆屏蔽层可与该接地排连接来接地。

双层或三层屏蔽电缆的屏蔽效果更好。在使用双层屏蔽电缆时应使其外层屏蔽两端接地,内层屏蔽一端接地。质量好的屏蔽会使传递阻抗减小,从而也就减小了传递阻抗耦合。采用多层屏蔽电缆,屏蔽层分别采用钢、铜等不同的材料,以减小高频干扰的侵入,增强屏蔽层内涡流引起的屏蔽效果和折射、反射引起的屏蔽效果。此外,改进屏蔽层的端接也很重要。屏蔽层采用多点接地,并且应使平行于导线的引线长度尽可能短或尽量少用引线而用屏蔽层的同轴端,这样可减少引线耦合。

应根据具体情况选用屏蔽电缆,对500kV变电站而言,由于500kV变电站是一个很大的强电磁干扰区,故由配电

装置至主控制室及配电装置内的所有控制电缆均应采用屏蔽电缆,而主控制室内的控制电缆要视主控制室距500kV配电装置的距离而定。当距离较近时,也应采用屏蔽电缆。对220kV变电站来讲,由于220kV变电站与500kV变电站相比电磁干扰要小得多,故仅配电装置至主控制室的控制电缆选用屏蔽电缆。当220kV变电站采用综合自动化装置时,则应与500kV变电站同等对待。

### 2.3.2 离开和进入建筑物电缆的屏蔽

所有离开和进入建筑物的电缆必须屏蔽。一般所有屏蔽都必须在两端接地,此接地可做在配电架处也可直接做在所连接的设备处。连接器要保证在电缆屏蔽和设备外壳之间实现良好的电连接。避免使用涂漆的连接器。保证通过一个(或两个)针或锁紧机构(固定、锁住)实现与地连接。

### 2.3.3 利用接地网导体屏蔽

敷设在地面下电缆沟内的控制电缆,可以利用大地的屏蔽作用,电缆沟最好能平行靠近接地网的导体,并且在电缆沟内设接地带与接地网连接,以增加静电屏蔽作用,如条件许可还可以将电缆沟的沟盖板与接地网连接,则屏蔽效果更好,如侯村500kV变电站的每一沟盖板四周用角铁作边,并在沟沿上做接地线与接地带相连,这样做既美观,又增强了抗干扰能力。

### 2.3.4 采用绞对线电缆

采用绞对线电缆,可以改善两根导线对干扰源的平衡度,减小静电耦合作用中由于不对称在导线间所产生的差电压。由于呈绞对状,反复改变导线内的电磁感应电压的方向,从而起到相互抵消作用,削弱了电磁感应电压,尤其对弱电信号回路更为有效。

### 2.3.5 采用保护措施

由于开关暂态通过TA和CCVT对二次电缆的传导干扰峰值大,而且不能通过把二次电缆屏蔽来减小,而只能用滤波器(如安装电容)或氧化锌避雷器等冲击抑制装置来限制。

### 2.3.6 绝缘水平

线间和线对屏蔽间绝缘水平的最小值决定于电路类型和布置,但任何情况下介质的工频试验电压都不应小于2000V(有效值)。

## 2.4 增加抗干扰设备

除一般的电缆敷设及屏蔽方法以外,有时需要借助于抗干扰设备,以使电磁骚扰电平低于可接受的干扰阈值,或者,更通常地是低于介质强度阈值。

基于两种经典的抑制骚扰的对策,抗干扰设备可分为三类:

- (1) 电流隔离设备(开路对策)。
- (2) 过电压保护(短路对策)。
- (3) 滤波(两种对策)。

### 2.4.1 隔离措施

提供隔离的最常用的部件是:

- (1) 电磁或静态继电器:通常仅限于“开—合”操作和很低频率下应用,隔离电平有效值不超过2kV(50/60Hz)。
- (2) 光耦合器:价廉、应用广(单独用或和其他电子电路一起用)。传递信号频率范围可达兆赫兹级,隔离电平可达5kV。

有时,输入和输出间的杂散电容(可达几皮法)可能严重限制高频下的共模抑制比,好的设计是在输入和输出间加屏蔽。



(3) 隔离变压器：应用最广。它可在对现有电路不做任何改变的情况下很容易地接入任何电路，通常在其输出不需任何功率输入。传输信号频率范围从几赫兹到几兆赫兹，隔离电平可达 20kV（有效值）。其一次、二次绕组间的杂散电容比光耦合器大（可达几百皮法），可用一接地的屏蔽来消除其影响。

多数隔离变压器具有带中间抽头的绕组，通过此抽头可将电路接地，这对处理纵向的和共模的工频电压很重要。还有，当通信设备呈现为一高的共模阻抗时，由于变压器的杂散电容可能发生引线对地闪络。这种情况下，在设备侧将中性点直接接地或通过浪涌保护装置接地就非常必要了。

(4) 光纤及光电隔离系统：对于所有的电磁骚扰都是一种最好的屏障，但除非用于多路信号传输（例如地区网），由于其（包括终端设备在内）价格较高，只限于用在要求宽带传输（即差分数字保护或远方保护）的复杂系统。

另一方面，值得注意的是，一些价格较低的塑料光纤对于要求很高隔离电平（例如引到高压变电站之外的电话线路）的短距离低频场所具有很好的效果。

现场设备接口电路中充分考虑光电隔离。在实际的电子电路系统中，不可避免地存在各种各样的干扰信号，若电路的抗干扰能力差将导致测量、控制准确性的降低，产生误动作，从而带来破坏性的后果。因此，若硬件上采用一些设计技术，破坏干扰信号进入测控系统的途径，可有效地提高系统的抗干扰能力。事实证明，采用隔离技术是一种简便且行之有效的办法。隔离技术是破坏“地”干扰途径的抗干扰方法，硬件上常用光电耦合器件实现电→光→电的隔离，它能有效地破坏干扰源的进入，可靠地实现信号的隔离。

在光电耦合器的输入部分和输出部分必须分别采用独立的电源，若两端共用一个电源，则光电耦合器的隔离作用将失去意义。当用光电耦合器来隔离输入、输出通道时，必须对所有的信号（包括数字量信号、控制量信号、状态信号）全部隔离，使得被隔离的两边没有任何电气上的联系，否则这种隔离是没有意义的。

有时，有必要将不同类型的隔离器件联合使用，例如隔离变压器和继电器或光耦合器或光纤传输直流信号的电话回路就有这种需要。

#### 2.4.2 过电压（浪涌）保护器件

浪涌保护器件和电流隔离的概念完全不同，只要浪涌保护器件动作就将浪涌电流泄放入地，在整个骚扰存在时间内被传输信号的电气特性被破坏了（有可能是电压被钳位、源阻抗改变甚至短路）。

当泄放入地的电流较大时，有时会引起共阻抗耦合或地电位升高，在别的地方引起干扰问题。因此，只有在可能被骚扰断开的电路中才用过电压保护器件，在带有保护信号的电路中通常不应使用。

#### 2.4.3 滤波器

与以上两种保护方法相反，滤波器并不是作为介质保护，而只是作为干扰防护。有关滤波器应用中的主要概念是：用于某一电路中的滤波器的带宽一定不要超过该电路的信号频谱。

用得最广泛的是安装在大多数电子设备电源端口的低通滤波器，这种滤波器通常有两个功能：衰减差模骚扰和共模骚扰。

第一个功能直接决定于滤波器的传递特性，通常比较容易达到；而第二个功能主要决定于滤波器的安装方式和接入设备的方式，常常会出现问题。

保证正确地抑制共模传导骚扰的唯一办法就是把滤波器直接安装在电缆进入设备的入口处（或电缆进入安装设备的机架或小室的入口），并使滤波器的金属外壳和机架直接接触，而不是（或者至少是）仅以接地线相连。

最常用的滤波器为电容，在二次设备的入口处安装电容后，能起到很好的滤波和减小电磁干扰的效果。

表 9.7-1 为 500kV 变电站短路故障时，假设过电压达 2p. u.，采取屏蔽和滤波电容后对 TA 控制电缆的电磁干扰的影响，可见采取屏蔽措施后二次电缆上的干扰电压只是无屏蔽时的 40%，而干扰电流只是无屏蔽时的 27.4%。单纯加装电容后，二次电缆上的干扰电压只是原来的 3%，干扰电流只是原来的 3%。如果同时采取屏蔽和滤波措施，则二次电缆上的干扰电压和干扰电流减小到无屏蔽和无滤波措施时的 1%。

表 9.7-1 屏蔽和滤波电容对 TA 控制电缆的电磁干扰的影响

抗干扰方法	二次电压 (kV)	二次电流 (A)
无屏蔽无滤波	32.0	213
有屏蔽无滤波	12.8	85.5
无屏蔽 0.01μF 滤波	3.91	26
屏蔽 0.01μF 滤波	1.65	11
无屏蔽 0.05μF 滤波	1.77	11.6
屏蔽 0.05μF 滤波	0.397	2.64
无屏蔽 0.5μF 滤波	0.980	6.53
屏蔽 0.5μF 滤波	0.042	0.275

#### 2.4.4 通用的推荐模式

所有 I 型保护器必须与电子设备隔开的小室或机架处再次接地，并且安装处要尽可能靠近房间或建筑物的入口；只有 II 型保护（抑制器）可允许放在设备内部。

电缆敷设必须和所安装的干扰抑制设备相对应，特别是当用隔离变压器的时候，必须注意使输入、输出导线间保持一定距离，以降低它们两者间的容性和感性耦合。

只要有可能，所有与一条电缆有关的电路必须以同样的方式保护。当只有其中的一些电路用了隔离变压器保护，而另外一些没用或者只装了浪涌保护装置，电路之间的绝缘电平必须至少等于变压器的绝缘电平。

#### 2.5 屏蔽措施

##### 2.5.1 建筑物的屏蔽

为保护非常敏感的设备，如通信设备或计算机，需要将建筑物屏蔽。需要屏蔽的主要骚扰源是：高频下主要是由于雷电和高压回路中开关操作（主要是 GIS）产生的骚扰；低频下主要是在电力线和母线附近的强磁场，磁场会扰乱监视器。

要求很高的屏蔽效益是不合理的，因为许多骚扰是传导的，并通过电缆进入建筑物。这就是说：以低成本实现高频屏蔽的最容易的办法之一就是在墙壁中放入钢筋（直径约 5mm）构成的格网，网孔的尺寸约 10~15cm，每一个格子都要和相邻的格子在边上焊在一起。这样的布置，在 10kHz~30MHz 之间的磁场衰减可达 15~30dB，衰减的大小决定于格子与格子之间、格子与金属骨架之间连接的程度，以及对各种孔、洞（例如窗户、门等）的处理。

对低频磁场的抑制。在一定意义上来说，衰减极低频（50Hz）磁场是更困难的。使用如上述的钢网格子只能得到



几个 dB 的衰减量。钢板或钢带更有效,但难加工。屏蔽效益和钢带的厚度以及磁导率的平方根成正比。板厚 2.5mm、相对磁导率 1000 包围骚扰源或受害体的闭合磁环路可提供 10~20dB 的衰减。当磁路不闭合,磁阻增高,以至在同样条件下屏蔽效益极少超过 10dB。

使用高导磁材料,屏蔽效能可大大增加。另一方面,用铝(或铜)板做屏蔽,由于感应的涡流也可能起到屏蔽的作用。对于同样的厚度,靠近敏感设备的钢,效果通常更好些;而铝的性能似乎在较远距离(几米)下要好一些。

当骚扰源是母线,抑制骚扰的最好办法是增加骚扰源与受害体之间的距离。

### 2.5.2 对电场和磁场耦合的抑制

## 2.6 GIS 变电站

在以前各节中讨论的所有电缆敷设原则都适用于 GIS,而且还必须加强,以适应这里更为严酷的环境条件。原则上,实现好的等电位绑接或完整接地平面是最重要的。对于 GIS,其外壳良好接地对减少电磁干扰是必要的。

完整接地面可以由水泥中连续焊接起来的钢网、在一个或数个平面上的铁栅格或金属板组成。埋置在钢筋混凝土中的钢筋可被用来构成这个接地平面。

所有金属骨架必须至少在两点接地:特别是电缆托盘或梯子必须在两个末端接地,并且,每次跨越其他金属部件时必须接地。GIS 金属外壳本身要在每一个支架底部连接到绑接网。连接线必须非常短,而且最好是用多根导线(3 根或 4 根)。

### 2.6.1 与架空线的连接

与架空线连接处,GIS 的金属外壳必须电气上延伸至完整接地面,这个要求可通过将 GIS 的管形外壳本身用 6~8 条短带沿其圆周分布连接到一块面积为几平方米的金属板(低阻抗)上,再将这块金属板连接到完整接地面来达到。

### 2.6.2 与电缆的连接

根据电缆的屏蔽是否需要连接到本地的地,区分为两种情况。

(1) 屏蔽连接到当地地:为避免明显的骚扰,唯一的办法就是将电缆屏蔽与 GIS 外壳做成同轴的等电位联结。如果电缆的屏蔽仅仅是连接到接地网,电缆屏蔽和 GIS 外壳间的电位差可以很容易地就超过 50kV。

为了避免不受控制的放电,建议在电缆上安装一个“电晕”环(圆桶状火花间隙),环与外壳间有 2~5mm 一个小间隙。这样一个电晕环,其作用如同一个高通滤波器,它能让能很好受到控制的低能量放电火花(50/60Hz 分量)流过外部的“同轴”连接,对总的骚扰电平只有很小或者没有影响。

(2) 屏蔽不接到本地地:当电缆屏蔽不连接到当地,有必要在屏蔽顶部和外壳之间安装吸波元件,如压敏电阻、电容或电阻。该方法也可用于旁路金属外壳上的绝缘连接。在所有情况下,与旁路元件的连接必须尽可能短。

## 2.7 其他抗干扰措施

### 2.7.1 接线端子的隔离

各种不同性能的元件和导线,应按其不同电平、功率、抗干扰能力、产生干扰的情况等分类使用端子箱或端子排,各类接线端子之间应保持一定的距离或采取隔离措施。当一面屏内既有强电端子,又有弱电端子时,最好能将其左右分开,即屏左侧布置强电端子、屏右侧布置弱电端子。若强弱

电端子不能分开时,也可以将屏蔽导线不经过端子排而直接引至设备端子排上,或者在强弱电端子排之间设隔板,并按弱电端子在上、强电端子在下的排列原则布置,并保证导线与端子的连接紧密、牢靠,以减小接触电阻。

### 2.7.2 合理选取导线截面

减小导线截面,有利于抑制由电磁、静电和集肤效应所引起的干扰,但将增加导线电阻,恶化阻抗匹配,故在选取导线截面时,应在满足压降及阻抗匹配要求的前提下,尽可能地减小导线截面。

### 2.7.3 弱电回路不宜直接引至主控室外

由于各种干扰对弱电回路的影响极大,故在一般情况下,如与配电装置有联系时,应增加中间继电器转换隔离,但当弱电回路所接电气设备仅需反映由高低电位决定的开关量信号时,且电气设备采用了光电隔离等抗干扰措施,二次回路的其他抗干扰措施比较完善的情况下,也可将弱电回路直接引至配电装置内,这样可简化二次回路,减少中间环节,如河津 220kV 变电站按此原则设计,运行情况良好。

### 2.7.4 直流电源的抗干扰

当直流回路有操作时,干扰信号可以从弱电设备的稳压电源输入端侵入,因此,要分别在直流稳压电源正负极输入端加装对地抗干扰电容,并将两只电容器在同一点接地。

### 2.7.5 其他措施

在同一回路内,如中间要经过其他设备的接线端子等,则应选用与电缆一致的金属材料作接线端子,以免引起寄生电势的干扰。加快开关的切换速度可能是减少所产生的电磁干扰量的一种有效方法,尽管这一措施不一定会减小所产生的最大暂态幅值。当使用磁屏蔽时,宜采用高磁导率、无孔板材全封闭式结构,并且应使屏蔽体紧靠二次线或二次设备。实验表明,磁屏蔽体上如存在网孔,则会使磁屏蔽效果骤减。

## 3 对外通信及电源线路的隔离

### 3.1 对外通信线路的隔离

通信(或信号)线是最常见的低电位引入和高电位引出途径,可以采用多种方法限制经过通信(或信号)线引入的低电位和高电位来保护人身和设备的安全。保护措施之一是采用隔离变压器。隔离变压器可将地网中的高电位和远方的低电位隔离,从而保障人身和设备的安全。另外一种保护措施是等电位保护法,即在有电位差的地方加入压敏电阻或类似器件入放电管、TVS 管等,短路故障或有电磁暂态时,保护器件动作,将信号线上的电位维持在比较低的数值。

隔离变压器保护时应选择耐压较高的隔离变压器,隔离变压器的耐压应不小于 10kV,该数值应与地网最大电位升高相配合。

随着通信事业的迅猛发展,光纤已成为主要的通信媒介。光纤是非导电材料,它能有效地隔离故障时大型变电站地网的高电位与远方的低电位,使之对人身和设备没有丝毫的危害。

目前在变电站设计中,对外界的通信线、信号线等一般一律采用光纤,对外全部是光纤连接。因此,变电站的通信线路对外全部是隔离的,不存在高电位引出和低电位引入的问题。

总的说来,在变电站中由于光纤系统的大量采用,发生短路故障时,不会因通信线路对人身和设备造成危害。

### 3.2 向站外供电的三相四线制低压线路的隔离

对于变电站站外的低压供电线路或二次线路，当其中性线和变电站接地网相连接时，也可能因转移电势而产生危险。因为，当变电站接地网电位由于接地故障电流而升高时，此电位升的全部或大部分可能作为危险电压出现在接地中性线上，那么在不利的环境下也可能在远离变电站的地方产生危险的电位梯度。

当向变电站站外供电的三相四线制电源中性点与地网相连时，地网的高电压可以经相线、零线和电缆的金属外皮传到用户处，如图 9.7-1 所示，这将危及用户的人身和设备安全。从变电站引出到接地网外的低压线路，低压线路的中性线可与变电站本身的接地网绝缘或隔离，如采取隔离变压器隔离所有引出变电站的电源线，以防止高电位产生的意外。

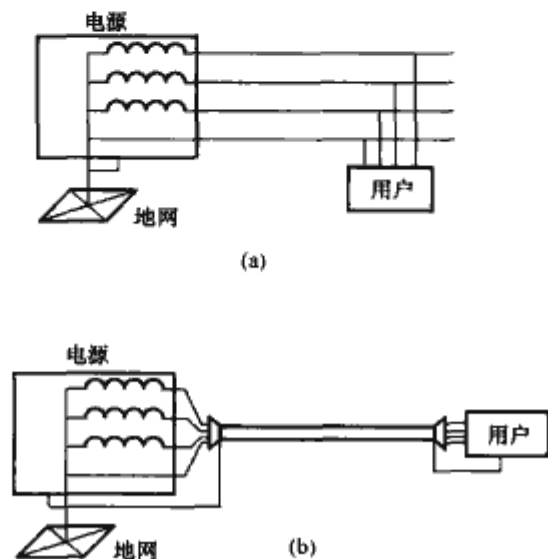


图 9.7-1 高电位经低压线路引外示意图

(a) 经架空线路供电；(b) 经电缆供电

连接站外用户比较好的方法是采用架空线路，其电源中性点不在接地网内接地而改在用户处单独接地，如图 9.7-2

所示。但从总的方面来说，不能使低压线路故障切除时间延长，防止该地点的总危险性非但没有减少反而有所增加。如果低压线路中性线与变电站接地网绝缘，那就必须排除远处地电位通过中性线而引入变电站的可能性。这就意味着变电站及其附近线路的中性线应作为带电的导线来看待。至于对其所采取绝缘措施的问题，应采用能承受接地网最大电位升的绝缘材料与变电站接地网隔离，并将其布置在工作人员接触时危险性最小的地方。如果供电电缆具有金属护层，这些电源中性点不应在接地网内接地，而改在用户处接地。另外，最好将电缆埋在土中，或在电缆进入用户处将金属外皮剥去 50~100cm，然后穿入绝缘套内。

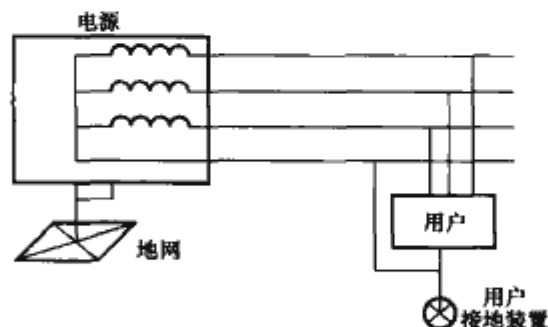


图 9.7-2 低压线路转移电势的限制

### 3.3 由变电站供电的移动式设备及工具

由变电站直接供电的移动式设备与工具，即使它们在处于安全范围内的接地网区域以外的地方使用，但对其危险性仍必须予以考虑。因为如果中性线或机械设备的接地线也与接地的变电站接地网相连时，站内接地故障时的危险转移电位将会出现在机械设备和附近地面之间。为了避免这种情况的发生，一般应采用隔离变电器隔离，或者将中性线与机械设备在就近工作地点接地，或在施工区域布置绝缘垫，使局部接地的最大故障电流限制在人身安全的范围内。



## 参 考 文 献

- [1] C. M. Wiggins, D. E. Thomas, F. S. Nickel, T. M. Salas, S. E. Wright. Transient electromagnetic interference in substation. IEEE Transactions on Power Delivery, 1994, 9(4): 1869-1884.
- [2] C. M. Wiggins, S. E. Wright. Switching transient fields in substations, IEEE Trans. on Power Delivery, 1991, Vol. 6, No. 2.
- [3] CIGRE WG36.04, Guide on EMC in Power Plants and Substations, 1997, 12.
- [4] Clayton R. Paul. Introduction to electromagnetic compatibility. New York: John Wiley and Sons, 1992.
- [5] D. E. Thomas, et al. Induced transient in substation cables: measurement and models, IEEE Trans. on Power Delivery, 1994, Vol. 9, No. 4.
- [6] EPRI Report EL-2257 Conductor Development. Published by EPRI, February 1982.
- [7] HVDC Transmission Line Reference Book. Published by EPRI, 1993.
- [8] IEC 62305-4(Ed. 1): Protection against lightning- Part 4: Electrical and electronic systems within structures.
- [9] J. G. Anderson. 超高压输电线路. 北京: 水利电力出版社, 1979.
- [10] J. G. Anderson. 电力工业部武汉高压研究所译. 345 千伏及以上超高压输电线路. 北京: 电力工业出版社, 1981.
- [11] J. 阿里拉加, 等. 唐统一, 等. 电力系统谐波. 1 版. 北京: 中国矿业大学出版社, 1991.
- [12] Jonh Moulder, 电力线与癌症——常见问题和回答. 美国威斯康星医科大学[DB/OL]. [2004-6-29]. <http://www.who.int/emf>.
- [13] Jos Arrillaga, Bruce C Smith, Neville R Waton, Alan R Wood. Power System Harmonic Analysis. New York: John Wiley and Sons, 1997.
- [14] P. A. Chatterton, and M. A. Houlden. EMC: electromagnetic theory to practical design. New York: John Wiley and Sons, 1992.
- [15] Transmission Line Reference Book HVDC to 600kV. Published by EPRI, 1977.
- [16] W. Janischewskyj, G. gela, Finite Element Solution for Electric Fields of Coronating DC Transmission Lines, IEEE Trans. on power Delivery, 1979, Vol. PAS-98, No. 3.
- [17] 陈穷, 蒋全兴, 周开基, 王素英. 电磁兼容性工程设计手册. 北京: 国防工业出版社, 1993.
- [18] 郭贤珊. 交流高压接地开关开合感应电流问题的探讨. 高压电器, 2006, 42(03): 214-217.
- [19] 国电公司, 东北电力设计院. 电力工程高压送电线路设计手册. 二版. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [20] 国际大电网会议第 36.01 工作组, 邵方殷, 等. 输电系统产生的电场和磁场. 北京: 水利电力出版社, 1984.
- [21] 蒯狄正, 万达, 邹云. 直流输电地中电流对电网设备影响的分析与处理. 电力系统自动化, 2005, 29(2): 81-82.
- [22] 赖祖武. 电磁干扰防护与电磁兼容. 北京: 原子能出版社, 1993.
- [23] 刘文魁, 庞东. 电磁辐射的污染及防护与治理. 北京: 科学出版社, 2003.
- [24] 刘振亚. 特高压电网. 北京: 中国经济出版社, 2005.
- [25] 卢铁兵. 变电站瞬态电磁环境数值预测方法的研究. 华北电力大学, 2002.
- [26] 美国全国环境卫生学研究所(NIEHS). 电磁场研究与公众资料传播(EMF RAPID)计划——电磁场常见问题与回答[DB/OL]. [2002-10-1]. <http://www.niehs.nih.gov>.
- [27] 庞廷智, 崔鼎新, 孙鼎, 等. 电力线路对电信线路的影响和保护. 北京: 水利电力出版社, 1987.
- [28] 钱照明, 程肇基. 电力电子系统电磁兼容设计基础及干扰抑制技术. 杭州: 浙江大学出版社, 2000.
- [29] 全国无线电干扰标准化技术委员会, 全国电磁兼容标准化联合工作组, 中国实验室国家认可委员会. 电磁兼容标准实施指南. 北京: 中国标准出版社, 1999.
- [30] 阮黎东, 宋福祥, 孙全红. 高压变电站对周围环境的影响与评价. 电力环境保护, 2005, 21(3): 1-3.
- [31] 尚春. HVDC 地中电流对交流变压器影响的抑制措施. 高电压技术, 2004, 30(11): 52-54.
- [32] 世界卫生组织(WHO). 电磁场和公众健康——极低频场. Fact Sheet No. 205 [DB/OL]. [1998, 11]. <http://www.who.int/emf>.
- [33] 世界卫生组织(WHO). 电磁场和公众健康——生物系统中的物理性质和影响. Fact Sheet No. 182 [DB/OL]. [1998, 5]. <http://www.who.int/emf>.
- [34] 栗福珩. 高压输电的环境保护. 北京: 水利电力出版社, 1988.
- [35] 孙涛, 万保权. 500kV 变电站电磁环境参数测量. 高电压技术, 2006, 32(6): 51-55.
- [36] 万保权, 邬雄, 杨毅波, 等. 750kV 变电站母线电磁环境参数的试验研究. 高电压技术, 2006, 32(3): 57-60.
- [37] 王洪新, 贺景亮. 电力系统电磁兼容. 武汉: 武汉大学出版社, 2004.
- [38] 邬雄, 万保权, 张广洲, 等. 750kV 输变电工程电磁环境问题的研究. 武汉: 武汉高压研究所, 2002.
- [39] 吴桂芳. 我国±500kV 直流输电工程的电磁环境问题. 电网技术, 2005, 29(11): 5-8.
- [40] 吴竞昌. 供电系统谐波. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [41] 张直平. 城市电网谐波手册. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [42] 张重远. 气体绝缘变电站开关操作产生的电磁干扰问题研究. 华北电力大学(河北), 2004.
- [43] 赵杰, 曾 嵘, 黎小林, 吕金壮, 何金良, 张 波. HVDC 输电系统地中直流对交流系统的影响及防范措施研究. 高压电气, 2005, 41(5): 324-329.
- [44] 赵晓君. 高压直流输电工程技术. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [45] 赵玉峰, 赵冬平, 于燕华, 赵忠, 于波, 何宁. 现代环境中的电磁污染. 北京: 电子工业出版社, 2003.
- [46] 浙江大学发电教研组直流输电科. 直流输电. 北京: 电力工业出版社, 1985.
- [47] 《中国电力百科全书》编辑委员会. 中国电力百科全书: 第二卷, 输电与配电卷. 北京: 中国电力出版社, 2000.





# 第 10 篇 高电压试验设备与电气 绝缘试验

主编单位：清华大学

哈尔滨理工大学

主 编：戚庆成 高文胜 陈庆国 刘瑛岩

编写人员：戚庆成（清华大学）

高文胜（清华大学）

陈庆国（哈尔滨理工大学）

刘瑛岩（清华大学）





# 第1章 高电压试验设备

## 1 交流高电压试验设备

### 1.1 概述

交流高电压试验设备是高电压试验中产生交流高电压的电源设备。它广泛应用于电力设备的交流耐压、局部放电、介质损耗、沿面闪络、间隙击穿等各种绝缘试验。此外，它也用作直流高电压试验设备、冲击电压发生器、冲击电流发生器等其他高电压试验设备的高压电源。

交流高电压试验设备通常采用高电压试验变压器。单级试验变压器的额定电压一般在 750kV 以下。额定电压很高的试验变压器常采用串级变压器的结构。对于大容量的试品，可采用串联谐振装置。

交流高电压试验设备的额定电压按试验需要选用。目前，这类设备的额定电压可高达 2250kV，个别甚至达到 3000kV。通常情况下，高电压试验的负荷并不大，因此这类设备的额定电流一般为 1A；用于污秽试验的设备，额定电流稍大，取 2~4A。

根据 GB/T 16927.1—1997《高电压试验技术 第一部分：一般试验要求》规定，交流高电压试验的试验电压值应按其峰值除以 $\sqrt{2}$ 来确定，而不以常用的方均根（有效）值来表示。试验电压的波形应接近正弦波，要求其正、负峰值和方均根（有效）值之比应在 $\sqrt{2} \pm 0.07$ 以内。试验电压的频率一般应为 45~65Hz，因而称作工频试验电压。按有关设备标准的规定，有些特殊试验可能采用的频率远低于或高于这一范围，如发电机的超低频交流高电压试验采用频率可低至 0.1Hz，变压器的交流感应耐压试验常采用 3 倍频率 150Hz。

### 1.2 单级试验变压器

单级试验变压器是交流高电压试验中最广泛采用的试验设备，也是直流、冲击等其他高电压试验设备常用的高压电源。

#### 1.2.1 主要特点与基本结构

单级试验变压器最主要的特点是电压较高、变比较大，因而高、低压绕组间的绝缘较厚，致使变压器的漏抗较大，短路阻抗压降一般为 4.5%~9%。为减小漏抗，高、低压绕组不绕在同一铁心柱上时，常需加设平衡绕组。此外，高电压试验变压器做绝缘试验的负荷较小，工作时间较短，因而变压器的容量并不大，无需设置电力变压器那样的散热器。

高电压试验变压器绝大多数采用油浸式变压器，干式变压器已极少采用。室内用的试验变压器大多采用绝缘筒外壳，结构较简单、轻便。户外用试验变压器宜采用金属外壳，高电压由套管引出；额定电压较低者采用单套管结构；额定电压较高者可采用双套管结构，其铁心与金属外壳都接在高压绕组中点，并与地绝缘。这样，高压绕组和套管的绝缘水平可以减半。

#### 1.2.2 试验变压器的使用

采用试验变压器进行交流高电压试验的基本接线如图 10.1-1 所示。

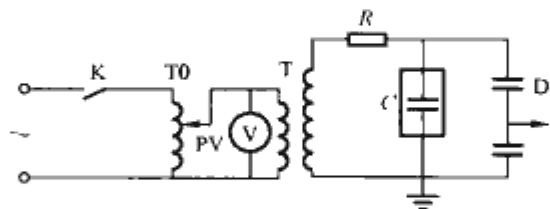


图 10.1-1 交流高电压试验基本接线

K—电源开关；T0—调压器；T—试验变压器；  
R—保护电阻；C—试品；D—分压器；PV—电压表

交流高电压试验中，试验变压器的主要负荷为试品电容。试验变压器的负荷电流  $I$  和试验容量  $P$  可按以下两式计算

$$I = 2\pi fCU \quad (10.1-1)$$

$$P = 2\pi fCU^2 \quad (10.1-2)$$

式中： $f$  为电源频率； $C$  为试品电容； $U$  为试验电压。

试验中试品电容电流在试验变压器漏抗上的压降与电源电压相位同相，致使变压器高压输出端的电压有所升高，称作“容升现象”。因此，试品上实际施加的高电压应直接测量，例如采用分压器 D 或其他测量设备，不能用试验变压器的一次电压乘以变比来确定。

试验变压器在高电压试验中常会遇到试品击穿、闪络等放电的情况，为限制短路电流、抑制放电形成很陡的电压突变以及电弧熄灭时产生的过电压，试验变压器高压输出端需串接一保护电阻  $R$ 。保护电阻的阻值一般可按  $0.1\Omega/V$  选取，长度应保证试品放电时电阻上的压降不致引起表面闪络。此外，为防止试品放电后电弧熄灭时产生过电压，还可在试验变压器一次侧并联高速晶闸管保护开关，及时将一次绕组短路；为防止试验变压器合闸过电压，调压器都设有零位联锁触点，保证试验变压器在调压器零位时才能合闸升压。

交流高电压试验要求试验电压接近正弦波形。为减小试验变压器输出电压的波形畸变，试验变压器需选用优质的硅钢片，选取较低的磁通密度，以减小励磁电流中的谐波分量在调压器漏抗上形成的谐波压降。试验变压器采用电源的线电压（不采用相电压），一次侧并联 3 次、5 次谐波等的 LC 串联谐振滤波器，或采用电动发电机组作为电源等，都可改善交流试验电压的波形。

由于高电压试验变压器的重要性比电力变压器要小得多，因而设计选取的安全系数较小，绝缘裕度、耐受发热量等都不大。故试验变压器通常只允许短时运行，这也能适应高电压试验的一般需要。

高电压试验变压器用于湿闪试验和污闪试验时，负荷含有试品的电导电流。试验中，当试品发生闪络之前，电导电流很快增大且有不稳定的变化。它在电源阻抗上形成较大的变动的压降，使试品上的作用电压降低且不保持恒定。这将



会阻碍试品沿面局部电弧的发展,从而影响闪络电压的测定。因此,这类试验要求调压器和试验变压器综合的电源阻抗尽可能小,即电源的短路电流应足够大。对于湿闪试验,电源的短路电流需大于1A;对于污闪试验,电源的短路电流一般需大于15A。

高电压试验变压器用于局部放电试验时,需采用有特殊措施的无晕试验变压器,一般要求其局部放电量不超过5pC,以保证试验变压器本身的局部放电不影响试品的局部放电测量。

### 1.3 串级试验变压器

#### 1.3.1 原理接线

额定电压很高的兆伏级试验变压器常采用经济和技术上较合理的串级结构。以三台单套管试验变压器串联组成的串级试验变压器为例,其原理接线如图10.1-2所示。

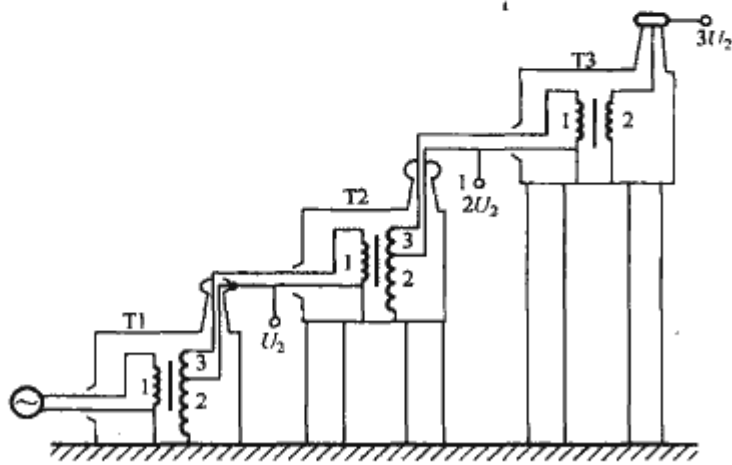


图 10.1-2 三台单套管试验变压器串联组成串级试验变压器的原理接线

T1、T2、T3—试验变压器； $U_2$ —高压绕组额定电压；  
1—低压绕组；2—高压绕组；3—串级供电绕组

设各台试验变压器高压绕组的额定电压为  $U_2$ , 则三台高压绕组串联后, 该串级试验变压器的额定电压  $U_N = 3U_2$ 。由于变压器 T2 和 T3 的外壳处于前一级变压器高压端的电位, 分别可达  $U_2$  和  $2U_2$ , 因此它们需采用相应的对地绝缘支撑。

设各台试验变压器高压绕组的额定电流为  $I_2$ , 则该串级试验变压器的额定容量  $P_N = U_N I_N = 3U_2 I_2$ 。由于变压器 T1 和 T2 的串级供电绕组要给下一级变压器供电, 绕组的容量应与下一级变压器的容量相当, 因此三台变压器 T3、T2、T1 的容量分别为  $P_3 = U_2 I_2$ ,  $P_2 = 2U_2 I_2$ ,  $P_1 = 3U_2 I_2$ 。则该串级试验变压器的设备总容量为  $P_T = P_1 + P_2 + P_3 = 6U_2 I_2$ , 比它能输出的额定容量  $P_N$  大了一倍, 整套设备的利用率为  $\eta_T = P_N / P_T = 3U_2 I_2 / 6U_2 I_2 = 0.5$ , 只有 1/2。若串级试验变压器级数再增加, 其设备利用率还要进一步降低, 因此试验变压器一般仅串联 2~3 级。

#### 1.3.2 主要特点

串级试验变压器可产生很高的试验电压, 且具有较合理的绝缘结构, 在试验中也可把其中某台单独使用或几台组合使用而有一定的灵活性。然而, 串级试验变压器整套设备的利用率较低, 并随级数增多而下降; 而且几台变压器串联后, 漏抗随级数增多而急剧增大, 例如三台变压器组成的串级试验变压器的漏抗可高达 40%; 此外, 试验中带负荷时各级稳态电压分布和试品放电时各级暂态电压分布都不均匀, 其不均匀程度也随级数增多而加剧。因此, 串级试验变压器一般不宜超过 3 级。

### 1.4 试验变压器的调压装置

高电压试验中试验电压均应从零起升高到指定值, 这都

利用试验变压器的调压装置来完成, 如图 10.1-1 所示。根据交流高电压试验的要求, 调压装置的输出波形应接近正弦波, 漏抗尽可能小, 输出电压和容量应稍大于试验变压器一次侧额定电压和额定容量。

试验变压器常用的调压装置有四种: 自耦调压器、移圈式调压器、电动发电机组和感应调压器。

#### 1.4.1 自耦调压器

自耦调压器的原理接线如图 10.1-3 所示。调压器一次侧接电源电压  $\dot{U}_1$ , 二次侧以滑动或滚动触头在绕组上从零位 (O) 向高端 (H) 移动来调节输出电压  $\dot{U}_2$ 。

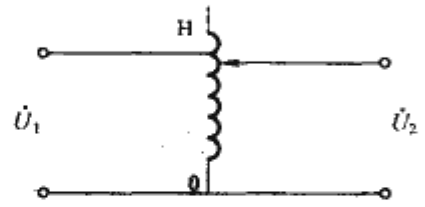


图 10.1-3 自耦调压器的原理接线

自耦调压器的结构简单, 漏抗较小, 波形较好, 输出电压可稍高于电源电压。由于触头允许通过的电流受限, 自耦调压器的容量不能很大, 一般在 20kVA 以下。

#### 1.4.2 移圈式调压器

移圈式调压器的原理接线与结构如图 10.1-4 所示。图

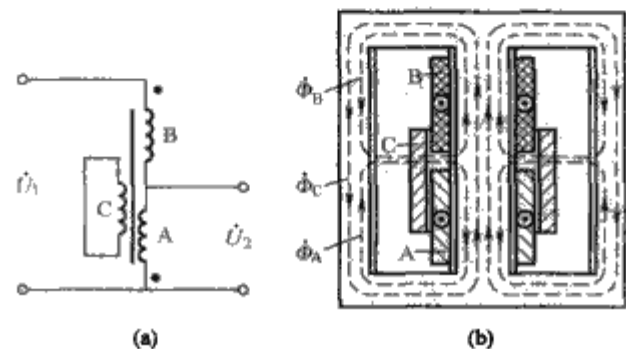


图 10.1-4 移圈式调压器的原理接线与结构  
(a) 接线; (b) 结构

中 A 为主线圈, B 为辅线圈, C 为短路线圈。主线圈 A 和辅线圈 B 的匝数相等, 绕向相反, 串联后接电源电压  $\dot{U}_1$ 。它们产生的磁通  $\dot{\Phi}_A$  和  $\dot{\Phi}_B$  大小相等, 方向相反。短路线圈 C 的匝数与线圈 A、B 相同, 可上下移动以调节电压。当线圈 C 处于最低或最高位置时, 它感应产生的磁通  $\dot{\Phi}_C$  完全抵消磁通  $\dot{\Phi}_A$  或  $\dot{\Phi}_B$ , 相当于把线圈 A 或 B 短路, 此时输出电压  $\dot{U}_2$  为 0 或  $\dot{U}_1$ 。当线圈 C 处于中间任意位置时, 磁通  $\dot{\Phi}_C$  只能部分抵消磁通  $\dot{\Phi}_A$  和  $\dot{\Phi}_B$ 。因此从低到高移动线圈 C 即可调节输出电压  $\dot{U}_2$  由 0 升到  $\dot{U}_1$ 。

移圈式调压器的漏抗随线圈 C 的移动而改变, 有可能与试品的容抗相当而发生串联谐振过电压, 因而在调压过程中需注意。

移圈式调压器的主磁通在结构上通过一段非导磁材料, 铁心不易饱和, 对波形畸变的影响减小; 但磁阻很大, 使空载电流很大, 占额定电流的 1/4~1/3。移圈式调压器没有滑动触头, 容量可做到 2200kVA。

#### 1.4.3 电动发电机组

电动发电机组是大容量的调压设备, 它用电动机带动同步发电机, 并由发电机的励磁电流来调节其输出电压。电动发电机组可平稳调压, 且漏抗较小, 波形为正弦, 具有良好的运行性能。机组中电动机可采用同步电动机、异步电动机和直流电动机, 分别可取得电网频率、略低于电网频率和任何给定频率的输出。

电动机有较大的起动电流, 需配备合适的起动设备。交



流高电压试验中,同步发电机所带的负荷大多是试品的电容,必须防止发电机自激引起的过电压。电动发电机组的设备投资较大,运行维护较复杂,因而只在试验条件要求较高的少数场合才采用。

#### 1.4.4 感应调压器

感应调压器的结构相当于转子处于制动状态的绕线转子异步电动机,其原理相当于变压器。改变转子转角的位置,即可改变转子与定子绕组间交链的磁通,从而调节定子的输出电压。

感应调压器有单相和三相两种。它们可平稳调压,容量也可较大,但波形有较大畸变。

#### 1.5 串联谐振装置

串联谐振装置是利用电抗器电感与试品电容串联构成的谐振回路,在试品上产生较高试验电压的装置,其原理接线如图 10.1-5 所示。

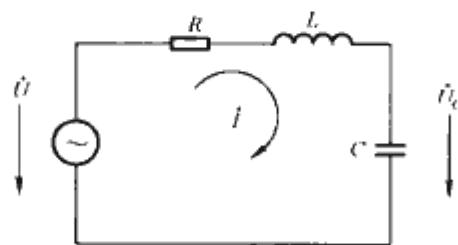


图 10.1-5 串联谐振装置的原理接线

$\dot{U}$ —高压电源电压;  $R$ —回路损耗电阻;

$L$ —电抗器电感;  $C$ —试品电容;  $\dot{I}$ —回

路电流;  $\dot{U}_C$ —试品电压

图 10.1-5 中,  $LC$  串联谐振回路的谐振条件为

$$\omega L = \frac{1}{\omega C} \quad (10.1-3)$$

$$\text{谐振频率} \quad \omega = 1/\sqrt{LC} \quad (10.1-4)$$

$$\text{品质因数} \quad Q = \omega L/R = 1/(\omega CR) = \sqrt{\frac{L}{C}}/R \quad (10.1-5)$$

当  $LC$  串联谐振时,

$$\text{回路电流} \quad I = U/R \quad (10.1-6)$$

$$\text{电源功率} \quad P = U^2/R \quad (10.1-7)$$

$$\text{试品电压} \quad U_C = U/(\omega CR) = QU \quad (10.1-8)$$

$$\text{试品功率} \quad P_C = I^2 \frac{1}{\omega C} = QP \quad (10.1-9)$$

由此可见,试品电压可以是电源电压的  $Q$  倍,而电源功率是试品功率的  $1/Q$ 。串联谐振回路品质因数  $Q$  通常可达 20~40,甚至更高,因而它较适用于大电容试品,如电力电缆、电容器、发电机、气体绝缘变电站 (GIS) 等的交流高电压试验,特别是现场试验。

串联谐振装置产生的试验电压波形是良好的正弦波。试品闪络或击穿时电抗器可限制短路电流;同时因回路失谐,立即使高电压消失,电弧也随之熄灭;之后在试品上的恢复电压上升较缓慢,因而试验比较安全。

串联谐振装置的电抗器承受的电压与试品电容电压相当,试验电压较高的装置中电抗器可采用多台串联的结构。串联谐振装置大多采用移圈式电抗器,改变其电感进行调谐,电源为工频 50~60Hz;也有采用电感固定的电抗器,以调频电源改变频率进行调谐,调频电源的最高频率一般约 1kHz;个别采用改变电容进行调谐的方式,配备工频 50~60Hz 的电源、电感固定的电抗器和若干台电容大小不同的高压电容器。

#### 1.6 并联谐振装置

并联谐振装置是利用电抗器的电感与试品电容并联构成的谐振回路,以电抗器的感性功率补偿试品容性功率的装置。并联谐振时,感性功率与容性功率相当,可使所需的电源功率大为减小。显然,它也适用于大电容试品的交流高电压试验。

并联谐振装置一般采用低压电抗器并接在高电压试验变压器的一次绕组或平衡绕组上,电抗器的电感可调。这类装置的结构较为复杂,仅在大容量的串级试验变压器中应用。

### 2 直流高电压试验设备

#### 2.1 概述

直流高电压试验设备是高电压试验中产生直流高电压的电源设备,故可称作直流高电压发生器。它广泛应用于直流耐压、局部放电、间隙放电、污秽放电、泄漏电流等各种绝缘试验。大电容量的交流电力设备也有用直流耐压试验代替交流耐压试验。直流输电设备除上述各种绝缘试验外,有些还需进行直流高电压快速转换极性试验。此外,直流高电压发生器也用作冲击电压发生器、冲击电流发生器、振荡回路等试验设备的直流充电电源;在其他科技领域中,如高能粒子加速器、电子显微镜、X 光机、静电喷涂、除尘等装置都需用直流高电压发生器作为电源。

直流高电压发生器的额定电压不要求很高时,可采用半波整流、全波整流或倍压整流等回路;额定电压较高的发生器常采用串级整流回路。直流高电压发生器的额定电流一般不大,常采用单相整流回路;额定电流较大时,如几百毫安甚至几安,则采用对称或三相整流回路。

直流高电压发生器的基本参数为额定电压、额定电流和纹波系数。根据不同的需要,直流高电压发生器的额定电压范围很广,可从千伏至兆伏量级,其额定电流可从毫安至安量级。纹波系数按高电压试验的要求,一般小于 3%~5%。根据不同试验和应用对象,直流高电压发生器的输出电压稳定性、局部放电量、极性转换、结构尺寸与质量等性能指标各有不同的要求。

#### 2.2 串级直流高电压发生器

串级直流高电压发生器实质上是若干个倍压整流回路串联而成的设备,其接线如图 10.1-6 所示。它可将交流电压成倍地整流成很高的直流电压,兆伏级的直流高电压发生器常采用这种串级整流回路。

串级直流高电压发生器的工作原理如下:

当充电变压器  $T$  输出电压在负半周期间,硅堆  $VD1'$  导通,电容  $C_1'$  最高可充电到变压器输出电压峰值  $U$ 。当充电变压器  $T$  输出电压在正半周期间,硅堆  $VD1'$  截止,  $VD1$  导通,输出电压峰值  $U$  与电容  $C_1'$  已充上的直流电压  $U$  叠加起来向电容  $C_1$  充电,

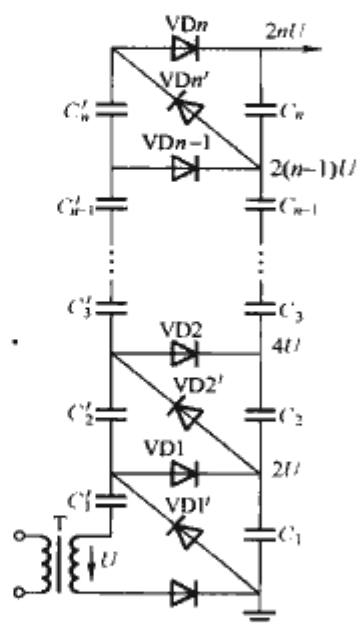


图 10.1-6 串级直流高电压发生器



最高可充电到  $2U$ 。随后的负半周期间, 电容  $C_1$  可通过硅堆  $VD_2'$  向电容  $C_2'$  充电, 正半周期间, 电容  $C_2'$  又可通过  $VD_2$  向电容  $C_2$  充电。经过若干周期后, 变压器侧电容柱  $C_i' = (i=1, 2, \dots, n)$  与直流输出侧电容柱  $C_i$  互相逐级向上充电的结果, 除电容  $C_1'$  最高可充电到  $U$  之外, 其他各级电容均最高可充电到  $2U$ 。于是,  $n$  级发生器最高输出直流电压可高达  $2nU$ 。

以上解说是基于负荷为零的理想情况。实际上, 当发生器有负荷时, 各级电容都将放出一定的电荷, 其电压均达不到最高值。发生器的实际输出电压将低于  $2nU$ , 其平均压降  $\Delta U$  为

$$\Delta U = \frac{I_d}{6fC}(4n^3 + 3n^2 + 2n) \quad (10.1-10)$$

式中:  $I_d$  为输出电流;  $f$  为交流电源频率;  $C$  为级电容;  $n$  为级数。

同时, 输出电压将随各级电容的充电与放电过程形成波动, 其纹波  $\delta U$  为

$$\delta U = \frac{I_d}{4fC}n(n+1) \quad (10.1-11)$$

从式 (10.1-10) 和式 (10.1-11) 可知, 发生器输出电压的平均压降和纹波随级数  $n$  的三次方和二次方增大, 单靠增加级数来提高输出电压的效益将越来越差。因此, 串级直流高电压发生器采用的级数有一定限度。

对于负荷较大的发生器, 需适当减少级数  $n$ , 增大电容  $C$  或提高电源频率  $f$ ; 此外, 还可采用对称回路或三相回路。对称回路的充电变压器高压绕组中点接地, 两个高压端分别连接两组如图 10.1-6 所示的串级回路, 但共用输出侧电容柱  $C_i$ 。这样, 交流充电电压的正、负半周都能向输出侧电容柱充电, 从而可增加发生器带负荷的能力。三相回路采用三相 Y 接充电变压器, 与对称回路相似, 但又增加了一组串级回路。三相交流充电电压各相轮流向输出侧电容柱充电, 可进一步增加发生器带负荷的能力。

### 2.3 特殊的串级直流高电压发生器

串级直流高电压发生器的应用领域十分广泛。电力设备的各种直流高电压试验对发生器的性能要求也有所不同; 其他科技领域中, 粒子加速器、电子显微镜、X 光机等对直流高电压电源更需要某些特殊要求。

直流高电压发生器输出电压的稳定度一般应不大于 1%。对于电力设备的直流污秽试验, 发生器的输出电流较大, 输出电压还要求相当坚挺。试验标准规定, 在发生 0.5A 泄漏电流持续 0.5s 的期间内, 输出电压的动态压降应不大于 5%。因此, 发生器常需采用快速反馈的可控硅调压系统。

直流输电设备, 如换流变压器等, 除直流耐压试验外, 还要进行极性转换试验, 要求直流高电压发生器能在 1~2min 内完成试验电压从正到负或从负到正的快速极性转换。在正、负极性试验电压的转换过程中, 包括发生器和试品在原有极性的试验电压下放电、接地、硅堆转换极性, 然后再升压到另一极性的试验电压等步骤, 其中硅堆转换极性的时间必须在几秒内完成。串级直流高电压发生器多个硅堆同时快速转换极性需采用特殊的装置。利用液压传动机构迅速改变硅堆中全部硅二极管导通方向的装置可实现发生器的快速极性转换。

在直流输电设备的直流耐压和极性转换试验中还同时进行局部放电的检测。为了不影响试品局部放电量的测量, 要求串级直流高电压发生器本身无局部放电。这种发生器的各部件都需要严格设计、制造, 顶部屏蔽罩直径一般较大, 整

套装置安装后需检测其总体的局部放电量。

现场试验用的便携式直流高电压发生器额定电压为几十至几百千伏, 额定电流为几毫安, 但要求结构紧凑、质量较轻。鉴于发生器功率不很大, 通常采用晶体管振荡器或晶闸管逆变器产生几千至几十千周的中频电压, 经功率放大器或直接由中频变压器升压, 作为串级直流高电压发生器的交流电源。采用中频电源后, 可选用很小的级电容即能达到技术指标, 从而使发生器的尺寸和质量大为减小。现有的发生器成品全重仅十几至几十千克。

静电喷涂用的串级直流高电压发生器输出电压为 60~90kV, 电流为 200~300 $\mu$ A。电子显微镜用的串级直流高电压发生器输出电压为数十千伏至数兆伏, 电流约几百微安。它们的功率都较小, 同样都常采用晶体管振荡器产生 10~20kHz 的中频电压作为电源, 可使整套设备小型化。

电子显微镜的直流高电压发生器对输出电压稳定度要求较高, 一般为  $10^{-4}$ ~ $10^{-5}$  甚至  $10^{-6}$ 。发生器需采用高频电源, 并还需采用电压稳定系统。发生器输出电压由分压器取出的反馈信号与标准直流电压 (幅值几十伏, 稳定度高达  $10^{-3}$ ~ $10^{-6}$ ) 相比较, 两者的差值通过放大器控制高频电源输出, 以调节发生器输出电压达到高稳定度的指标。粒子加速器和 X 光机的直流高电压发生器也要求较高的输出电压稳定度, 同样也需采用中频或高频电源和适当的电压稳定系统。

### 2.4 使用绝缘心变压器的直流高电压设备

使用绝缘心变压器的直流高电压设备一般用作粒子加速器的直流高压电源, 其额定电压可从几百千伏到几兆伏, 额定电流可从几十毫安至 1A。这类直流高电压设备的工作原理如图 10.1-7 所示。绝缘心变压器由一个一次绕组  $W_1$  向多个二次绕组  $W_2$  供电。圆形铁心柱分成多段, 各段间用绝缘片 A 隔开, 每段铁心上绕上一个二次绕组  $W_2$  并与该绕组端部相连以固定电位。各个二次绕组连接一整回路, 通过二极管 VD 向级电容器  $C$  充电, 取得直流电压  $U_c$ 。所有各级电容串联即可输出直流高电压  $U = nU_c$  ( $n$  为级数)。各级的整流回路可采用倍压整流回路或全波桥式整流回路。绝缘心变压器结构分单相型和三相型两种。单相型的铁心由居中的圆柱形分段铁心与外围的圆筒形铁心组成。三相型的铁心有三个圆柱形分段铁心, 两端各用环形铁轭构成闭合磁路。三相型的绝缘心可绕更多的二次绕组, 通过各个二次绕组串联或并联的组合, 可获得很高的输出电压或较大的输出电流。各分段铁心都装设均压环以改善电场分布。整套设备装在 SF<sub>6</sub> 或其他绝缘气体的密封容器内, 可大大减小设备的结构尺寸。

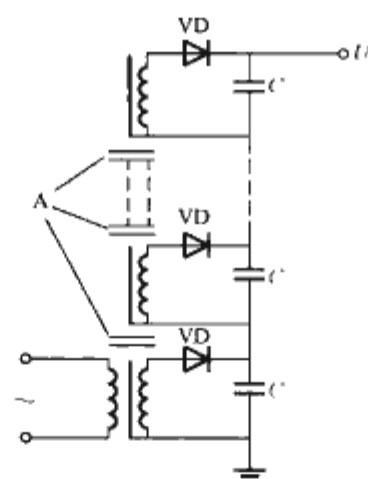


图 10.1-7 使用绝缘心变压器的直流高电压设备工作原理  
A—绝缘片; VD—二极管

## 3 冲击电压发生器

### 3.1 概述

冲击电压发生器是高电压试验中产生雷电波、操作波等



冲击电压的电源设备。它模拟自然雷闪引起的雷电过电压或电力系统操作过程中产生的操作过电压,应用于电力变压器、套管、绝缘子等的雷电波或操作波等冲击试验,以考验各种电力设备耐受冲击电压的能力。为检验绝缘子材料和工艺质量,需采用陡波前冲击电压试验。此外,原子物理、加速器和激光等科技领域中常需用高电压纳秒方波冲击电压发生器。

冲击电压发生器的基本回路中,电容由直流电源充电后通过球隙向电阻放电,形成迅速上升的冲击电压。利用多级电容并联充电后经球隙串联放电的 Marx 回路是产生较高冲击电压常用的回路。改变发生器回路中的电阻值可获得雷电波或操作波等不同的冲击波形。发生器输出端并联一截断间隙可使输出端突然短路放电形成截断冲击波。发生器输出端串接一陡化间隙可使冲击电压突然加到试品上形成陡波前冲击波。采用同轴电缆代替电容器,充上电压后,通过陡化间隙向末端匹配电阻放电,可获得陡波前的方波冲击电压。

国家标准和 IEC 国际标准规定,电力设备冲击试验采用的标准雷电冲击全波为  $1.2/50\mu\text{s}$ , 即其波前时间  $T_1$  为  $1.2\mu\text{s}$ , 半峰值时间  $T_2$  为  $50\mu\text{s}$ , 波形如图 10.1-8 所示; 标准雷电冲击截波为  $2\sim 5\mu\text{s}$ , 即其截断时间  $T_C$  为  $2\sim 5\mu\text{s}$ , 波形如图 10.1-9 所示; 标准操作冲击波为  $250/2500\mu\text{s}$ , 即其峰值时间  $T_P$  为  $250\mu\text{s}$ , 半峰值时间  $T_2$  为  $2500\mu\text{s}$ , 波形如图 10.1-10 所示。特种操作波的峰值时间  $T_P$  取  $100\sim 1000\mu\text{s}$ , 半峰值时间  $T_2$  取  $1000\sim 10\,000\mu\text{s}$ 。绝缘子试验用的陡波前冲击截波的波前截断时间  $T_C$  为  $100\sim 200\text{ns}$ 。纳秒冲击电压发生器的前沿上升时间为数十纳秒甚至  $1\sim 2\text{ns}$ 。

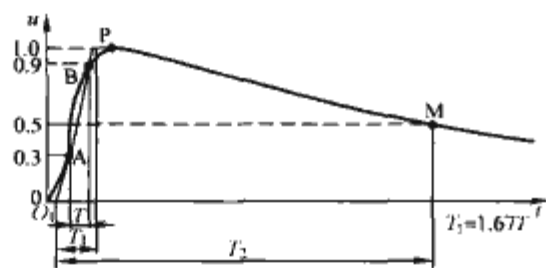


图 10.1-8 雷电冲击全波

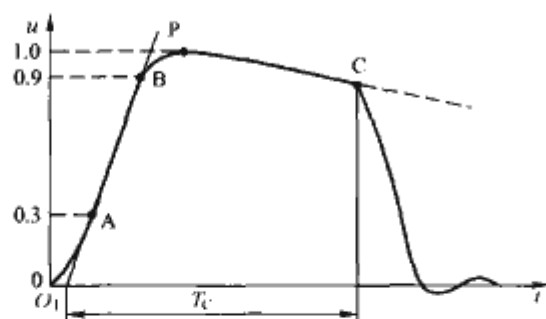


图 10.1-9 雷电冲击截波

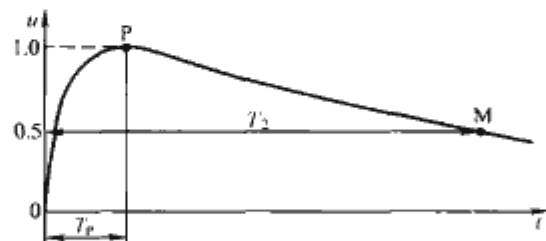


图 10.1-10 操作冲击波

冲击电压发生器的基本参数为标称电压、标称能量、输出冲击电压波形及效率。标称电压为发生器各级电容额定电压的总和,常用范围从几百千伏至数兆伏。标称能量为各级

电容额定充电能量的总和,一般取几十至几百千焦。输出冲击电压波形通常包括雷电全波、截波和操作波,需要时要求输出陡波前冲击波或方波。效率为实际输出冲击电压峰值与各级电容充电电压总和之比,一般输出雷电冲击波的效率可达 90% 以上,输出操作冲击波的效率为 60%~70%。

### 3.2 冲击电压发生器的基本工作原理

冲击电压发生器采用的 Marx 回路如图 10.1-11 所示,其基本工作原理是多级电容并联充电后串联放电产生冲击电压。

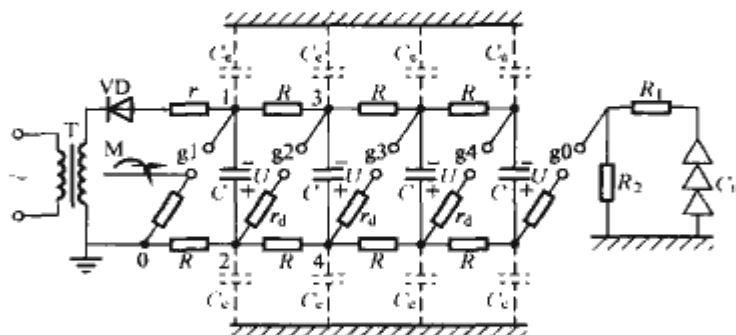


图 10.1-11 冲击电压发生器的基本回路 (Marx 回路)

如图 10.1-11 所示,交流电源电压经高压变压器 T 升压后,通过硅堆 VD、保护电阻  $r$  和一连串的充电电阻  $R$  向各级电容  $C$  并联充电到电压  $U$ 。利用触发脉冲  $M$  使点火球隙  $g_1$  放电,此时 1 点电位由  $-U$  突降为零,2 点电位由此电位突升到  $+U$ 。然而,此时 3 点电位因有充电电阻  $R$  的隔离和对地电容  $C_0$  的存在而暂时仍保持原有电位  $-U$ 。因此,中间球隙  $g_2$  两端电压突升到  $2U$  而放电。于是,第 1 级与第 2 级电容  $C$  通过球隙  $g_1$ 、 $g_2$  串联,使 4 点电位突升到  $+2U$ 。类似的过程使球隙  $g_3$ 、 $g_4$  相继放电,将所有各级电容  $C$  串联起来。发生器的级数为  $n$  时,串联后的总电容为  $C/n$ ,总电压为  $nU$ 。随后隔离球隙  $g_0$  在此总电压的作用下很快放电,此时串联的各级电容  $C$  经波前电阻  $R_1$  向负荷电容  $C_0$  充电。待  $C_0$  充满电后,各级电容  $C$  与负荷电容  $C_0$  将通过波尾电阻  $R_2$  放电。在这充放电的过程中,负荷电容  $C_0$  上形成前沿上升而后渐降的非周期性脉冲波形的冲击电压。改变波前电阻  $R_1$  和波尾电阻  $R_2$  的阻值可调节冲击电压波形的波前时间和半峰值时间。改变硅堆的导通方向可改换冲击波的极性。改变充电电压  $U$  可调节输出冲击电压峰值。

图 10.1-11 中集中的波前电阻  $R_1$  和波尾电阻  $R_2$  可分散接入各级中成为多个  $r_1$  和  $r_2$ , 它们串联总和  $\Sigma r_1$  和  $\Sigma r_2$  的效果与集中的  $R_1$  和  $R_2$  相同。接入各级中的波前电阻  $r_1$  还具有阻尼电阻  $r_d$  的阻尼杂散振荡作用,因而可省去  $r_d$ 。这就减少了一份  $r_d$  上的压降,提高了输出效率。目前,实用的冲击电压发生器常采用这种高效率回路。

### 3.3 冲击电压发生器的结构

冲击电压发生器常用的结构为塔式或柱式结构,圆筒式结构仅在特殊需要的场合采用。

塔式结构如图 10.1-12 (a) 所示。发生器由 3~4 根绝缘支柱支撑多层平台。各层绝缘平台上放置充电电容。各级球隙和波前、波尾电阻另以绝缘支柱架设在各级充电电容器前。户外式发生器的绝缘支柱采用瓷套或支柱绝缘子,户内式发生器大多采用环氧玻璃钢筒或支柱。充电电容采用金属壳脉冲电容器。

柱式结构如图 10.1-12 (b) 所示。发生器的充电电容采用绝缘筒脉冲电容器。各级电容以相同直径的绝缘筒相隔,

交错叠装成两个柱。两柱间装设各级球隙和波前、波尾电阻。

圆筒式结构如图 10.1-12 (c) 所示。发生器充电电容装在一个充油或充  $\text{SF}_6$  绝缘气体的大绝缘筒内，各级球隙装在筒侧。

发生器的各级波前和波尾电阻采用电阻丝按无感绕法绕制。各级球隙应处于同一垂线，以便在间隙放电时能互相照射而利于同步。

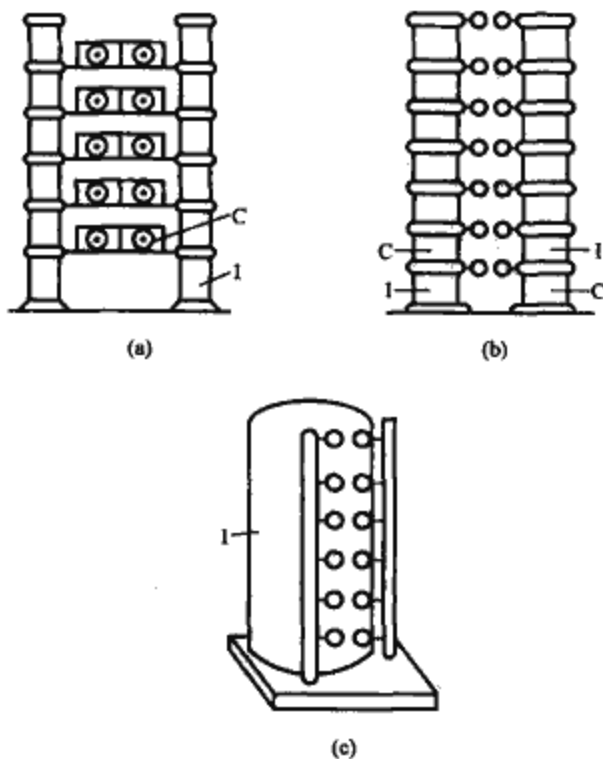


图 10.1-12 冲击电压发生器的结构

(a) 塔式；(b) 柱式；(c) 圆筒式

I—绝缘支柱或绝缘筒；C—脉冲电容器

### 3.4 产生截断波的方法

在冲击电压发生器输出端并联一截断间隙形成产生截断波的基本回路，如图 10.1-13 所示。当发生器输出雷电冲击全波电压后  $2\sim 3\mu\text{s}$  时，截断间隙放电使冲击电压突降到零，形成雷电冲击截波电压。它主要用于检验带有绕组的电力设备，如电力变压器等的纵绝缘强度。

截断间隙采用可控的点火球隙。冲击截波电压较低时，可用带有针孔的点火球隙。需点火时，将点火脉冲导入针孔，使它产生一小火花，引发点火球隙放电。冲击截波电压较高时，可用多间隙的截断间隙，如图 10.1-14 所

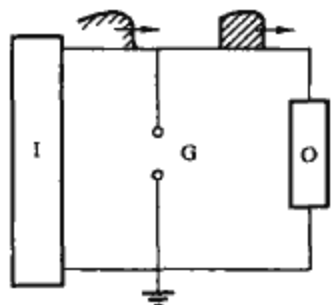


图 10.1-13 产生截断波的基本回路

I—冲击电压发生器；  
G—截断间隙；O—试品

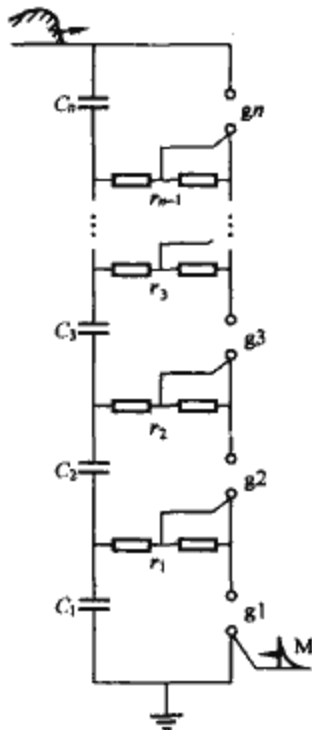


图 10.1-14 多间隙的截断间隙

示。它由多个点火球隙  $g_1, g_2, \dots, g_n$  串联组成，各点火球隙通过电阻  $r_1, r_2, \dots, r_{n-1}$  与电容  $C_1, C_2, \dots, C_n$  并联。需点火时，将点火脉冲  $M$  导入第一级球隙  $g_1$  使之放电。此时电容  $C_1$  通过  $r_1$  放电，在  $r_1$  上抽取部分电压导入第二级球隙  $g_2$ ，它将随之放电。同样，各级球隙相继放电的结果使顶端冲击电压截断。

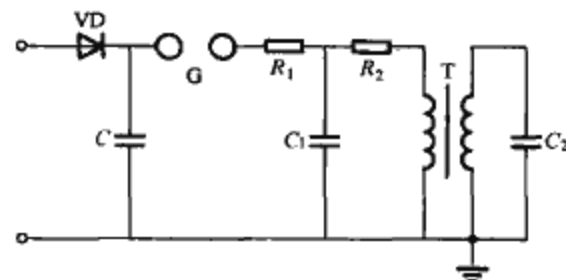
冲击波截断时间  $2\sim 3\mu\text{s}$  由延时装置控制。延时装置可由电子延时回路或延时电缆及高压点火脉冲装置组成。取自冲击电压发生器控制系统的起动点火脉冲经电子延时回路延时后，或取自冲击分压器低压臂输出的冲击波经延时电缆延时后，通过高压点火脉冲装置转化为  $10\sim 30\text{kV}$  的点火脉冲。将此延时后的点火脉冲导入点火球隙使截断间隙放电，以此控制截断时间。

### 3.5 产生操作波的方法

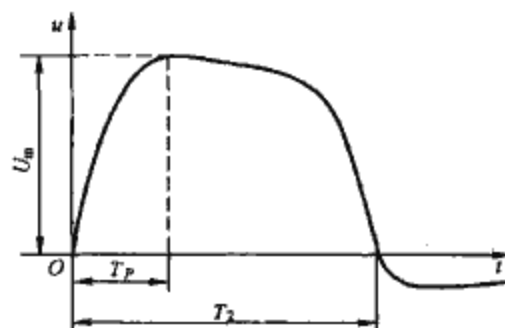
产生操作波可利用冲击电压发生器或变压器两种方法。

利用冲击电压发生器产生操作波的回路和基本工作原理在 3.2 中已阐述。由于操作冲击波的峰值时间和半峰值时间较雷电冲击波的时间参数要长得多，冲击电压发生器回路中波前电阻和波尾电阻的阻值都需增大许多。它们仅稍小于充电电阻  $R$  甚至数量级与之相当，因而充电电阻  $R$  将影响操作冲击波的波形，在波形计算和调波试验中需予考虑。同样原因，操作波回路的效率也有所下降，产生  $250/2500\mu\text{s}$  标准操作波回路的效率一般为  $60\%\sim 70\%$ ，对于峰值时间和半峰值时间更长的特种操作波回路，效率甚至仅为  $50\%$ 。此外，波前和波尾电阻分散接入各级的高效率回路中，产生操作波所需波前电阻增大，还将导致在发生器点火起动过程中使中间球隙上的过电压减小，影响各级球隙同步放电。为此，各级球隙常都需采用带有针孔的点火球隙、双球隙或多级间隙等提高发生器同步放电性能的措施。

利用变压器产生操作波的原理接线如图 10.1-15 (a) 所示，其基本工作原理是充电电容  $C$  向变压器  $T$  的一次绕组放电，通过电磁感应，在高压绕组上产生所需的操作冲击波电压。充电电容  $C$  通过硅堆  $VD$  充电，由球隙  $G$  控制放电。



(a)



(b)

图 10.1-15 利用变压器产生操作冲击波  
(a) 原理接线；(b) 波形



电阻  $R_1$ 、 $R_2$  和电容  $C$  用来调节操作波波形。变压器  $T$  可采用高电压试验变压器，也可直接利用被试变压器，后者对于现场试验尤为方便。充电电容  $C$  通过球隙  $G$  向变压器  $T$  一次绕组放电的开始阶段，高压绕组等效电容  $C_1$  经电阻  $R_1$ 、 $R_2$  和变压器  $T$  的漏电感充电。电阻  $R_1$  和  $R_2$  应大于回路的临界阻值，使  $C_1$  上产生一指数上升的电压。待  $C_1$  充满电达到最大值  $U_m$  后，回路中所有电容  $C$ 、 $C_1$  和  $C_2$  都将通过变压器  $T$  的励磁电感放电，此时在  $C_2$  上形成较缓慢下降的电压。由于变压器  $T$  的励磁电感是非线性的，当放电电流增大到铁心磁通接近饱和时，励磁电感显著减小，使电容放电过程加速， $C_2$  上的电压将较快地降到零，并在过零后略有振荡，最终很快衰减到零。于是，在变压器高压绕组上可获得如图 10.1-15 (b) 所示的操作冲击波电压。

### 3.6 产生陡波前冲击波的方法

产生陡波前冲击波的关键在于减小回路电感和电容以及采用陡化间隙。

普通的冲击电压发生器回路电感和电容较大，不能直接用来产生陡波前冲击波。为减小回路电感和电容，可在发生器输出端并联一较小的电容  $C_2$ ，如图 10.1-16 所示。冲击电压发生器点火启动后，各级电容  $C$  串联起来向电容  $C_2$  充电。当电容  $C_2$  上电压足够高时，即通过间隙  $G_2$  向负荷电阻  $R$  放电。由于  $C_2$ 、 $G_2$ 、 $R$  回路短，电感较小， $C_2$  选用较小的电容，因而可在负荷电阻  $R$  上形成较陡波前的冲击波电压。为减小间隙  $G_2$  放电的分散性，可采用多级间隙，由点火脉冲触发放电，以获得稳定的陡波前冲击电压。这种方法较便于实现，但所用的间隙是常压下的空气间隙，其放电导通时间为  $10 \sim 20 \text{ ns}$ ，因而产生的陡波冲击电压的波前时间为数十纳秒。

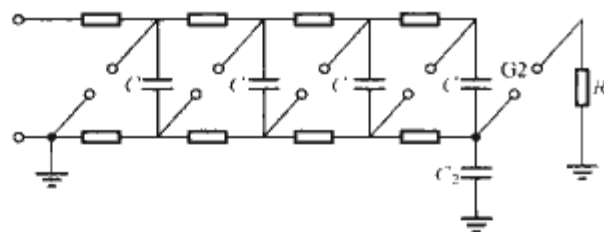


图 10.1-16 产生陡波前冲击波的回路

为进一步提高冲击电压波前陡度，需采用陡化间隙。压缩气体间隙、油间隙等都可用作陡化间隙。它们的间隙距离短，放电导通时间约在  $10 \text{ ns}$  以内。因而采用陡化间隙产生的陡波冲击电压的波前时间为数纳秒。

采用同轴电缆或成形线等分布参数回路代替电容器作为充电元件，可大为减小回路电感。再利用上百大气压的压缩气体间隙作为陡化间隙，可产生陡度更大的方波冲击电压，其波前时间甚至小于  $1 \text{ ns}$ 。

## 4 冲击电流发生器

电力系统运行中发生闪击事故时，不仅要遭受几千千伏冲击电压的侵袭，在事故点还将流过巨大的冲击电流，有时可达几百千安。因此在高电压实验室中需要有冲击电流发生器来产生强大的雷电流或操作波电流，以检验电气设备耐受实际雷电流或操作波电流的热和电动力的能力。冲击电流发生器除在电力运行部门和电工制造部门应用外，还在核物理、加速器、激光、脉冲功率技术等技术物理部门得到了广泛的应用，其电流一般在几百千安以上，有的发生器可产生

$10^5 \text{ kW}$  的瞬间功率，电流峰值达兆安级。

根据 IEC 标准及国家标准的规定，标准冲击电流波分为两类，第一类为指数波，第二类为方波。指数波的波形如图 10.1-17 所示，可用符号  $\pm (T_1/T_2) \mu\text{s}$  表示。 $\pm$  表示电流的极性，对于振荡性电流， $\pm$  表示第一个半波的极性。指数波形有  $1/20 \mu\text{s}$ 、 $4/10 \mu\text{s}$ 、 $8/20 \mu\text{s}$ 、 $30/80 \mu\text{s}$  四种，我国采用的标准雷电流波形为  $4/10 \mu\text{s}$ 、 $8/20 \mu\text{s}$ 。波形和幅值允许的偏差有：波前时间  $T_1$  为  $\pm 10\%$ ；半峰值时间  $T_2$  为  $\pm 10\%$ ；峰值为  $\pm 10\%$ 。峰值附近的高频振荡幅值不应大于峰值的  $5\%$ ，反极性峰值  $I'_m$  不应大于峰值  $I_m$  的  $20\%$ 。峰值附近有振荡时，应取通过振荡的平均线来确定峰值。方波的波形如图 10.1-18 所示，是模仿操作冲击电流的方波电流，其峰值持续时间  $T_d$  分别为  $500 \mu\text{s}$ 、 $1000 \mu\text{s}$ 、 $2000 \mu\text{s}$  和  $2000 \sim 3200 \mu\text{s}$ 。对于方波冲击电流的峰值及峰值的总持续时间  $T_1$  的容许偏差均规定为  $0 \sim 20\%$ 。方波冲击电流允许有过冲或振荡，但其单个幅值不超过峰值的  $10\%$ ，方波总持续时间应不大于峰值持续时间的  $1.5$  倍，且反极性幅值要限制在峰值的  $10\%$  之内。

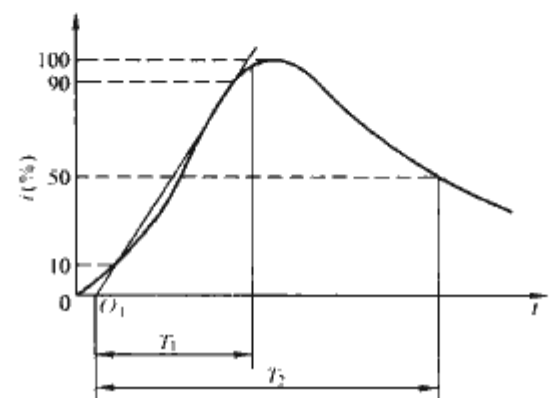


图 10.1-17 标准冲击电流波形（指数波）  
 $T_1$ —波前时间； $T_2$ —半峰值时间

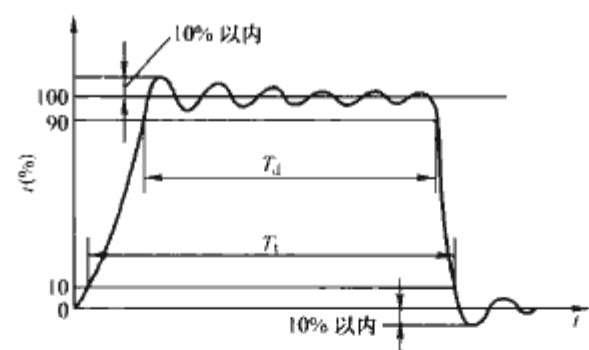


图 10.1-18 标准冲击电流波形（方波）  
 $T_d$ —峰值持续时间； $T_1$ —总持续时间

### 4.1 冲击电流发生器的基本原理

冲击电流发生器的基本原理是：数台或数组大容量的电容器经由高压直流装置，以整流电压或恒流方式进行并联充电，然后通过间隙放电使试品上流过冲击大电流。图 10.1-19 所示以高压整流电压作为充电电源的冲击电流发生器的基本回路。

图 10.1-19 中的冲击电流发生器实际上是  $RLC$  放电回路。在此回路中，当  $R < 2\sqrt{L/C}$  时，产生的电流是振荡波；当  $R = 2\sqrt{L/C}$  时，产生的电流是非振荡波的临界值；当  $R > 2\sqrt{L/C}$  时，产生的电流是非振荡波。如令  $\alpha = (R/2)\sqrt{C/L}$ ，则可按下面 3 种情况分别列出电流、电流到达幅值的时间和电流幅值的表达式。

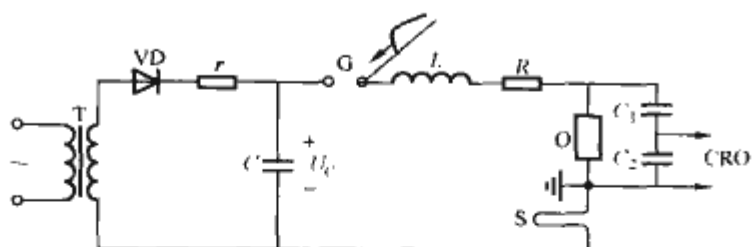


图 10.1-19 冲击电流发生器回路

$C$ —并联电容器的总电容； $L$ —放电回路总电感；  
 $R$ —放电回路总电阻； $G$ —点火球间隙； $VD$ —硅堆；  
 $r$ —保护电阻； $T$ —充电变压器； $S$ —分流器；  
 $C_1$ 、 $C_2$ —分压器高压臂； $O$ —试品；  
 $CRO$ —示波器

(1)  $\alpha < 1$  时为电流呈振荡波的情况。

电流

$$i(t) = \frac{U}{\sqrt{1-\alpha^2}} \sqrt{\frac{C}{L}} \exp[-\alpha(t/\sqrt{LC})] \sin(\sqrt{1-\alpha^2} t/\sqrt{LC}) \quad (10.1-12)$$

电流到达第一个幅值的时刻

$$t_m = (\sqrt{LC}/\sqrt{1-\alpha^2}) \arctan(\sqrt{1-\alpha^2}/\alpha) \quad (10.1-13)$$

电流第一个幅值

$$I_m = U \sqrt{C/L} \exp[-(\alpha/\sqrt{1-\alpha^2}) \arctan(\sqrt{1-\alpha^2}/\alpha)] \quad (10.1-14)$$

(2)  $\alpha = 1$  时为电流非振荡波临界值的情况。

电流

$$i(t) = (Ut/L) \exp(-t/\sqrt{LC}) \quad (10.1-15)$$

电流到达幅值的时刻

$$t_m = \sqrt{LC} \quad (10.1-16)$$

电流幅值

$$I_m = U \sqrt{C/L} \exp(-1) \approx 0.736U/R \quad (10.1-17)$$

(3)  $\alpha > 1$  时为电流是非振荡波情况。

电流

$$i(t) = \frac{U}{\sqrt{\alpha^2-1}} \sqrt{\frac{C}{L}} \exp[-\alpha(t/\sqrt{LC})] \times \sinh(\sqrt{\alpha^2-1} t/\sqrt{LC}) \quad (10.1-18)$$

电流到达幅值的时刻

$$t_m = (\sqrt{LC}/\sqrt{\alpha^2-1}) \operatorname{arctanh}(\sqrt{\alpha^2-1}/\alpha) \quad (10.1-19)$$

电流幅值

$$I_m = U \sqrt{C/L} \exp[-(\alpha/\sqrt{\alpha^2-1}) \operatorname{arctanh}(\sqrt{\alpha^2-1}/\alpha)] \quad (10.1-20)$$

以上 3 种情况中，无论是哪一种，电流幅值都可表示为

$$I_m = U \sqrt{C/L} f(\alpha) = (U/R) 2\alpha f(\alpha) \quad (10.1-21)$$

当  $R=0$  时， $\alpha=0$ ， $f(\alpha)=1$ ， $I_m=U \sqrt{C/L}$ ；当  $\alpha=1$  时， $f(\alpha)=0.368$ 。即当  $\alpha=1 \rightarrow 0$  时， $f(\alpha)=0.368 \rightarrow 1$ 。当正常回路结构不专门外加阻尼电阻时， $R$  稍大于 0， $\alpha$  值也不大， $f(\alpha)$  可达到 0.85~0.95。如  $\alpha > 1$ ，则  $f(\alpha)$  将更小。可见在一定的  $U$ ， $L$ ， $C$  下，当  $R=0$  时可获得最大的冲击电流幅值。在实际回路中  $R$  不能为 0，但在振荡情况下电流可有较大幅值，非振荡波的最大幅值产生在临界条件，但其

幅值仅为纯  $LC$  回路内振荡电流最大值的 36.8%。从式 (10.1-21) 中还可看出  $U$ ， $C$ ， $L$  三值决定电流的最大幅值，当  $U$ ， $C$  一定时， $L$  越小，电流幅值越大。冲击电流发生器为了获得最大电流，必须尽可能减小回路电感。

## 4.2 冲击电流发生器的结构

为了在一定的电压和电容下获得尽可能大的电流，冲击电流发生器的电容应选择电感小的脉冲电容器来组成。为了测量和试验方便，要求试品一端接地（见图 10.1-19），以防止地电位升高，引起安全事故或造成测量上的困难。当单台电容器的额定电压不能满足要求时，可考虑把电容器分成几个组，每组由多台电容器并联组成，但可根据试验要求，使几个组串联放电，如在图 10.1-20 (a) 中三组电容器是并联放电的，但在图 10.1-20 (b) 中三组电容器是串联放电的，输出电压提高了 2 倍，这时各组电容器的电位不同，必须使电容器对地绝缘和组间绝缘。所以在设计冲击电流发生器时，把电容器分组，并使组间对地绝缘，这种做法可增加设备的灵活性，但这样做会增大回路电感，从而限制了电流幅值的增长。

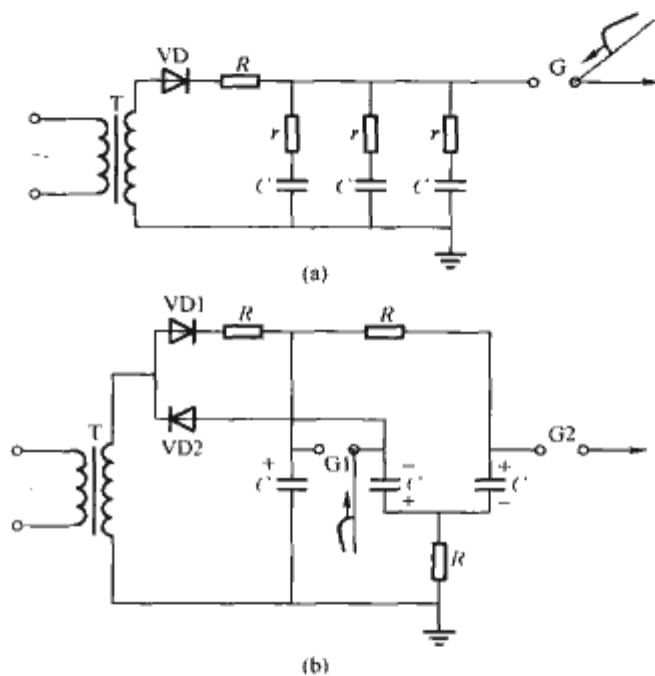


图 10.1-20 冲击电流发生器回路

(a) 并联放电；(b) 串联放电

为了使产生的冲击电流有尽可能大的幅值和陡度，在设计冲击电流发生器时，中心任务是减小回路电感，包括电容器中的残余电感、连线电感、球隙电感和试品中的电感。减小电容器的电感，除选用电感较小的脉冲电容器外，还靠增加电容器的并联台数来减小连线电感，另外除和电容器一起采用多路并联外，还应使连线尽可能短，电流同向的连线尽可能远离，使互感尽可能小，电流异向的连线尽可能靠近，使互感尽可能大。为此，常用同轴电缆来做连线，电容器电流从电缆芯流出，从电缆外皮流归。也有采用大的铝板来做连线，许多并联电容器的一极接到一块铝板，另一极接到另一块铝板，两块铝板几乎是紧贴着的，中间用固体介质绝缘。减小球隙的电感，应缩小球隙的尺寸和火花的长度，就必须提高火花隙中介质的耐电强度，例如把球隙放在压缩空气中。为了极大地减小火花隙的电感，可把火花隙做成相距很近的两块极板，中间用一层固体介质隔开，做成薄膜间隙，这层介质足以耐受冲击电流发生器的电压，当需要放电时可利用机械的或电的方法使该层介质穿破，这种做法可使火花隙电感很小。



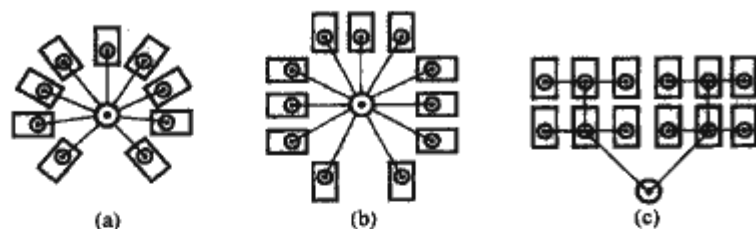


图 10.1-21 冲击电流发生器的电容器排列方式  
(a) 圆环式; (b) 方框式; (c) 母线式

冲击电流发生器在布置电容器时大致可分为环形排列与母线式排列两种形式, 如图 10.1-21 所示。环形排列是把许多电容器均匀地排列成一个不闭口的圆环或方框。这种排列使从电容器出线至设备中心的距离都相等或接近相等, 试品放在中心位置, 连线呈放射状。这样做可使从电容器组送到中央试品的电流能同一瞬间到达, 即许多并联回路电流在试品处同时到达最大值, 叠加起来可产生最大的电流幅值。但这种布置中央面积有限, 对试验大设备很不方便。母线式排列是把电容器按组作行列排列, 这种排列的连线长度差别很大, 电流不可能同时到达, 但试区面积不受限制。

许多电容器并联时, 一旦其中一台被击穿, 其余的并联电容器都将向这台击穿电容器放电。在损坏电容器中, 瞬时集中大量能量 [如图 10.1-22 (a) 所示], 可能导致损坏电容器爆炸。为此, 在并联电容器的出线端应串接一限流器  $r$  [如图 10.1-22 (b) 所示], 限流器可以为速断熔断器或电阻。熔断器在正常情况下不影响电流, 但在故障电容器前, 由于电流大增, 可迅速切断电路。串接电阻的作用是限制故障电流, 消耗能量。但电阻的接入显然也将减小正常电流的输出, 因此电阻取值要小, 一般仅  $1 \sim 2\Omega$ 。当冲击电流发生

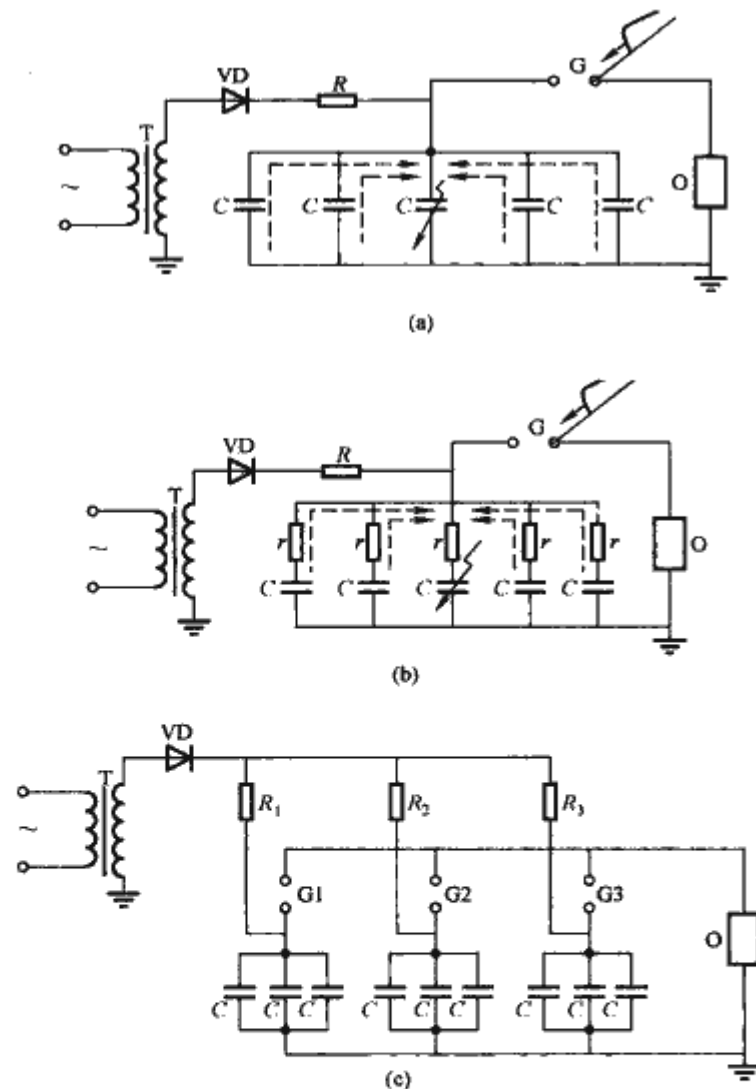


图 10.1-22 并联电容器的保护  
(a) 无限流器; (b) 有限流器; (c) 分组保护  
 $R_1$ 、 $R_2$ 、 $R_3$ —充电电阻兼消能电阻;  $r$ —限流器; O—试品

器放电时, 大部分能量都向负物流去, 若此时有一台电容器被击穿, 流向损坏电容器的能量不会太大。但当冲击电流发生器充电时, 恰有一台电容器被击穿, 则全部能量都将集中到损坏电容器, 这种情况可利用充电电阻兼作消能电阻来防止电容器爆炸。如 10.1-22 (c) 所示, 把全部电容器分成许多组, 每组电容器有自己的隔离球隙  $G1$ ,  $G2$ , ... 和充电电阻  $R_1$ ,  $R_2$ , ...。

在充电过程中隔离球隙不导通, 如有一台电容器被击穿, 其他组电容器要经过两个充电电阻 ( $2R$ ) 才能把能量送到损坏电容器。充电电阻值一般比损坏电容器内电弧通道电阻大许多, 因此大部分能量将被充电电阻或消能电阻所吸收。但这种回路的隔离球隙太多, 造成引燃和同步的困难。为了减少隔离球隙, 故把电容器分组, 但这种方法不能防止组内电容器能量向损坏电容器集中, 所以一组内的电容器台数不能过多, 一般认为每台电容器可承受  $20\text{kJ}$  的故障能量, 因而一组内电容器的总储存能量应小于此值。

### 4.3 冲击电流发生器的电流幅值和波形的调节

冲击电流发生器靠改变回路参数来调节波形, 靠升降充电电压来调节电流幅值。式 (10.1-12) ~ 式 (10.1-21) 表示了电流幅值及波形与充电电压及回路参数的关系, 但按这些公式进行计算时, 除非在临界状态, 一般都比较繁杂, 而且求得的电流到最大值时间与图 10.1-17 中波形定义不符。如要按目前规定的波形定义来求冲击电流幅值、波形时间与充电电压和回路参数的关系, 可利用图 10.1-23 及图 10.1-24。图 10.1-23 与图 10.1-24 中,  $T_i$  代表波前时间  $T_1$ ,  $T'_i$  代表半峰值时间  $T_2$ ,  $\alpha = (R/2) \sqrt{C/L}$ 。求解方法如下:

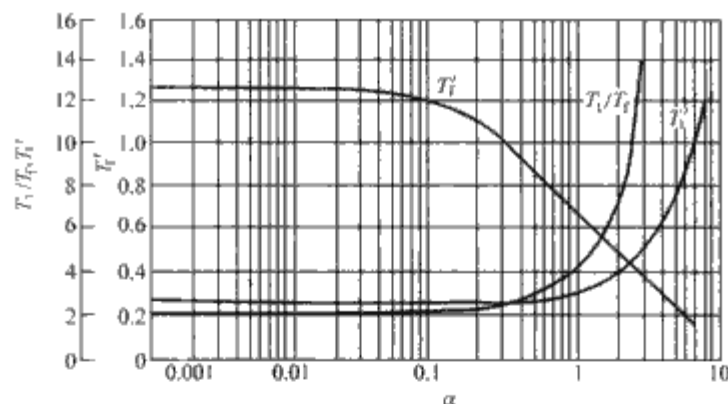


图 10.1-23  $\alpha$  和  $T'_i$ ,  $T'_r$ ,  $T_i/T_1$  的关系

(1) 如从给定的波形和电流幅值求回路参数和充电电压, 即  $T_i/T_1$ ,  $I_m$  为已知数。若  $R$  亦已知, 可先从图 10.1-23 由  $T_i/T_1$  找到相应的  $\alpha$  及  $T'_i$  值。计算  $2\alpha/R = \sqrt{C/L} = l$ ,  $T_i/T'_i = \sqrt{LC} = m$ 。由式  $L = m/l$ ,  $C = lm$  求得  $L$  及  $C$  值, 再从图 10.1-24 中找到相对于  $\alpha$  的  $I'_m$ , 又由式  $U = I_m / (I'_m l)$  求得充电电压值。

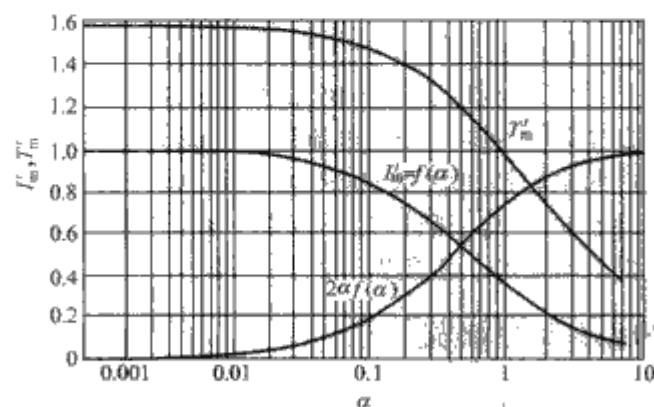


图 10.1-24  $\alpha$  和  $I'_m$ ,  $T'_m$  的关系



(2) 如从给定的  $R, L, C$  和充电电压  $U$  求产生电流的幅值和波形。首先算出  $\alpha$  值后, 由图 10.1-23 找得相对于  $\alpha$  值的  $T'_1, T'_2$ , 再按式  $T_1 = \sqrt{LC}T'_1, T_2 = \sqrt{LC}T'_2$  算得波前时间  $T_1$  及半峰值时间  $T_2$ 。然后从图 10.1-24 查得相应于  $\alpha$  值的  $I'_m$ , 再按式  $I_m = U \sqrt{C/L}I'_m$  算得电流幅值  $I_m$ 。

#### 4.4 冲击电流方波发生器

冲击电流方波发生器可由低损耗电缆或人工传输线构成。人工传输线是用许多集中电感和电容来模仿均匀线。图 10.1-25 所示的方波发生器是由  $n$  个  $L, C$  元件所组成, 这样可由集中参数来代表均匀分布参数。计算表明当有 6 个以上元件时, 就可接近于理想电缆。

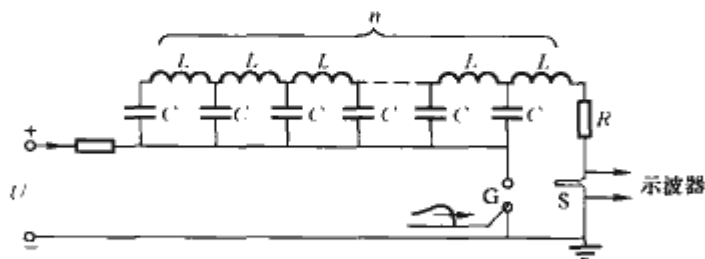


图 10.1-25 冲击电流方波发生器

$L$ —电感元件;  $C$ —电容元件;  $G$ —触发间隙;  
 $S$ —分流器;  $R$ —匹配电阻

若这根人工传输线代表长为  $l$  的电缆, 则每单位长度的电感为

$$L' = nL/l \quad (10.1-22)$$

每单位长度的电容为

$$C' = nC/l \quad (10.1-23)$$

波阻抗为

$$Z = \sqrt{L'/C'} = \sqrt{L/C} \quad (10.1-24)$$

波速为

$$v = l/\sqrt{LC'} = l/(n\sqrt{LC}) \quad (10.1-25)$$

波在长度  $l$  上来回一次所需时间为

$$T = 2l/v = 2n\sqrt{LC} \quad (10.1-26)$$

式 (10.1-22) ~ 式 (10.1-26) 中,  $n$  为元件数。

如图 10.1-25 所示, 先使电容  $C$  充电到电压  $U$ , 利用触发脉冲使点火球隙放电, 在负荷电阻  $R$  上流过的电流为  $I$ , 则

$$I = U/(Z+R) = U/(\sqrt{L/C}+R) \quad (10.1-27)$$

若  $R$  等于波阻抗  $Z$ , 在终端不发生反射波, 送来的能量全部消耗于电阻  $R$ 。储藏在人工传输线中的能量为

$$W_1 = nCU^2/2 \quad (10.1-28)$$

单位时间内消耗在电阻  $R$  上的能量为

$$W_2 = I^2 R = U^2/(4\sqrt{L/C}) \quad (10.1-29)$$

经过时间  $T=2n\sqrt{LC}$ ,  $W_1$  将全部消耗掉,  $I$  将降为 0。流过  $R$  的电流  $i$  为矩形冲击电流波。电流  $i$  降为 0 的时刻为始端反射回来的波抵达  $R$  的时刻, 所以电流波持续时间为上述  $T$  值。如  $R$  与波阻抗  $Z$  不相等, 在  $R$  端会发生多次折反射过程, 电流波为正负振荡的矩形波。

### 5 高电压架空试验线段

试验线段的主要功能是用以进行导线的电晕特性试验。通过不同尺寸和不同结构导线的电晕损失、无线电干扰和可

听噪声等的测量比较, 选取最合适的导线直径、分裂根数和子导线的排列方式。由于导线在架空输电线路建设费用中所占比重最大, 合理地选择导线结构, 不仅影响到线路的运行特性, 还可避免线路建设投资中的浪费。

试验线段的长度一般为数百米, 也有的达数千米。短的试验线段便于更换导线, 比长的试验线段灵活, 测量数据的精确度也易于控制, 但要严格控制线段两端的端部效应, 使其不影响被试导线的电晕特性。交流电压导线电晕特性试验, 一般只做单相试验。直流电压导线电晕特性试验, 则需要按直流输电线路的运行方式, 做单极性试验或双极性试验, 或两种极性的试验都做。

由于气象条件对导线电晕放电的影响很大, 所以试验线段的建设地点要有代表性, 试验线段所处的气象条件要与拟建的架空输电线路所在地区的相似。

试验线段的基本结构和世界各国主要试验线段介绍可参见本书第 9 篇第 7 章第 5 节。

### 6 高电压电晕试验笼

高电压电晕试验笼是研究分裂导线电晕特性的专用试验装置。通过架设 1:1 的试验线段来研究导线的电晕特性, 花费比较大, 更换导线的工作比较繁重, 并会使试验的周期拖长。由于导线电晕放电仅发生在紧贴导线周围的局部空气中, 所以只要能使导线附近的电场与实际线路相似, 即可满足导线电晕特征研究的要求。交流架空输电线路发生电晕时产生的空间电荷只在工频电压的正、负半周内往复运动于导线周围, 电晕试验笼的存在并不改变空间电荷的分布状况。

电晕试验笼用钢骨架和钢丝网制成, 截面形状为长方形或圆形, 长度为十几米至数十米, 笼的两端设置悬挂导线的装置, 被试导线悬挂在笼内的水平方向的中轴线上。笼放置于地面或支撑物上, 与大地形成电气连接。由于接地的笼壁与导线的距离要比实际线路与大地的距离小很多, 所以在施加电压比实际线路上的电压低很多时, 被试导线表面和其周围的电场强度就可达到与实际线路相同的数值。在电晕试验笼轴向的两侧, 还可装备人工降雨装置, 用以研究雨中的电晕特性, 这也是试验线段所不能做到的。所以, 采用电晕试验笼进行分裂导线的电晕特性研究, 具有灵活、节省和试验周期短等许多优点。

用电晕试验笼进行交流输电线路导线电晕特性试验研究已为国际所公认, 但直流架空线路导线发生电晕时, 空间电荷充满导线与大地之间的整个空间, 用电晕试验笼进行试验的等价性目前还有争论。

电晕笼的基本原理、结构及世界各国的电晕笼介绍可参见本书第 9 篇第 7 章第 6 节。

### 7 高电压实验室

#### 7.1 高电压实验室的主要设备及其参数

高电压实验室的设备种类和参数高低主要取决于它将从事的任务, 一般来讲高电压实验室所提供的试验电源主要有: 交流高电压、直流高电压、雷电冲击波高电压、操作冲击波高电压。高电压实验室的水平常常是以它能满足试验需要的电压等级来代表, 例如是 200kV 级还是 500kV 级, 750kV 级或是 1000kV 级。

高电压实验室内的设备参数主要指额定电压等级和容量, 根据试验指标的要求还会有其他参数方面的要求。例



如，局部放电试验要求设备必须为无局放设备。实验室内设备电压等级由所要研究电力设备的最高试验电压值来决定，同时应留有一定的裕度。该裕度系数主要从设备安全运行、老化及负荷变化等方面给予考虑。从安全运行角度考虑，裕度系数一般选取为 1.1；考虑负载影响，各设备所取系数很不相同，像冲击电压发生器，尤其是操作波发生器，由于利用率低，要取较大的系数 1.3~1.7，工频变压器输出电压受负载影响较小，可取系数为 1；考虑研究工作需要的系数，也因设备而异，分散性大的取系数大一点，分散性小的取系数小一点，一般在 1.1~1.3 之间。

试验设备额定容量的选取应考虑被试品的性质，如电容电流大小、泄漏电流的大小及是否进行湿闪和污秽试验等。

由于绝缘水平、试品范围、任务性质等原因，同一电压等级的高电压实验室的设备参数高低不同。表 10.1-1 列出了几种超高压及特高压电压等级所需试验电压及试验设备的参数，表 10.1-2 列出了国内外一些高电压实验室的主要设备特性参数，以供参考。

表 10.1-1 超、特高电压实验室所需主要试验设备参数

特性参数	交流输电			
	525 (550)	765 (800)	1100	1500
最大工作线电压(kV)				
雷电冲击耐压(kV)	1700	2250	2700	3500
操作冲击耐压(kV)	1175	1300	1675	1951
交流耐压(kV)	740	960	1410	1920
污秽下交流耐压(kV)	370	480	700	960
雷电冲击电压发生器的标称电压(MV)	3.6	4.5	5.4	7.0
操作冲击电压发生器的标称电压(MV)	3.0	3.4	4.4	5.1
交流耐压所需变压器的额定电压(MV)	0.9	1.1	1.6	2.1
污秽试验所需变压器的额定电压(MV)	0.4	0.6	0.9	1.2

表 10.1-2 国内外一些高电压实验室的主要设备特性参数

实验室所在单位	国别	实验厅	工频试验 变压器	冲击电压 发生器		直流电压 发生器		
		长×宽×高 (m×m×m)	电压 (MV)	电流 (A)	电压 (MV)	能量 (kJ)	电压 (MV)	电流 (mA)
西安高压电器研究所	中国	72×36×30	2.25	1	4.8	194	1.5	100
沈阳变压器研究所	中国	100×34×32	2.25	2	3.6	162		
天威集团保定变压器厂	中国	60×40×40	1.6	4	4.8	480		
上海电缆研究所	中国	60×36×24	1.5 (谐振装置)	4	4.2	220.5		
北京开关厂	中国	36×24×17	0.5	1	2.5	30	0.75	5
中国电力科学研究院	中国	43×30×26.5 露天	0.55 0.75	2 4	3.6 6.0	300 300		
沈阳高压开关厂	中国	72×40×32.5	0.4	2	4.8	360		
武汉高电压研究院	中国	露天	2.25	4	5.4	530		
东北电力试验研究院	中国	露天	1.5	2	4.5	439		
上海交通大学	中国	36×24×19.5	1.0	1	3.0	63		
国家高电压计量站	中国	50×40×30	1.35	2	4.0	300	2	25
华东电力试验研究院	中国	48×33×24	0.6	4	3.6	360		
Eindhoven 大学	荷兰	21×18×14	0.9 (谐振装置)	2	2.4	30		
全俄电工研究所	俄国	41×28×32	2.25	1	7.2	420		
中央电力研究所	英国	41×28×32	1.2 0.5	1 10	4.0	100	1	30

7.2 高电压实验室的净空距离

高电压实验室的净空距离是指室内高电压试验设备、高电压测量装置、被试物、墙、天花板、地、室内其他物体之间应有的间隔距离。净空距离的选择首先要考虑安全方面要求，即设备或试品等都不应对周围物体放电。该安全距离的选择与电压幅值、电压波形、放电电极形状和大气条件等因素有关。在估计安全距离时一般以最危险的棒—板电极放电来考虑，图 10.1-26~图 10.1-30 示出了不同电极结构和电压波形下的放电电压与距离的关系。在选择安全距离时一般在放电距离基础上乘以 1.5 倍的裕度系数。

为了保证测量准确度，各种高电压测量装置都有一定的

净空距离要求，即要求周围物体与测量装置间的距离大到足以略去它们对测量的有害影响。如分压器要求对周围的净空距离不小于本身高度的 1.5 倍。

净空距离另一方面的考虑是对试验结果的影响，即要求被试物在接近实际运行状态下进行试验，不要因周围物体的存在改变了被试物周围的电磁场分布，从而影响试验结果。如外绝缘的试验标准对试验时的模拟条件，包括对周围物体的最小距离都有具体规定，一般来说也要求对周围物体距离大于放电距离的 1.5 倍。

在超高压和特高压实验室中，不仅试验电压高而且被试物尺寸大，要满足这个要求有时会有困难，完全排除墙和天花板等的影响不大可能。目前趋向于建立室外试验场来进行

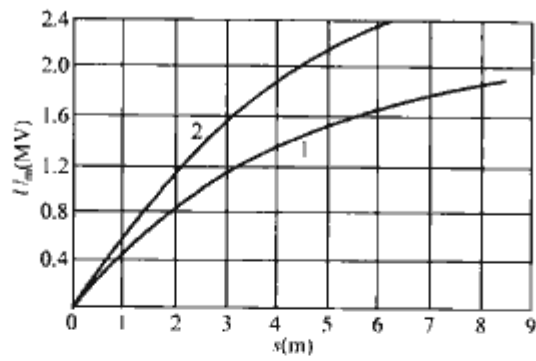


图 10.1-26 空气间隙工频放电电压幅值和距离的关系  
1—棒—板；2—棒—棒和环—环

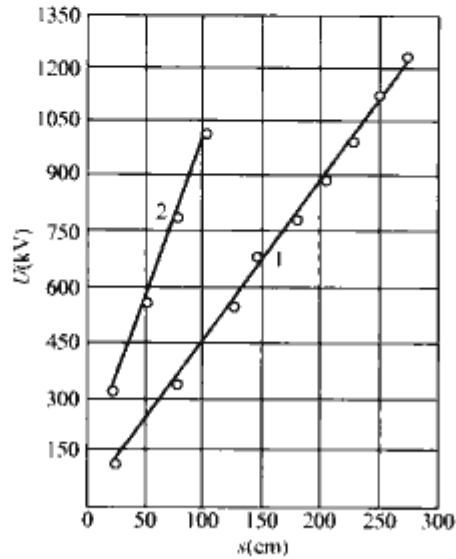


图 10.1-27 棒—板空气间隙的直流放电电压和长度的关系  
1—正极性；2—负极性

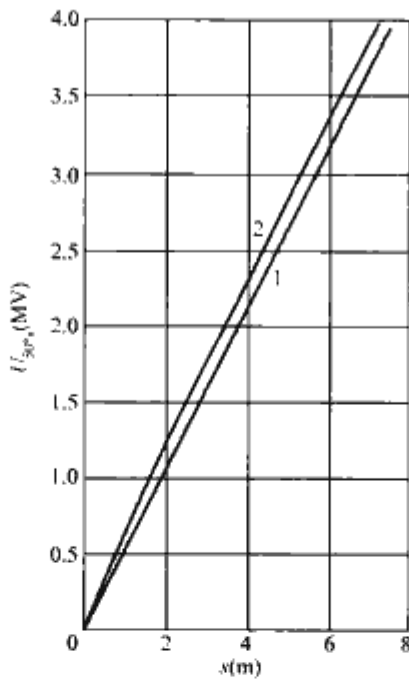


图 10.1-28 正极性雷电冲击作用下空气间隙的 50%放电电压和间隙距离的关系  
1—棒—板；2—棒—棒

超高压和特高压的外绝缘试验。室外试验场的优点是：

- (1) 能使被试物处在比较接近实际运行状态；
- (2) 能节省大量建筑投资。

它的缺点是试验工作受天气影响，如怕电磁场干扰的试验不宜在室外进行。

图10.1-31所示为按净空距离来决定实验室尺寸的例

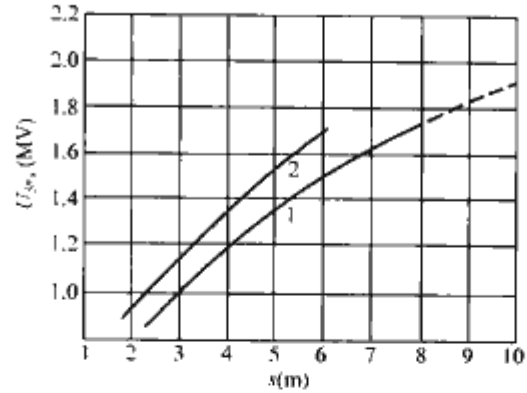


图 10.1-29 短波前操作冲击下空气间隙的 50%放电电压与间隙距离的关系  
1—棒—板（100~200μs 波前综合数据）；  
2—导线—板（120μs 波前数据）

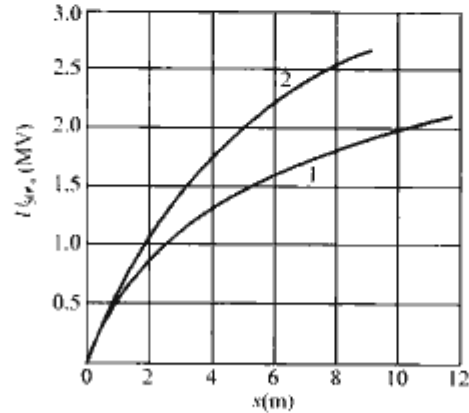


图 10.1-30 长波前（3000~4000μs）操作冲击下空气间隙 50%放电电压与间隙距离的关系  
1—棒—板；2—棒—棒

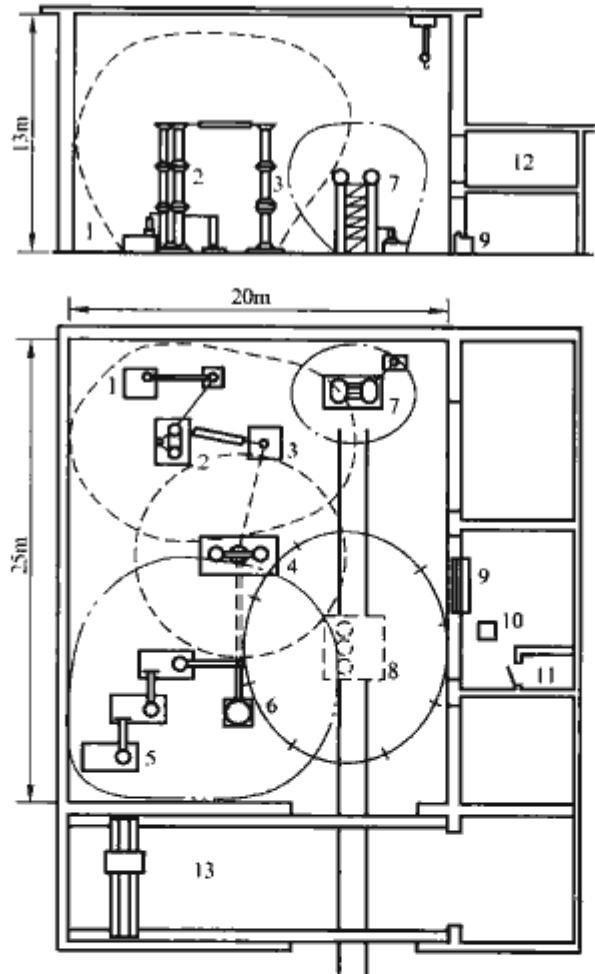


图 10.1-31 高电压实验室布置示意图  
1—整流装置；2—2250kV 冲击电压发生器；3—冲击电压分压器；4—球隙；5—1000kV 串级试验变压器；6—电容分压器；7—700kV 串级直流装置；8—试品；9—控制台；10—示波器；11—暗室；12—观察室；13—装配厅



子。实验室的主要设备布置除了要满足净空距离外，还要考虑某些试验辅助设备的位置（如湿闪试验的淋雨装置），走线是否合理，操作和运输是否方便等。在满足技术要求的前提下，还应做经济上的核算，应使实验室的高度不要过高，跨度和面积不要过大，应尽可能节约投资。

### 7.3 高电压实验室的接地

高电压实验室中的高压大实验厅以及其辅助设备的房间都应有良好的接地装置，以保证工作接地和保护接地的需要。工作接地是指为了保证试验设备及试验系统（如测量系统）的正常工作和保持系统电位的稳定性而设置的接地，如屏蔽室的接地、分压器的接地等。保护接地是指设备金属外壳的接地、悬浮金属物体的接地、闲置的暂时不用的电容器两极的短路接地等。保护接地的作用是设备由于绝缘不良而使其金属外壳意外带电时，可将其对地电压限制在规定的安全范围以内，消除或减小电击的危险性；另一个作用是消除感应电产生的触电危险性。接地是指通过可靠的金属引线，接到接地装置上，该接地装置应有足够小的接地电阻值。

接地装置由多根垂直接地体（大多采用钢管或角钢）与水平的扁钢焊成，是一个接地网。钢管、角钢、扁钢要有一定的厚度，以免年久腐蚀及在施工中损坏。垂直接地体的长度宜取为 2~2.5m。垂直接地体之间的距离可取其长度的 2 倍左右，接地体上端离地面的距离应不小于 0.6m，并应处在冰冻层以下。

有屏蔽措施的实验室，屏蔽的接地电阻值不必做得太小。CNAEL 201—7—99《实验室认可准则》文件要求屏蔽室的接地电阻不高于 4Ω。采用一层钢板拉网做成的屏蔽体，其接地装置在条件允许的前提下，接地电阻最好不高于 1Ω。

在无屏蔽的高压实验室，可在试验区内的地面上铺设大块金属板（铜板最好，铝板次之），或由较大块金属板拼连成一大整块，板在一点接地，此接地点最好邻近分压器的位置。高电压设备放在此金属板上，设备的接地点用宽铜带与板相连。所有测量电缆、控制电缆应从板下的电缆管道中通过。

### 7.4 高电压实验室的屏蔽

高电压实验室内既存在较多强干扰源（如诸多高压或强流的试验装置），同时又存在不少敏感设备（如测量局部放电的仪器，高档的数字存储示波器等），所以高电压实验室是电磁兼容技术问题较突出的场所。屏蔽的目的是把电磁场的影响限定在某一范围之内不使之外溢，或者是保护某个给定空间内不受外界电磁场的影响。高电压实验室的屏蔽目的是既要把高压放电时产生的电磁波的影响限制在实验室范围之内不对外界产生干扰，同时又防止附近电台、高压变电站等干扰源发出的电磁干扰窜入实验室内，以便进行局部放电测量时有较低的背景噪声水平。








高电压实验室的屏蔽一般可分为 3 类：静电屏蔽、磁屏蔽和电磁屏蔽。静电屏蔽一般是在高电压实验室六个面布上接地金属网或金属板来实现，其作用是消除两个电路之间由于分布电容的耦合而产生的干扰。磁屏蔽主要用于低频，采用高磁导率的材料以防止磁感应。

目前采用的屏蔽方法有两种：用金属网或金属嵌板。如是混凝土建筑，可用金属网作屏蔽，最好是铜网，为了节约也可采用镀锌铁丝网，网眼越密越好，一般采用的网眼为 30mm 左右。先把金属网固定在四周墙上，然后再抹灰粉刷，天花板的屏蔽和墙壁一样，整个地下也要有屏蔽网，要

和接地网连接起来。上下左右的屏蔽都必须焊接起来，如不能连续焊，至少每隔一定距离有一焊点。金属网的连接点也必须焊接，必须保证屏蔽内涡流路径畅通无阻，否则会降低屏蔽效能。实验室的门窗也应有屏蔽，窗上应挂屏蔽网，这个屏蔽网应和墙的屏蔽网在电气上连成一体。门应是金属的，但门要开闭，应使门关上时，门上金属板和墙的屏蔽能很好接触，一般采用磷青铜来达到此目的，并应采用一定的结构方式，以保证门、窗的活动部分与墙的屏蔽层的良好连接。

高电压实验室的屏蔽效能与屏蔽所用的材料和结构形式有关，还与施工工艺有关。例如铜胜于铁，板胜于网。从网本身来讲，网孔的大小、线径的粗细、网眼连接点的焊接等都会影响屏蔽效能。从板本身来讲，板与板间焊点直径的大小、焊点间距离的长短、板上吸音孔的大小和密度等也都会影响屏蔽效能。用计算方法来确定屏蔽效能是比较困难和繁杂的，目前也缺少现成方法。比较简单可行的办法是，按实际拟做的屏蔽缩小做成模型室，通过实测结果来决定屏蔽效能。表 10.1-3 列出了通过模型室测得的各种屏蔽方式的比较结果。

表 10.1-3 通过模型室测得的各种屏蔽方式的比较结果

屏蔽室种类	编号	屏蔽方式	屏蔽室尺寸	效能(dB)
实验用模型室	1		2m³	21.0
	2		2m³	40.0
	3		2m³	60.0
	4	间隔 10cm 	2m³	58.5
	5	顶棚一部分短路 	2m³	55.5
实际钢架钢筋混凝土建筑	6		10.6m×11.6m×4m(高)	28
	7		10m×15m×13m(高)	42

从表 10.1-3 的数据可看出：

（1）大地的屏蔽效能不佳，屏蔽必须做成有六面的大法拉第笼。

（2）板的屏蔽效能比网好，钢筋混凝土也有一定屏蔽效能，六面的钢筋混凝土的屏蔽效能与五面的（缺地面屏蔽）屏蔽网效能相当。

（3）双层屏蔽可以提高效能，双层网屏蔽效能为单层网的 1.5 倍。双层屏蔽除接地部分外，层面要隔开一定距离，层间不能有短路，否则会降低屏蔽效能。钢筋混凝土建筑与单层屏蔽网配合，并不能使屏蔽网效能有明显提高。

屏蔽体的屏蔽性能以屏蔽效能 S 来考量。S 的定义为，没有屏蔽体时空间某点的电场强度  $E_0$ （或磁场强度  $H_0$ ）与有屏蔽体时被屏蔽空间在该点的电场强度  $E_1$ （或磁场强度

$H_1$ ) 的比值。为了便于表达和运算,常采用对数单位分贝(dB)进行度量,即

$$S_E = 20\lg(E_0/E_1) \tag{10.1-30}$$

$$S_H = 20\lg(H_0/H_1) \tag{10.1-31}$$

在远区电磁场下可认为

$$S = S_E = S_H \tag{10.1-32}$$

根据 CNAS-CL01:2006《检测和校准实验室能力认可准则》的要求,屏蔽室的屏蔽效能应达到如下要求: $f=0.014\sim 1\text{MHz}$  时,屏蔽效能  $S>60\text{dB}$ ;  $f=1\sim 1000\text{MHz}$

时,屏蔽效能  $S>90\text{dB}$ 。

不过对于容积很大的高电压实验室来说,要求屏蔽效能  $S>90\text{dB}$  是很难做到的。考虑到节约建筑投资,一般要求高电压实验室的屏蔽效能  $S\geq 60\text{dB}$ ,即采取屏蔽后使干扰电磁场强度应减弱到  $1/1000$  或更小些。附近电台等引起的干扰水平可高达  $1000\text{pC}$ ,被测的局部放电水平考虑为几皮库,要求屏蔽后的干扰水平降到  $1\text{pC}$  以下,所以要求屏蔽效能  $S>60\text{dB}$ 。表 10.1-4 中列出了几个高电压实验室的实际屏蔽状况。

表 10.1-4 几个高电压实验室的实际屏蔽状况

序号	高电压实验室	长×宽×高 (m×m×m)	屏蔽效能 (dB)	措 施
1	加拿大魁北克水电司	86×67×51	72	三层钢板,内层 3.3m×0.8m×1mm(厚),打孔 11%面积,焊点间距 0.8m
2	法国电力公司雷纳第	65×55×45	80	双层镀锌钢板,内层 40cm×470cm×0.3mm(厚),焊点间距 1m
3	瑞典 ASEA 公司	55×32×35	60 以下	φ1mm 电镀铜线编成 25.4mm 网格嵌入墙内
4	英国 Reyrou 公司	48.5×33.4×32		两层钢板结构,内层用铜导线连接成完整屏蔽体
5	德国西门子公司柏林开关厂	42×33×25	72	钢板屏蔽
6	日本日新公司	43×34.5×26.5	75	内层 0.35mm(厚)波纹钢板,焊点间距 10cm,外层为 100mm,6mm 直径的焊接铁网两层,钢板与铁网相距 840mm
7	日本小牧公司	40×40×26.5	75	0.5mm 厚钢板网两层,相距约 600mm,相互绝缘
8	中国国家高电压计量站	50×40×30	1MHz 下 78	一层厚 0.75mm 钢板,地面两层钢板网
9	荷兰 Delft 大学	24×18×14	(降至 0.1pC)	外墙为双层钢板,内墙为铝板
10	荷兰 Eindhoven 大学	24×18×14	80	两层镀锌钢板,一层铁网
11	中国电力科学研究院	48×33×24	50	25mm×9mm×2mm 钢板接网,外墙装饰压型钢板,屋顶压型钢板

7.5 高电压实验室的建筑

高电压实验室的尺寸取决于试验设备和被试设备的尺寸及净空距离的要求。只有在已知设备参数、尺寸大小、净空距离要求,并做出合理布置后,才能确定实验室的长、宽、高。实验室的长、宽、高与实验室的电压等级有直接联系,它反映实验室的水平,所以通常在介绍实验室时也列举它的尺寸,见表 10.1-2。

高电压实验室的位置必须坐落在运输方便的地方,在工厂内的高电压实验室位置必须符合工艺流程,不要造成往返运输。笨重而庞大的试验设备和被试设备应能方便地运进室内。实验室内应有起重设备便于装卸,这点对开展工作有重要影响,但高电压实验室屋顶要悬挂许多绝缘子串,不便行车开动,所以常常采用单轨吊车和 S 形轨道,使吊车能到达实验室的大部分地点。

高电压实验室内应有标准喷嘴组装的淋雨排供做湿闪试验。试区地面应有 0.5%~1% 的坡度和地漏以供排水,应

有供水管和储水箱。

需要有大件试品做油中击穿试验的高电压实验室(如变压器厂高电压实验室),地面应有大油槽,这种油槽的大部分埋入地下,但应有一部分露出地面。决定油槽的直径和深度时,除试品尺寸外,油间隙距离按工频 400kV/m(有效值)考虑,冲击电压按 850kV/m 考虑。

高电压实验室地面下应有良好的接地系统,在沿墙踢脚板处应有接地母线,在主要设备及试品处应有接地端子引出地面。

高电压实验室的六面应有金属网或金属板的屏蔽,尤其要注意门、窗活动部分的屏蔽连接。为了提高屏蔽效能,可以考虑不装设窗户。在没有窗户的条件下,有利于在黑暗的状态下观察局部放电及击穿现象。有些大实验室是不设窗户的,完全靠人工照明。装设窗户的实验室,窗户尺寸也宜小一点,装设得低一点,并应有很好的窗帘以便必要时可以方便地遮光。

试验时会产生游离气体和电晕,有害健康,因此实验室



要有通风设备,换气量应达到0.5~2次/h。

实验室比较高,要注意保温,工作时室内温度不应低于16℃,不工作时室内最低温度不应低于0℃。

实验室四周应设观察走廊。控制室的位置应使操作者便于观察全室,尤其是试品区。

## 7.6 高电压实验室的基本安全规则

高电压试验对人身及设备都有巨大危险,稍有疏忽,就可能酿成无法挽回的惨痛损失,因此每个高电压实验室都必须有完善的保安措施和周密的保安规则。更重要的是,每个高压工作者除了具有必需的保安技术知识外,还必须深刻认识到保安制度在高电压试验中的重要性,对自己对他人应严格要求,按章办事。高电压实验室的安全措施及保安规则,虽在细节上可因实验室具体情况不同而各异,但一些最基本的保安规则大体上还是一致的,概括起来如下:

(1) 任何人在进入高电压试区以前,必须确知高压电源已拉闸,高压试验设备已接地。如在高压电源虽已拉闸但高压试验设备尚未接地的情况下,进入者必须先用放电杆使设备充分放电,然后才能接近设备和可能带电的导线。

(2) 高电压试验设备、可能带电的导线以及试区周围必须围以高约2m的铁丝网遮栏,全部遮栏必须可靠接地,遮栏有门可以供一人出入,门上必须有联锁装置,当门开启时,高压电源自动切除。遮栏与带高电压的设备及导线间应根据设备电压保持一定安全距离。在临时试区周围应围上活动遮栏,否则至少用绳子围出试区范围,并且白昼应用红色警告牌,黑夜用红灯标明安全界限,同时应设专人监视,严防无知者闯入试区。

(3) 高电压实验室应有良好的接地系统,凡是实验室内不许带电的金属部分都应可靠接地。高电压试验设备都有一点接地,低压设备及控制桌等也应有一点接地,这些固定接地应用粗金属线与接地系统牢固连接。试验完毕应用接地的放电杆使已切除电源的高压设备、母线、试品及一切被绝缘的金属部分逐一放电,放电杆应用足够长度的轻便绝缘材料做成。接地线应采用多股金属裸线。凡闲置试区内的电容器必须两极短接接地,做完试验的电容器必须充分放电,只有目睹电容器处在被短路接地的情况下,才能接触电容器改变接线。高电压实验室的接地系统只起固定电位作用,切忌作为大电流的放电回路。

(4) 应有明显无误的标志表明高压电源开关的断连位置,在每次试验开始前应先检查设备接地是否良好,连线是否正确,设备是否正常,在合闸前应检查接地杆是否撤除,遮栏门是否已关闭,工作人员是否已全部退至遮栏外,并应用警铃、警灯或高呼“高压合闸”,务必使在场人员皆知马上升压。在升压过程中操作者不得擅自离岗或与人谈笑,凡遇异常现象或有问题必须讨论时,应先切除电源。

(5) 高电压实验室应有完备的消防设备,在进行油纸等易燃物试验时,手边应有沙箱及灭火器,以防万一实验室内有大容量的储油容器发生危险。高电压实验室中严禁烟火。

(6) 高电压试验工作者应具有足够的业务知识和保安技术知识,应熟悉所用设备的性能。做高电压试验时,为便于互相检查,不得少于两人。凡精神失常或神志不清者不得参加高压试验。

(7) 如发生触电事故,首先应切断电源。事故者如已失去知觉,应立即对其施行人工呼吸,并立即召医抢救。

## 第2章 电气绝缘试验

### 1 绝缘材料电气性能的测量

#### 1.1 概述

现代电力工业所使用的各种电气绝缘材料和绝缘制品长期运行在额定工作电压下,除此之外还需要承受由于负载切换、单相接地事故、铁磁谐振或高次谐波所引起的瞬时过电压。为了减少绝缘事故的发生,必须满足以下两个基本条件:①构成电气设备的绝缘在长时间连续运行时,应具有规定的绝缘强度;②根据绝缘配合要求选择的保护装置和电路参数,应使绝缘所承受的过电压水平限制在规定范围内。电气绝缘试验的任务是验证绝缘材料和绝缘结构的性能是否符合标准或规范的要求。

绝缘材料的电气性能试验可分为绝缘强度试验和绝缘特性试验。绝缘强度试验的目的是检验电气设备在规定的时间内是否能够承受规定的电压,主要包括直流耐压试验、交流耐压试验和冲击耐压试验。而绝缘特性试验则是对制造过程中绝缘质量的管理以及对绝缘的维修过程中所进行的非破坏性试验,主要目的是在设备的生产和运行过程中,根据对各种绝缘特性指标的检测,来发现在设备制造中产生的绝缘缺陷以及在设备运行中由于受潮和老化作用引起的绝缘劣化,主要包括绝缘电阻试验、直流泄漏电流试验、介质损耗角正切的试验和局部放电试验等。依靠这些试验的相互配合,才能有效验证电气设备绝缘是否具有可靠的绝缘性能。

#### 1.2 绝缘电阻和绝缘电阻率的测量

对一个绝缘结构或绝缘材料试样在直流电压下呈现的高电阻值进行测量,是判断绝缘状况的最基本、最方便的手段。

任何绝缘材料和绝缘结构在直流电压作用下都会因载流子的定向运动产生微小的电流,即表现为阻值很高的电阻。绝缘材料的电阻值越高,说明绝缘性能越好。当绝缘中有贯穿性缺陷或受潮时,绝缘电阻值会显著降低,甚至丧失其绝缘性能。

由双层或多层电介质构成的绝缘,在开始施加直流电压时,电场按介质的介电常数分布,经一段时间后到达稳态,变为按电导率分布。这个过渡过程称为吸收过程,用吸收比来表征,即60s和15s时测得的绝缘电阻的比值。对吸收过程较长的绝缘,应用极化指数来表征吸收过程,它是10min和1min绝缘电阻的比值。吸收比或极化指数的降低说明绝缘可能受潮。

绝缘电阻最直接的测量方法就是利用直流试验,其测量原理如图10.2-1所示。对绝缘试品施加直流电压,可获得相应的电流—时间特性。严格地说,绝缘电阻是外施电压与泄漏电流 $I_r$ 之比。对绝缘试品施加电压时,流过的电流包括流经绝缘内部的电流和流经绝缘表面的电流。由前者获得的电阻称为体积绝缘电阻,而由后者获得的电阻称为表面绝缘电阻,通常绝缘电阻的测量值为两者的并联值。也可以在测试过程中,通过在试品上安装屏蔽电极使对体积电阻的测量和表面电阻的测量分开。

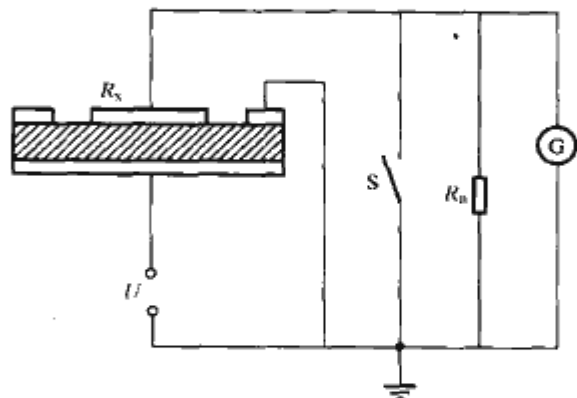


图 10.2-1 绝缘电阻测量原理图

$U$ —直流电源电压;  $R_x$ —被测电阻;  $R_n$ —标准电阻;  
 $S$ —开关;  $G$ —电流指示器

绝缘体积电阻和表面电阻的测量有直测法、比较法以及充电法。

(1) 直测法。测量绝缘电阻时,可用仪表直接测量,或对被测端子两端施加直流高压,测量电压和电流,电压与电流的比值即为绝缘电阻值(见绝缘直流电压试验)。绝缘电阻通常用兆欧( $M\Omega$ )或吉欧( $G\Omega$ )为计量单位,因此测量绝缘电阻的仪表绝缘电阻表又称为兆欧表。对 $10^{14} \sim 10^{18} \Omega$ 的高绝缘电阻试样须在实验室中用高阻计测量。在非破坏性绝缘试验方法中最早采用的就是绝缘电阻试验,随着对绝缘可靠性要求的提高,绝缘电阻的测量方法也得到了进一步的发展。

(2) 比较法。比较法通常采用电桥测量,即将未知电阻与已知电阻相比,从而得到被测电阻。测量原理如图10.2-2所示。当电桥平衡时,流过平衡指示器的电流为0,被测电阻

$$R_x = R_n \frac{R_B}{R_A}$$

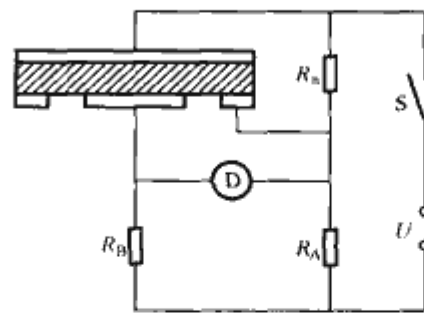


图 10.2-2 比较法测量绝缘电阻原理图

$U$ —直流电源电压;  $R_x$ —被测电阻;  $R_n$ —标准电阻;  $R_A$ 、 $R_B$ —桥臂电阻;  $S$ —开关;  
 $D$ —平衡指示器

(3) 充电法。充电法采用静电计进行测量,测量原理如图10.2-3所示。当充电电流不变时,被测电阻值  $R_x = \frac{U_t}{C_n U_0}$ , 其中  $t$  为充电时间,  $s$ ;  $U_0$  为静电计读数。

在绝缘电阻测量过程中,如绝缘试样采用平板、薄膜或管状,一般采用三电极系统。为保证测量结果的准确性,应注意以下几个方面:

1) 测量前应对材料作预处理,试验应在标准条件下进



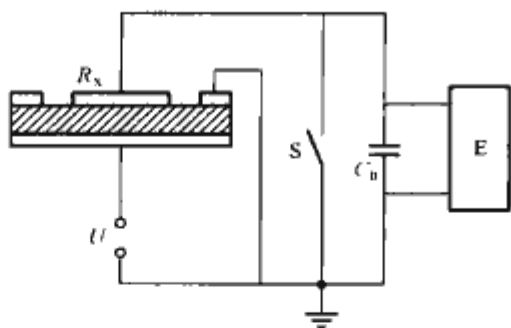


图 10.2-3 充电法测量绝缘电阻原理图  
U—直流电源电压； $R_x$ —被测电阻； $C_n$ —标准电容器；S—开关；E—静电计

行，以消除温度、湿度及污染等的影响。

2) 测量前，试样两侧电极短路放电时间至少 4 倍于上一次测量的充电时间，以消除残余电荷的影响。

3) 采用保护技术消除漏电流的影响，确保试验线路中无杂散电动势。

4) 在规定的电化时间 (1min) 下读取电阻值，以减小极化电流的影响。

材料的绝缘电阻率是用来比较各种绝缘材料的绝缘性能的重要参数，体积电阻率  $\rho_V$  和表面电阻率  $\rho_S$  可根据测得的体积电阻  $R_V$  和表面电阻  $R_S$ ，结合试样电极的形状及尺寸通过计算获得。例如对于平板电极，其计算公式为

$$\rho_V = R_V \frac{A}{d}, \quad \rho_S = R_S \frac{l}{d} \quad (10.2-1)$$

式中：A 为电极有效面积， $m^2$ ；l 为电极长度，m；d 为试样厚度或电极间的距离，m。

### 1.3 相对介电常数和介质损耗角正切的测量

相对介电常数  $\epsilon$  是电介质基本性能参数之一。而在交流电压作用下，绝缘材料会因漏电流、松弛极化和局部放电等原因导致部分电能可在介质中被转化为热能而消耗掉，这将导致流过绝缘的电流相位发生变化，电流相位的变化  $\delta$  称为介质损耗角。 $\tan\delta$  称为介质损耗角正切，又称损耗因数，为介质损耗中有功功率和无功功率的比值。绝缘的介质损耗因数可以作为选择材料、控制工艺和判断设备绝缘性能的一种依据。

相对介电常数可根据在确定电极系统下试品的电容  $C_x$  求取，即

$$\epsilon_r = \frac{C_x}{C_0} = \frac{0.036\pi t C_x}{A} \quad (10.2-2)$$

式中： $\epsilon_r$  为相对介电常数； $C_0$  为试品的几何电容，pF； $C_x$  为试品的实际电容，pF；t 为试品的厚度，m；A 为电极的面积， $m^2$ 。

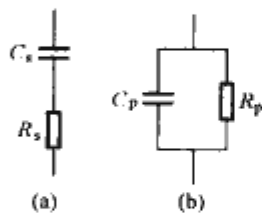


图 10.2-4 绝缘介质的等值电路  
(a) 串联等值电路；  
(b) 并联等值电路

绝缘介质的等值电路可分为串联等值电路和并联等值电路，如图 10.2-4 所示，因此通过测量  $C_s$ 、 $R_s$  或  $C_p$ 、 $R_p$ ，就可以求得绝缘介质的损耗因数。

采用串联等值电路时

$$\tan\delta = \omega C_s R_s$$

采用并联等值电路时

$$\tan\delta = \frac{1}{\omega C_p R_p}$$

式中： $\omega$  为所施加试验电压的角频率。

介质损耗角的正切值的测量方法有直测法、电桥法和谐振法。

(1) 电桥法。电桥法是 H. 西林 (H. Sehering) 于 1920 年提出的。它适于在低频高压交流电压下进行测量。高压西林电桥的原理接线如图 10.2-5 所示。

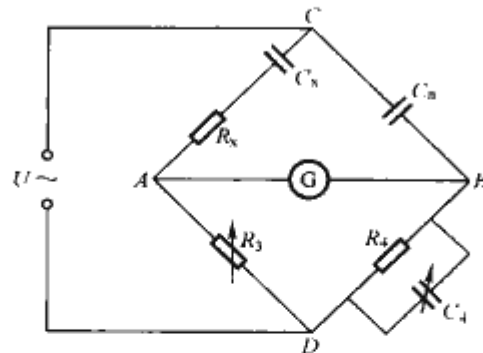


图 10.2-5 高压西林电桥法测量回路  
U—交流电源电压； $C_x$ 、 $R_x$ —试品等值电容和电阻； $C_n$ —标准电容； $R_3$ 、 $R_4$ —桥臂电阻； $C_4$ —可调电容；G—电流指示器

在电桥平衡时，可得

$$C_x = C_n \frac{R_4}{R_3}$$

$$\tan\delta = \omega C_x R_x = \omega C_4 R_4 \quad (10.2-3)$$

根据试样接地与否的情况，电桥的连接方法有正接法、反接法和对角线接法。对不直接接地的试样采用正接法，即图 10.2-5 中 D 点接地。对现场运行中必须接地的试样，可采用反接法，即图 10.2-5 中 C 点接地，或可采用 A 点接地的对角线接法。采用反接法时，可调电容和电阻处于高电位，需采取相应的安全措施。采用对角线接法时，应设法排除试验电源及引线等的对地电容及损耗所引起的试验误差。西林电桥可在施加高电压的情况下实测出有关参数值，对高压电气设备绝缘的监测，较符合运行状态。

(2) 谐振法。谐振法是在高频电压下进行测量的一种方法。试样电容用替代法测量；损耗因数常用变 Q 值法，测量回路如图 10.2-6 所示。

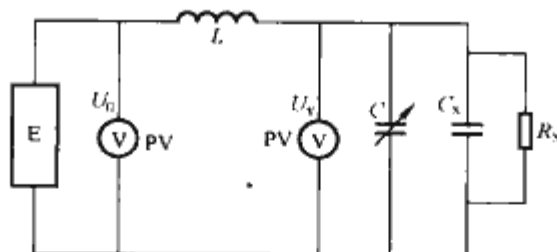


图 10.2-6 谐振法测量回路  
 $C_x$ 、 $R_x$ —试品等值电容和电阻；C—谐振电容；L—谐振线圈；PV—高频电压表；E—高频电源

在有试样和无试样两种情况下，发生谐振时，调谐电容 C 的差值  $\Delta C$  即为  $C_x$ ，即

$$C_x = \Delta C = C_2 - C_1 \quad (10.2-4)$$

式中： $C_2$ 、 $C_1$  分别为无试样与有试样时调谐电容的读数。

如  $Q_2$ 、 $Q_1$  分别为无试样与有试样条件下电路发生谐振时的 Q 值，则

$$\tan\delta = \frac{C_2 + C_0}{C_x} \left( \frac{1}{Q_1} - \frac{1}{Q_2} \right) \quad (10.2-5)$$

式中： $C_0$  为调谐电容以外的电容。

(3) 直测法。介质损耗角直测法的基本原理是将流过试品的电流信号与由高压标准电容器或其他采样元件所取得的试品两端的电压信号用相位比较器进行比较，测出两者的相位差  $\varphi$ ，然后根据  $\varphi = \pi/2 - \delta$  计算出试品的介质损耗角  $\delta$ ，进而得到  $\tan\delta$ 。由于测试中避免了调节电桥平衡的复杂过



程,因而在电气设备在线连续监测中十分有利,但准确度较差。

#### 1.4 击穿和耐压试验

绝缘强度试验包括耐压试验及击穿试验。耐压试验是在一定的条件下对试品施加一定的电压,在经受一定时间之后,以是否发生击穿作为判断试样是否合格的标准,施加电压值一般高于试品的工作电压。要确切得出试品绝缘强度的数值就必须做击穿试验,它是指在一定条件下逐渐增高施加于试品的电压,直到击穿为止。耐压试验或击穿试验所施加的电压可以是直流、交流、雷电冲击(全波和截波)和操作冲击电压。它们是考核高电压绝缘安全可靠性的最直接的试验。

进行击穿试验时,试品通常会发生破坏,因而不适用于还要继续使用的设备。耐压试验有可能引起击穿或虽不引起击穿,但由于施加电压较高,会引起较强烈的局部放电,造成局部绝缘受损坏,因此这类试验通常称为破坏性试验。为防止试验引起材料破坏的积累效应,耐压试验不宜重复多次进行,当考虑有必要重复进行时应根据标准降低施加的电压。

短时间的耐压试验不能有效地考核长时间工作电压下绝缘的性能。绝缘内部缺陷或弱点在长期工作电压作用下会发生持续的局部放电,绝缘性能不断劣化,最终导致绝缘损坏。耐压试验需要用相应的高电压试验和测量设备,还要求具备辅助的试验条件(例如淋雨装置等),这些试验通常在高压实验室内进行。

##### 1.4.1 击穿试验

击穿试验是指固体、液体或气体绝缘材料试样在电场作用下发生破坏性放电的试验。有工频击穿试验、直流击穿试验和冲击击穿试验。试验目的在于测量试样的击穿电压 $U_b$ ,并根据其平均厚度 $d$ 求出其击穿电场强度 $E_b$ ,它是绝缘材料的重要性能指标。通过击穿试验可了解受试绝缘材料在所承受的电场强度下维持绝缘性能的极限能力,以作为设计绝缘结构、考核绝缘裕度和选用绝缘材料的参考。

击穿电场强度测量原理是:测量试样的击穿电压 $U_b$ 与试样击穿点的厚度或平均厚度 $d$ ,用式(10.2-6)求取试样的击穿电场强度或平均击穿电场强度 $E_b$ (MV/m)

$$E_b = \frac{U_b}{d} \quad (10.2-6)$$

工频、直流、冲击击穿试验装置应具有调压器、控制线路和防护安全装置。要求较高的试验电压时,直流可采用倍压线路,冲击可用多级冲击电压发生器。冲击击穿试验前应调节冲击波形为 $1.2/50\mu s$ 标准波。击穿试验可采用连续升压、慢速连续升压与逐级升压几种方式。工频与直流击穿试验,三种方式都可采用,而冲击击穿试验应采用逐级升压方式。

试验电压测量可采用静电电压表或测量球隙。工频击穿电压还可用电压互感器或变压器内的测量线圈测量,冲击击穿电压采用球隙50%放电法或带有分压器的示波器测量,击穿电压高时可用分压器。

击穿试验一般在空气中进行,如发生表面飞弧,可在变压器油或六氟化硫中试验。但不同媒质中的试验结果不能相比较。一般用电压突然下降或过电流继电器跳闸来判断是否出现击穿,但用试样产生小孔、开裂等击穿通道进行判断更为可靠。由于试样的不均匀性及电极、媒质的影响,固体介质的击穿强度试验结果存在一定分散性,所以对试验结果通

常采用统计方法加以分析。击穿装置应有屏蔽网、门开关和信号灯,接地必须可靠,试验完毕必须用接地棒对高压部位放电。换接试样时,应把接地棒挂在连接试样的高压端。

##### 1.4.2 耐压试验

耐压试验是指按规定的加压方式对电气设备或绝缘结构施加规定电压以考验其耐受电压能力的试验。耐压试验以试品不被击穿或闪络作为通过试验的主要判据。由于施加电压较高,在绝缘中某些地方会出现较高的电场强度致使绝缘有可能造成局部损伤,因此耐压试验是一种破坏性绝缘试验。

耐压试验的种类及施加电压水平,由被试产品或绝缘结构所处运行电压等级的绝缘配合来确定,应该对运行中可能出现的过电压状态进行考核。由于试验只能是短时间的或者是次数有限的,因此试验水平必须高于过电压水平,以保证有足够的安全裕度。耐压试验按施加电压的种类可分为交流耐压试验、冲击耐压试验和直流耐压试验。

交流耐压试验通常称为1min工频耐压试验,因为此项试验在多数情况下是采用50Hz或60Hz正弦交流电压,在规定的电压值下持续时间为1min。交流耐压试验按试验电压的取得方式有外施耐压试验和感应耐压试验两种。外施耐压试验是由试验变压器或其他装置提供试验电压,直接施加在与被试端子相连的全部金属电极上。感应耐压试验由于电压较高,为避免铁心中的磁饱和,需采用频率高于工频的交流电压,施加电压的时间应按规定缩短。对电容量较大的试品也有采用频率很低的交流电压(例如0.1Hz),施加的电压值应有所增加。

冲击耐压试验按施加的冲击电压性质又可分为雷电冲击耐压试验和操作冲击耐压试验。雷电冲击耐压试验又有全波冲击和截波冲击两种。冲击耐压试验是用于考验设备耐受雷电波和操作波的能力。由于试验技术复杂,仅在型式试验或某些超高压重要设备的出厂试验中进行。冲击试验电压由冲击电压发生器提供,对于变压器类产品也可以采用向低压侧放电的方法,使高压侧感应出所需的操作波冲击试验电压。

直流耐压试验对直流设备或有直流分量的整流设备,必须用短时间直流耐压试验来考验绝缘强度。有些交流设备,例如电力电缆和发电机,由于电容值很大,采用直流耐压试验可使试验设备容量减小,适合于交接试验和运行设备的预防性试验。直流电压下绝缘中的电场分布和交流下是很不相同的,两种试验不能完全等效。直流耐压试验对发现贯穿性缺陷比较有效。

## 2 高电压测量技术

### 2.1 概述

高电压测量(某些场合还包括冲击大电流测量)是高电压试验中不可缺少的项目。根据不同类型高电压试验的需要,所测的高电压和大电流可分为稳态的交流高电压和直流高电压,以及暂态的冲击电压和冲击电流;高电压的幅值可高达数兆伏,冲击大电流的幅值可高达数百千安。

由于所测的高电压和大电流幅值很高,通常都采用转换装置将很高的幅值按比例降低到低电压测量仪器的量程范围内进行测量。高电压的转换装置有分压器、电压互感器等;冲击大电流的转换装置有分流器、罗戈夫斯基线圈等。利用测量球隙可直接测量交流和冲击高电压;利用棒—棒间隙可直接测量直流高电压。因球隙和棒间隙是根据其放电电压来测定高电压,测量工作较为麻烦,且对某些设备有影响,现已很少采用这种测量方法。利用静电电压表也可直接测量高



电压,但它只能测量稳态的高电压,测量的量程较小,一般在100kV以下,最高可达250kV。

对于稳态高电压测量,通常只需测定其幅值,可采用转换装置或直接测量的设备。当需要确定交流电压波形畸变程度和直流电压的纹波系数等情况时,则需用转换装置接到示波器进行测量。对于暂态的冲击电压和冲击电流测量,既要测定其幅值,同时也要记录其波形,通常都采用转换装置与示波器或记录仪组成的测量系统。

高电压和冲击电流测量目前还很难达到很高的准确度。国家标准和IEC国际标准规定,一般工程应用中,高电压和冲击电流的测量准确度应不大于3%。标准还规定高电压和冲击电流测量也应追溯到国家基准。为此,各国都建立以通过认证的校准实验室为中心的计量传递体系。校准实验室具备已追溯到国家基准的标准测量系统,并可借此用比对法对其他实验室的测量系统进行校准。稳态的交流电压标准测量系统的准确度已可高达 $10^{-5}$ 、 $10^{-6}$ 的水平。暂态的冲击电压和冲击电流标准测量系统的准确度目前还不高,仅为1%。

为保证高电压和冲击电流测量应有的准确度,按国家标准规定,测量系统在投入使用前应通过验收试验。包括样机的型式试验和每套系统的例行试验以及第一次性能试验。在使用期间,整套系统应每年定期进行或至少五年重复一次工作条件下的性能试验;并根据测量系统稳定性的时限进行性能校核,以验证最近一次性能试验所确定的结果是否仍然有效。

## 2.2 交流高电压测量

交流高电压测量属稳态电压测量。在电力系统中的交流运行电压值按有效值测量,准确度为0.5~3.0级;在高电压试验中的交流试验电压值按峰值除以 $\sqrt{2}$ 来确定,准确度一般应在 $\pm 3\%$ 以内。

交流高电压可采用很多方法进行测量。常用的测量设备有电压互感器、静电电压表、分压器组成的测量系统、峰值电压表等。测量球隙也可采用,但已不常用。光电测量系统是近期发展的新技术,已开始得到应用。

### 2.2.1 电压互感器

电压互感器在电力系统中应用十分普遍,除220V、380V用电网外,各电压等级输电与供电系统的交流高电压都采用电压互感器转换为100V接到电压表进行测量。电压互感器有电磁式和电容式两种。电磁式电压互感器实质上是一台变压器,通过绕组间的电磁感应将交流高电压转换为低电压。电容式电压互感器实质上是一台电容分压器接一个低电压的互感器,用于超高压电力系统。

### 2.2.2 静电电压表

静电电压表是利用电极间的静电力测定两电极间所加电压的仪表,测得的结果是交流电压的有效值。静电电压表用于高电压测量的常用规格为3~250kV,准确度为1.0~2.5级。500kV的静电电压表虽有个别研制产品,但很少应用。此外,1000V以下低电压的静电电压表也是常用仪表,准确度为0.2~1.0级。

### 2.2.3 交流高电压分压器

交流高电压分压器主要采用电容分压器,额定电压可高达数兆伏,它是高电压试验中交流高电压测量的主要手段。电容分压器的高压臂大多由若干个电容器串联组成,总电容为100~300pF。为阻尼回路振荡,高压臂中各个电容器中可串联阻尼电阻,总阻值为几百欧至几十千欧。分压器的低

压臂电容较大,常由多个电容器并联组成。这种串联阻尼电阻的电容分压器可称作阻尼电容分压器,应用较广泛,阻尼电阻值为几百欧时还可设计成交流和冲击两用的分压器。纯电容分压器和阻尼电容分压器的等值电路如图10.2-7所示。多个电容器串联的电容分压器对地杂散电容和对高压引线、屏蔽罩的杂散电容都会影响测量

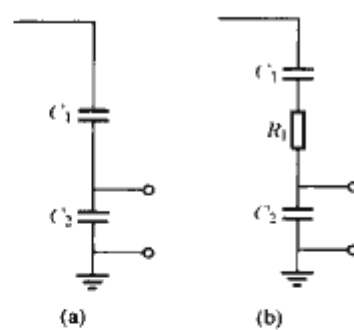


图 10.2-7 交流高电压电容分压器等值电路  
(a) 纯电容分压器;  
(b) 阻尼电容分压器

误差,前者使低压臂电压降低,后者使之升高。在设计中可调整分压器的结构尺寸,使这两种杂散电容的影响尽可能互相补偿。在使用时,考虑到杂散电容的影响,应实测分压器高压臂的等效电容,并以此计算分压比,而不用多个电容器串联后的电容值作为高压臂电容计算分压比。电容分压器,也可利用单个高压标准电容器作为高压臂,其额定电压为100kV~1.2MV,额定电容为50~100pF,配备一低压臂电容也可用于交流高电压测量。至于电阻分压器,因有功率消耗,在交流高电压测量中只在低于100kV的场合中使用,通常很少采用。

### 2.2.4 峰值电压表

峰值电压表测量整流回路在电容上的充电电压作为交流电压的峰值。为适应测量高电压,常需用电容分压器降低电压后接峰值电压表。峰值电压表中电容的充电电压应采用高输入阻抗的电压表来测定,如低压的静电电压表、数字电压表等。

### 2.2.5 测量球隙

测量球隙是直接测量高电压峰值的设备。它利用均匀电场空气间隙的放电电压与间隙距离的确定关系,由间隙放电的距离测定高电压,测量准确度为 $\pm 3\%$ 。为保证球隙中接近于均匀电场,间距 $s$ 通常不大于铜球直径 $D$ 的1/2,即 $s \leq 0.5D$ 。间距大于此限值时准确度有所下降。因此,被测电压越高,球隙距离就越大,要求铜球的直径随之相应增大。国家标准采用国际电工委员会(IEC)制定的测量球隙放电电压标准表,供测量时使用。标准表中列出了2~200cm标准直径球隙不同间距在标准大气条件下的放电电压,同时规定了测量球隙离地和距周围物体的允许距离,以及非标准大气条件下放电电压的校正系数。测量球隙使用时需串联保护电阻,以免放电电流过大而烧伤球极,一般采用的阻值为100k $\Omega$ 。由于测量球隙利用间隙多次放电测定高电压,测量工作较不方便,有些场合还受到限制,目前已很少应用。

### 2.2.6 光电测量系统

光电测量系统是采用光电器件和光缆组成的测量系统,其框图如图10.2-8所示。测试中处于高电位的被测信号通过调制器调制发光二极管或激光管发出的光,成为光信号。此光信号由光缆传输到低电位处,用光电管等器件和解

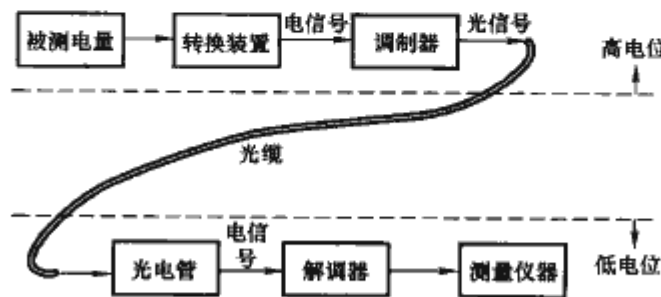


图 10.2-8 光电测量系统框图



调器将光信号还原成电信号进行测量。光电测量系统采用的调制方式可分为两种：①光强度调制方式，如采用电信号的调幅、调频等模拟调制和脉冲数码的数字调制等方式调制光信号的强度；②光参数调制方式，如光信号的偏振状态、相位、波长及频率调制等。光电测量系统利用绝缘性能良好的光缆传输信号，测量仪器与被测电量之间没有电的直接联系，因而具有很强的抗电磁干扰能力，极为有利于高电位电信号的测量，在高电压试验中将有广阔的应用前景。

### 2.3 直流高电压测量

直流高电压测量也属于稳态电压测量。在高电压试验中，直流试验电压值按其平均值来确定，准确度一般应在 $\pm 3\%$ 以内。

直流高电压测量常用的设备有电阻分压器、高阻串接毫安表、静电电压表和棒—棒间隙等。光电测量系统同样也可应用于直流高电压测量（参见2.2.6）。

#### 2.3.1 电阻分压器与高阻串接毫安表

直流高电压测量常采用多个电阻元件串联成高值电阻 $R_1$ 作为高压臂，串接一低值电阻 $R_2$ 作为低压臂，组成一电阻分压器，其低压臂输出电压用高输入阻抗的仪表进行测量，如图10.2-9（a）所示。高值电阻 $R$ 也可串接毫安表测量直流高电压，如图10.2-9（b）所示。

高值电阻通常按测量设备在额定电压下通过的电流在 $0.5\sim 1\text{mA}$ 范围内来选定，其阻值往往高达几百至几千兆欧。由于高值电阻的阻值很大，测量设备绝缘筒等绝缘电阻（特别是表面泄漏电阻）在数量级上可与之相比较。两者在电路上是并联的关系，这将引起测量误差。为了避免绝缘筒的绝缘电阻影响测量结果，高值电阻在结构上常将它旁路，如图10.2-10所示。图中绝缘筒T下法兰直接接地，高值电阻 $R$ 通过小套管引出，连接到低压臂电阻或毫安表。这样的结构中，绝缘筒的绝缘电阻就不再与高值电阻直接并联。绝缘筒内可充绝缘油以加强高值电阻体表面绝缘电阻，并可降低温升。

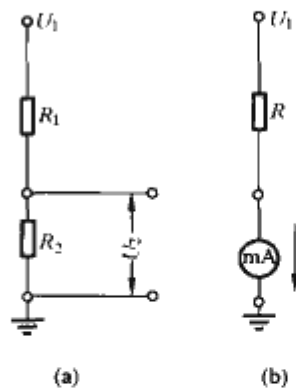


图 10.2-9 电阻分压器与高阻串接毫安表  
(a) 电阻分压器；(b) 高阻串接毫安表

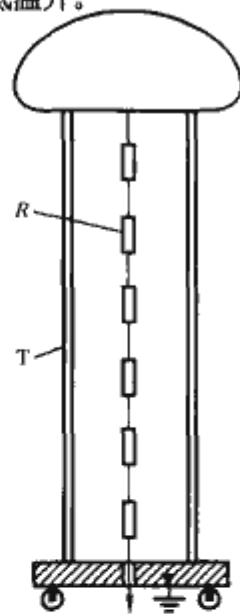


图 10.2-10 高值电阻结构  
T—绝缘筒；  
R—高值电阻

额定电压较高的测量设备中，处于高电位的电阻元件有可能发生电晕，也会引起测量误差。为防止电晕的影响，可采用以下方法：测量设备的高压端装设大直径的屏蔽罩，利用直径较大的绝缘管上螺旋形安装电阻元件，高值电阻绝缘筒内充绝缘油或 $\text{SF}_6$ 绝缘气体，以及采用等电位屏蔽结构等。

高值电阻等电位屏蔽结构如图10.2-11所示。它实际上

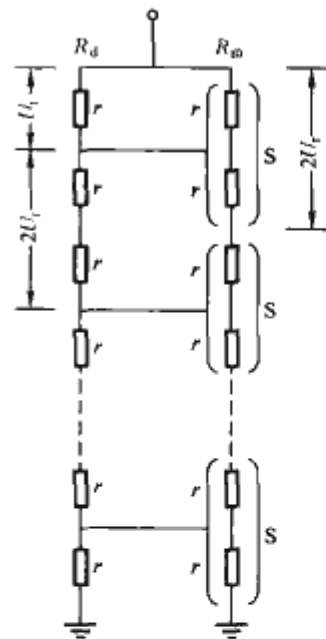


图 10.2-11 高值电阻等电位屏蔽结构

由两个相同电阻元件的高值电阻并联组成。一个高值电阻 $R_m$ 用于测量直流高电压，其电阻元件 $r$ 每两个分别安装在小段屏蔽套 $S$ 内；另一个高值电阻 $R_d$ 犹如电阻元件 $r$ 组成的分压器，分段提供各屏蔽套的电位。由于两个高值电阻的阻值相同，屏蔽套 $S$ 与其内部的电阻元件 $r$ 之间的电位差将不超过单个电阻元件上的压降 $U_r$ ，因此测量用的高值电阻 $R_m$ 中各电阻元件 $r$ 不会发生电晕。处于高电位的屏蔽套即使发生电晕，都将由屏蔽用的高值电阻 $R_d$ 提供电晕电流，不影响测量结果。测量用高值电阻 $R_m$ 的下端可接低值电阻作为低压臂组成电

阻分压器，也可串接毫安表进行测量。

#### 2.3.2 静电电压表

静电电压表测量直流高电压的结果实际上是其有效值。通常直流高电压的平均值与有效值相差甚小，可以认为两者相等。静电电压表的常用规格和测量准确度参见2.2.2。

#### 2.3.3 棒—棒间隙

测量球隙以往曾用于测量直流高电压，但因受空气中的灰尘、湿度、带电微粒等的影响，放电电压有时较不稳定，现已不采用。目前，IEC国际标准和国家标准规定采用棒—棒间隙测量直流高电压。棒—棒间隙用铜或黄铜方棒制成，在标准大气条件下的放电电压可按下式计算

$$U_0 = 2 + 2.534d \quad (10.2-7)$$

式中： $U_0$ 为放电电压，kV； $d$ 为间隙距离，mm。

式(10.2-7)适用范围： $250\text{mm} \leq d \leq 2500\text{mm}$ ， $1\text{g/m}^3 \leq h/\delta \leq 13\text{g/m}^3$ （ $h$ 为空气绝对湿度， $\delta$ 为空气相对密度），测量准确度在 $\pm 3\%$ 以内。

### 2.4 冲击电压测量

冲击电压测量属暂态电压测量，需测定其峰值和波形时间参数。冲击电压峰值的测量准确度应在 $\pm 3\%$ 以内，波前时间、半峰值时间等波形时间参数的测量准确度应在 $\pm 10\%$ 以内。高电压试验中需测的冲击电压峰值低的仅几千伏，高的可达几兆伏；波形有雷电冲击全波和截波、操作冲击波、陡波前冲击波等。

冲击电压通常采用冲击分压器和快速记录的测量仪器组成的测量系统进行测量。测量球隙也可用于测量冲击电压峰值，现已不常用。光电测量系统在冲击电压测量中的应用现日趋增加，技术也不断提高。

#### 2.4.1 冲击分压器

冲击分压器可分为电阻分压器、电容分压器和阻容串联的阻尼电容分压器。阻容并联的分压器很少应用。

电阻分压器由高、低压臂电阻串联组成。分压器的电阻若用电阻丝绕制时应采用无感绕法，以减小电感对分压器动态特性的影响。由于分压器本体总是存在一定的杂散电容，尤其是对地杂散电容，它也会影响分压器的动态特性。为此，电阻分压器的阻值一般不大于 $20\text{k}\Omega$ ，标准冲击分压器的阻值应不大于 $10\text{k}\Omega$ 。这样，电阻分压器的额定电压只能限于 $2\text{MV}$ 以下，且不适用于操作冲击电压的测量。原因是



过高的电压会使分压器电阻过热, 较小的分压器阻值会影响操作冲击波的波尾长度。

电容分压器由高、低压臂电容串联组成。高压臂电容可用多个脉冲电容器或陶瓷电容器串联组合, 也可用单个高压标准电容器。前者需考虑杂散电容的影响, 应以等效电容计算分压比, 后者杂散电容不介入分压回路而不存在这种影响。低压臂电容较大, 常用多个电容器并联组合, 一般需采取轴对称布置结构以减小回路电感。由于分压器高压引线等回路总具有一定的电感, 电感与分压器电容及杂散电容容易激发回路振荡, 影响变化较快的雷电冲击波形的测量。因此, 电容分压器常在高压引线上串联一阻尼电阻, 以阻尼测量系统主回路振荡。然而, 高压引线的阻尼电阻并不能阻尼分压器本体杂散回路振荡, 因而这类分压器一般仅适用于操作冲击电压, 以及峰值较低的雷电冲击电压的测量。

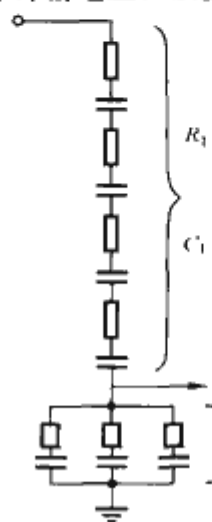


图 10.2-12 阻尼电容分压器

阻尼电容分压器是冲击电压测量中最常用的分压器, 其额定电压可高达数兆伏。这种分压器的高压臂由多个电容和电阻元件串联组成, 如图 10.2-12 所示。分压器高压臂中的电阻既可阻尼测量系统主回路振荡, 又可阻尼分压器本体杂散回路振荡, 其阻尼效果较为明显。分压器高压臂电阻  $R_1$  可选用几百至几千欧, 它与回路临界阻尼电阻值  $R_0$  之比可称作阻尼度  $D$ , 即  $D=R_1/R_0$ 。分压器低压臂中各个电容也可串联电阻, 如图 10.2-12 所示, 其阻容参数的选择与阻尼度有关。理论上, 在单纯的阻容回路中, 高、低压臂阻容参数决定的

时间常数  $R_1C_1$  和  $R_2C_2$  应相等, 分压器低压臂输出波形才能与高压输入波形一致。但由于测量系统存在回路电感, 低压臂电阻的选择应使  $R_2C_2$  小于  $R_1C_1$ 。两者的比值可称作补偿度  $P$ , 即  $P=R_2C_2/R_1C_1$ 。根据研究结果表明, 阻尼度  $D=0.9\sim 2.0$  情况下, 补偿度相应地取  $P=0.5\sim 0.95$ , 才能使分压器低压臂输出的冲击波形误差最小。当分压器高压臂电阻  $R_1$  较小、阻尼度  $D<0.8$  时, 低压臂不必串联电阻  $R_2$ , 即补偿度  $P=0$ 。此时, 最佳阻尼度  $D$  在  $0.7\sim 0.8$  之间。这种阻尼度较小的分压器称作低阻尼电容分压器。

#### 2.4.2 冲击电压测量仪器

测量冲击电压的仪器现主要采用数字仪 (包括数字记录仪和数字示波器), 以往用的高压示波器和峰值电压表虽仍可使用, 但已很少采用。

数字仪利用 A/D 变换器将被测模拟量变换为数字量, 便于数据存储和处理, 再加上数字仪的预触发等功能, 对于冲击电压等一次过程的暂态信号测量十分有利。因此, 数字仪已成为当前冲击电压测量中主要的测量仪器。

数字仪在数字采集方面的主要特性有分辨率、采样率、记录长度等。有关标准规定, 冲击电压测量中要求数字仪的分辨率不低于  $1/256$ , 即位数为 8 位以上; 采样率不小于  $60\text{MS/s}$ ; 记录长度宜 3000 点以上。此外, 有关标准还规定, 数字仪的静态整体非线性不大于满量程电压的 5%, 动态局部非线性不大于 0.8。

为充分发挥数字仪记录的数据可存储和处理的功能, 数字仪常与计算机连用。数字仪每次测得的冲击电压波形数据可转存到计算机中, 利用专门编制的软件处理数据, 计算冲击电压峰值、波前时间和半峰值时间等参数, 连同波形数据一起作为

一个文件存入计算机, 需用时可调出文件在屏幕上显示所测的冲击电压波形和各项参数, 并可输出打印或传送他处。

过去常用的高压示波器显示的冲击电压波形需照成照片才能保存; 波形需放大后由人工读取参数, 容易造成较大的测量误差; 示波器触发扫描不易获取完整的冲击波形等, 比数字化测量技术落后很多。峰值电压表仅能测出峰值, 只允许冲击波形已知且波形正常 (如无振荡等) 的情况下使用, 比数字仪测量功能局限得多。因此这两种测量仪器已很少采用。

#### 2.4.3 冲击电压测量系统

冲击电压测量系统由冲击分压器 (转换装置)、高压引线和接地回路 (主回路连线)、同轴电缆或光缆 (传输系统)、数字仪或高压示波器 (测量仪器) 等部件组成。对于采用数字仪的数字化测量系统, 除上述硬件外, 还包括冲击电压波形参数计算程序等软件。此外, 抗电磁干扰措施配备的设备也是测量系统必要的组成部分。

测量系统各个设备布置和连接时, 分压器与周围带电体和接地体之间的距离一般应分别为分压器高度的 1.5 和 1.0 倍以上; 分压器通常以高压引线连接到试品的高压端, 而不直接接在冲击电压发生器的输出端; 分压器应紧靠集中的接地极接地; 分压器与试品间的接地回路以及分压器与测量仪器间的接地连线应采用低阻抗的回路并与连线互相连接; 同轴电缆连接分压器和测量仪器的两端至少应有一端匹配, 采用两端匹配的效果更佳; 当分压器低压臂输出电压高于测量仪器的输入量程时, 需在仪器输入端外接一衰减器 (又称二次分压器) 后再与同轴电缆终端相连。

冲击试验中电磁干扰常会影响正确测量, 甚至危及测控设备和试验人员, 因此测量系统中应采取必要的抗电磁干扰措施。在实际测量中, 测量电缆和控制电缆外皮中暂态电流引起的共模干扰往往最为严重。为降低共模干扰电平, 分压器、测量仪器等应良好接地; 测量电缆采用双屏蔽同轴电缆, 甚至再套一金属管, 外屏蔽层与金属管多点接地; 测量电缆采取两端匹配方式; 采用二次分压器, 以提高电缆中传送的信号电平。冲击试验中间隙放电将产生空间电磁波辐射干扰。为此, 分压器低压臂需有接地的屏蔽套, 测量仪器设备除有金属外壳外, 通常置于屏蔽室/箱中。测量仪器的电源线引入的干扰和电位也会造成较大的电磁干扰。通常测量仪器采用隔离变压器和电源滤波器供电, 必要时可采用不间断电源 (UPS) 甚至电池供电。利用光缆取代电缆传送测量信号可彻底消除共模干扰和电源线引入的传导干扰, 不少冲击电压测量系统已采用光缆作为很好的抗电磁干扰措施。图 10.2-13 所示为电阻分压器组成的测量系统采用抗电磁干扰综合措施的一个实例。抗电磁干扰措施的效果应通过干扰试验来检验。试验标准规定, 测量系统的干扰电平应不超过冲击电压峰值的 1%。

为保证测量准确度满足规定要求, 测量系统中分压器和测量仪器的刻度回数不确定度应在  $\pm 1\%$  以内; 作为测量系统

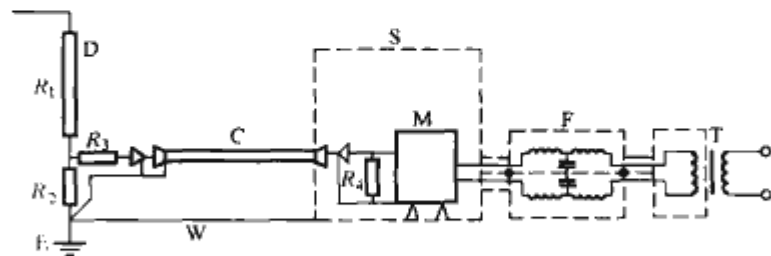


图 10.2-13 测量系统抗电磁干扰综合措施实例

D—分压器;  $R_1$ 、 $R_2$ —高、低压臂电阻;  $R_3$ 、 $R_4$ —匹配电阻; C—双屏蔽同轴电缆; S—屏蔽室; M—测量仪器; F—电源滤波器; T—隔离变压器; E—集中接地极; W—接地连线



动态特性的标称时段应能覆盖被测冲击波的时间参数,或者阶跃波响应的部分响应时间和过冲应处于图 10.2-14 中阴影所示限值范围内,并且稳定时间小于标称时段的最小值时间。测量系统在定期进行的性能试验中,利用标准测量系统作比对试验可测定被检测量系统的刻度因数和标称时段;也可采用组件校准法分别测定分压器和测量仪器的刻度因数后,将各组件刻度因数的乘积确定测量系统的刻度因数,同时采用阶跃波响应法检验各项阶跃波响应参数是否符合要求。

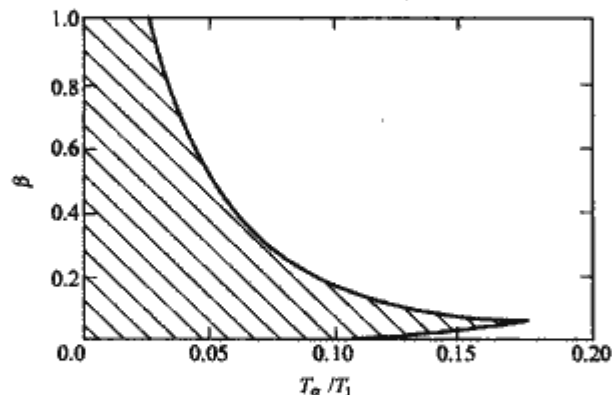


图 10.2-14 阶跃波响应参数限值范围  
β—过冲;  $T_0$ —部分响应时间;  $T_1$ —波前时间

## 2.5 冲击电流测量

冲击电流测量也属暂态测量,需测定其峰值和波形时间参数。冲击电流峰值的测量不确定度应在  $\pm 3\%$  以内,波形时间参数的测量不确定度应在  $\pm 10\%$  以内。冲击电流试验中,需测的冲击电流峰值可从几千安至几百千安,波形有  $4/10\mu\text{s}$ 、 $8/20\mu\text{s}$  等指数波和  $1000\mu\text{s}$ 、 $2000\mu\text{s}$  等方波。

冲击电流通常采用冲击分流器或罗戈夫斯基线圈和快速记录的测量仪器等设备,并以此组成测量系统进行测量。测量冲击电流的光电测量系统近年来也有不少开发和应用。

### 2.5.1 冲击分流器

冲击分流器由低值电阻器构成。测量冲击电流通过分流器电阻形成的压降  $u(t)$  除以阻值  $R$  即可测定冲击电流  $i(t)$  的波形。分流器低值电阻的阻值一般为  $0.1 \sim 10\text{m}\Omega$ ,可测冲击电流的峰值达几千安至几十千安。

冲击分流器在结构上都存在一定的固有电感。由于冲击电流变化较快,固有电感上的压降不可忽视,它叠加在电阻压降上影响冲击电流的正确测量。因此冲击分流器的结构必须尽量减小固有电感。冲击分流器常用的结构可分为绞线式、折带式、圆管式和圆盘式等几种,如图 10.2-15 所示。

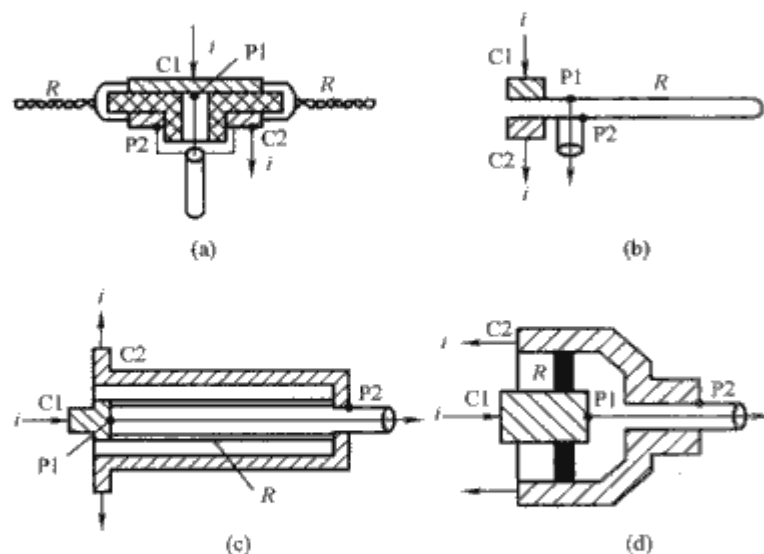


图 10.2-15 冲击分流器结构

(a) 绞线式; (b) 折带式; (c) 同轴圆管式; (d) 圆盘式  
 $R$ —分流器电阻;  $i$ —冲击电流;  $C1$ 、 $C2$ —电流出入口;  $P1$ 、 $P2$ —电压降测点

对比各种结构的分流器,绞线式的固有电感相对最大,折带式其次,同轴圆管式和圆盘式的固有电感较小。前两种常用于峰值较小、波前稍缓的冲击电流测量;后两者则可用于峰值较大、波前较陡的冲击电流测量。

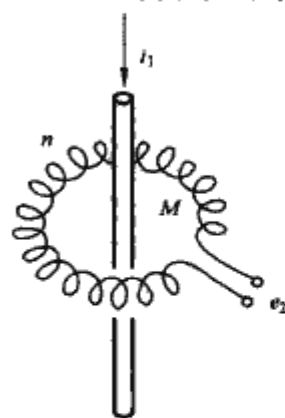


图 10.2-16 罗戈夫斯基线圈原理

### 2.5.2 罗戈夫斯基线圈

罗戈夫斯基线圈实质上是个空心电流互感器,一次侧为单根导杆,二次侧为  $n$  匝的环形线圈,如图 10.2-16 所示。现也有采用铁氧磁心的罗戈夫斯基线圈。

当冲击电流  $i_1(t)$  流过一次侧导杆时,通过互感  $M$  在二次侧线圈中感应电动势

$$e_2(t) = M \frac{di_1(t)}{dt}$$

积分即可得到与  $i_1(t)$  成正比的信号。积分回路有自积分和外积分两种。

自积分回路又称  $L/R$  积分回路,如图 10.2-17 (a) 所示。图中  $R_m$  为接在线圈输出端的低值测量电阻,  $L$ 、 $R_L$  为线圈本身的自感和电阻。回路要求  $\omega L \gg R_L + R_m$ ,在此条件下有

$$i_2(t) \approx \frac{M}{L} i_1(t) = \frac{1}{n} i_1(t) \quad (10.2-8)$$

$$u_m(t) = R_m i_2(t) = \frac{M}{L/R_m} i_1(t) = \frac{R_m}{n} i_1(t) \quad (10.2-9)$$

测量  $u_m(t)$  即可确定  $i_1(t)$  的波形和参数。

外积分回路又称  $RC$  积分回路,如图 10.2-17 (b) 所示。图中  $R$ 、 $C$  为积分回路电阻和电容,  $L$ 、 $R_L$  仍为线圈本身的自感和电阻。回路要求  $R \gg \frac{1}{\omega C}$ ,即  $R \gg \omega L$ ,在此条件下有

$$i_2(t) \approx \frac{M}{R} \frac{di_1(t)}{dt} \quad (10.2-10)$$

$$u_m(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i_2(t) dt = \frac{M}{RC} i_1(t) \quad (10.2-11)$$

由此可从测得的  $u_m(t)$  确定  $i_1(t)$  的波形和参数。

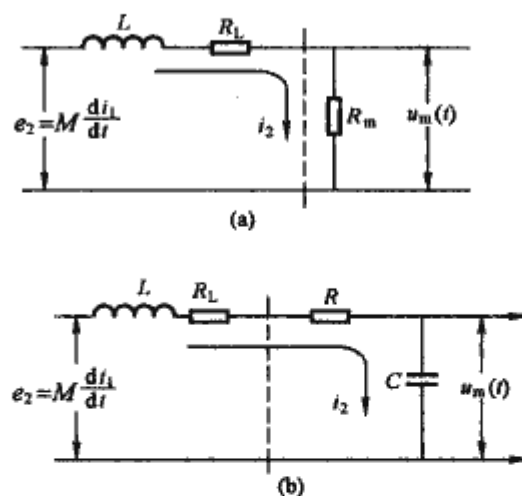


图 10.2-17 罗戈夫斯基线圈积分回路  
(a) 自积分 ( $L/R$  积分); (b) 外积分 ( $RC$  积分)

罗戈夫斯基线圈在结构上须对外界电磁场干扰采取一些防护措施,如图 10.2-18 所示。例如,线圈一端的引线穿过线圈内部,与另一端引线在同一处引出,如图中线圈 2,以减小外磁场在线圈中感应生成干扰。又如,整个线圈置于铁制的屏蔽圆环中,如图中屏蔽环 3,以防止外界电磁场的辐射干扰。此屏蔽环对于线圈不可形成一磁旁路,必须断开一



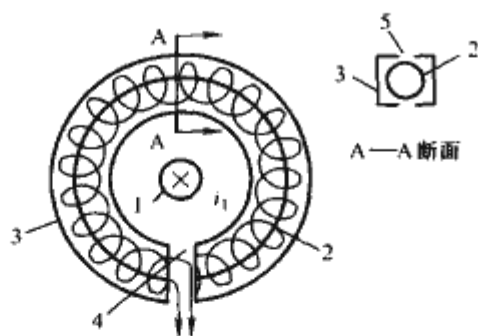


图 10.2-18 罗戈夫斯基线圈结构  
1—导杆；2—线圈；3—屏蔽环；4—环路气隙；5—断面割缝； $i_1$ —导杆电流

气隙，如图中环路气隙 4。为防止导杆 1 中电流  $i_1$  的主磁通在屏蔽环断面中感应产生的环流抵制主磁通进入线圈，屏蔽环必须在断面上有割缝而不构成环路，如图中断面割缝 5。此外，线圈的屏蔽环与测量电缆的屏蔽层连接成一体可起到更好的屏蔽作用。

由于罗戈夫斯基线圈利用电磁感应的原理测量电流，因而它适用于变化较快、幅度较大的冲击电流，例如峰值高达几百千安，前沿上升时间小到数纳秒的特殊脉冲电流。

### 2.5.3 冲击电流测量系统

冲击电流测量系统由分流器、罗戈夫斯基线圈或光电传感器（转换装置）、同轴电缆或光缆（传输系统）、数字仪或脉冲示波器（测量仪器）等部件组成。采用数字仪的测量系统还包括冲击电流波形参数计算的软件。此外，测量系统必须配备抗电磁干扰相关的设备。

为保证测量系统满足规定的准确度要求，转换装置和测量仪器的刻度因数不确定度应在  $\pm 1\%$  以内；作为测量系统动态特性的标称时段应能覆盖被测冲击电流的波形时间参数；对于单调阶跃波响应（过冲小于 5%，振荡小于 1%）的测量系统，其响应时间  $T$ （与部分响应时间  $T_0$  相当）应小于  $0.2T_0$ （ $T_0$  为被测冲击电流的波前时间）。测量系统在历年的性能试验中，可采用整个系统与标准测量系统比对的方法，同时测定系统的刻度因数和标称时段；也可分别测定转换装置、传输系统和测量仪器等各个部件的刻度因数，然后再测定整个系统的阶跃波响应特性。以此检验测量系统的刻度因数和动态特性是否保持在规定的限值范围内。

冲击电流测量系统的抗电磁干扰措施以及检验其效果的干扰试验与冲击电压测量系统相似。

## 3 局部放电试验

### 3.1 概述

局部放电是电气设备绝缘结构中局部区域内的放电现象，这种放电只是绝缘在局部范围内被击穿，而导体间绝缘并未发生贯穿性击穿。但如果局部放电长期存在，则在一定条件下将会造成设备电气绝缘强度的破坏。

如果电气绝缘结构中存在局部电场集中，或因制造工艺不完善、绝缘材料老化、机械破坏等原因在绝缘中形成缺陷，则在电气设备运行时绝缘中的这些部位就容易发生局部放电。局部放电虽然只是绝缘局部发生击穿，但每次放电对绝缘都会造成一定程度的损伤。造成损伤的原因包括：放电导致介质局部温度上升，加速材料的氧化过程；放电产生的带电粒子撞击介质，使分子结构断裂；放电产生的腐蚀性产物与介质化学反应，使介质的电气、机械性能下降。所以为了保证电气设备在运行中的可靠性，通常需要尽量避免绝缘

介质中局部放电的发生，或只允许有轻微的局部放电。

### 3.2 局部放电的检测方法

局部放电试验是用仪器对被试品在承受高压作用时产生的局部放电信号进行探测或测量。高灵敏度的局部放电试验能发现绝缘系统的缺陷，是某些产品出厂试验的重要项目，也可作为验收试验或运行中设备的预防性试验。

局部放电试验起源于 20 世纪 40 年代对高压设备无线电干扰性质的研究，原称为电晕试验，后来规定只有大气中的局部放电才称为电晕，对一般绝缘的局部放电试验不再用电晕试验的名称。局部放电试验技术经几十年发展已日臻成熟，国际电工委员会（IEC）标准 IEC 60270：2000《高电压试验技术：部分放电测量》对该试验技术已作详细规定。

局部放电试验电压根据被试设备的标准或技术规范而定，通常在最高工作电压的 1.1~1.5 倍的范围内。考虑到实际运行中会出现过电压激发起局部放电，而后在运行电压下放电并不熄灭的情况，因此在试验中也规定短时增加更高电压，然后降回到试验电压下持续一段时间进行测试。允许的局部放电量的标准因设备而异。对于工作场强很高，绝缘材料易在局部放电作用下损伤的设备，例如电容器、油纸套管、互感器、六氟化硫组合电器、环氧树脂浇铸变压器等，限制比较严格。有的设备使用的绝缘材料有很强的抗局部放电能力，例如电机绝缘用的添加云母的绝缘材料，允许有较高的局部放电水平。

局部放电会产生下述效应：①在提供电压的电回路中产生电脉冲信号；②在介质中产生功率损耗；③在紫外可见光波段直至无线电频率范围内有电磁辐射；④声辐射；⑤材料受放电作用后的化学变化。

针对不同的放电效应有不同的试验方法，均能从不同侧面反应局部放电的状况和程度。比较常用的试验方法是对局部放电脉冲、超声波和特高频电磁辐射信号进行探测。

#### 3.2.1 局部放电的电脉冲测量

伴随着绝缘介质中局部放电的产生，放电电荷的转移将在放电回路中形成脉冲电流信号，可通过测量被检测设备的外电路中所流过的脉冲电流来检测放电信号。局部放电的电脉冲测量有直接测量电路和平衡测量电路两种基本电路。

直接测量电路如图 10.2-19 所示。图 10.2-19 (b) 所示为电压脉冲检测，其中电路检测阻抗与耦合电容器串联，局部放电脉冲电压的一部分加在检测阻抗上；图 10.2-19 (a) 所示为电流脉冲检测，其中电路检测阻抗与试品相串联，试

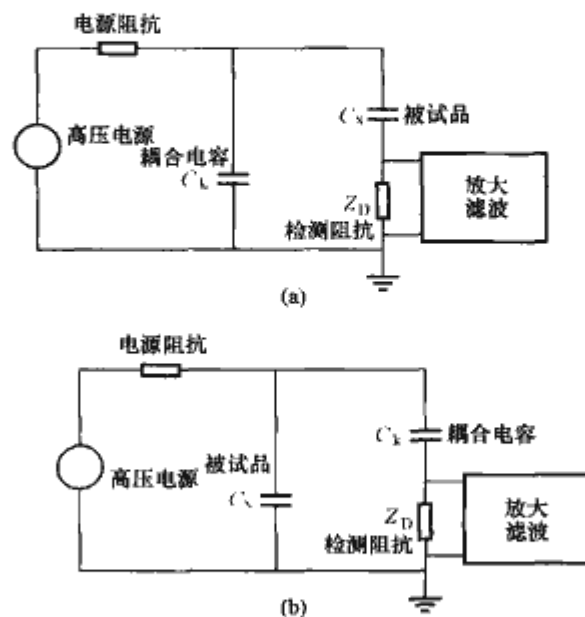


图 10.2-19 直接测量电路

(a) 电流脉冲检测；(b) 电压脉冲检测



品的放电脉冲电流通过检测阻抗向放大器提供脉冲信号。

平衡测量电路如图 10.2-20 所示。通常采用桥式电路, 可以调整到对外界干扰信号有最好的平衡效果, 当  $C_k$  和  $C_x$  性质相同时有理想的平衡效果。

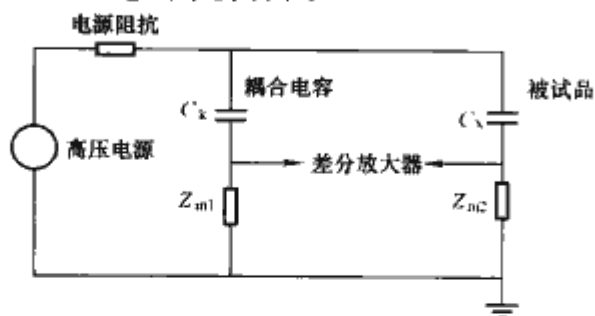


图 10.2-20 平衡测量电路

检测阻抗也称作输入单元, 是将局部放电的脉冲电压或电流转换成向放大器提供的脉冲电压信号的一个二端口网络。它通常是由电阻、电容和电感组成的电路, 其频率特性要与放大器相配合。试验用放大器的频率范围的选择取决于试品的性质、试验的目的、试验的环境条件及仪器设备条件等因素。宽频带测试能比较正确反映放电脉冲的波形, 但往往受外界干扰影响较大。窄频带测试可以躲避某些强烈的外部干扰 (例如无线电广播的干扰), 宜于在工厂或户外现场条件下使用, 但是它会对脉冲波形造成很大的畸变, 当脉冲重复率较高或试品内有行波的折射、反射过程时, 会出现脉冲叠加现象。

测量时应注意以下方面:

(1) 试品的表面应清洁干燥, 试品在试验前不应受机械、热的作用。

(2) 油浸绝缘试品经长途运输颠簸或注油工序之后, 通常应静止 48h 后, 才能进行试验。

(3) 测定回路的背景噪声水平。背景噪声水平应低于试品允许放电量的 50%。当试品允许放电量较低 (如小于 10pC) 时, 则背景噪声水平可以允许到试品允许放电量的 100%。现场试验时, 如以上条件达不到, 可以允许有较大干扰, 但不得影响测量读数。

### 3.2.2 局部放电的超声测量

利用局部放电过程中产生的声发射信号对其进行判断和定位, 这种方法具有以下优点: 可以对运行中的设备进行实时和连续监测; 可以免受电磁干扰的影响, 因此可用于电磁干扰非常严重的场合; 利用声波在介质中的传播特性可以对局部放电源进行定位。

虽然局部放电及所产生的声发射信号具有一定的随机性, 但各种局部放电声波信号的频率分布范围却变化不大, 局部放电的超声信号的传播为纵波, 局部放电超声信号的主频带约集中在 20~230kHz 范围内。超声检测的灵敏度较低, 一般在数百皮库以上。

探测局部放电的超声信号的主要目的是对放电源进行定位。声波定位是通过测量声波传播的时延来确定局部放电源的位置, 有电一声定位法和声一声定位法。电一声定位法同时测量出放电的电信号和声信号, 以局部放电产生的电脉冲信号作为触发基准信号, 放电源至传感器间声波的直接传播时间近似为电、声信号的时间差, 通常采用 V 形曲线法和球面法进行定位。声一声定位法则基于多路超声传感的基础上, 选用一路声信号触发记录其余传感器捕获的声信号, 定位时选择某传感器为参考传感器, 以此为基准, 测量同一局部放电超声信号传播到其他传感器时对应于它的相对时差, 通常采用双曲面法进行定位。

在实验室条件下, 运用声波测量法可以对 10pC 的局部放电作出准确的定位, 而在现场应用时, 却远不能达到如此高的精度。主要原因在于, 现场测试时, 铁心噪声、油泵噪声和环境噪声都会对声发射传感器的灵敏度产生影响。另外, 声发射传感器在设备表面的安装条件、油箱热膨胀、下雨等气候因素都会对声传感器的灵敏度产生影响。放电产生的超声信号的传递路径对定位准确度的影响也很大, 电气设备内部结构复杂, 通常存在多种声传播介质, 如绝缘件、绝缘油和金属构件等, 它们的介质声速差异很大, 这样就会造成不同路径下的传播速度并不相同, 因此按照等速时差进行定位就会产生较大的误差。

### 3.2.3 局部放电的特高频测量

局部放电是电气绝缘中局部区域的电击穿, 伴随有正负电荷的中和, 产生脉冲电流, 从而产生宽频带的电磁暂态和电磁波。不同类型局部放电的电击穿过程不尽相同, 产生不同幅值和陡度的脉冲电流, 因此产生不同频率成分的电磁暂态和电磁波。例如: 空气中电晕放电所产生的脉冲电流具有比较低的陡度, 能够产生比较低频率的电磁暂态, 主要分布在 200MHz 以下; 相比之下, 固体绝缘、绝缘油和 SF<sub>6</sub> 气体中发生的局部放电所产生的脉冲电流则具有比较高的陡度, 所产生的电磁暂态的频率能够达到 1GHz 以上。所谓局部放电特高频 (ultrahigh frequency, UHF) 测量, 即在 UHF (0.3~3GHz) 频段接收局部放电所产生的电磁脉冲信号, 实现局部放电传感。

采用特高频测量能够提高局部放电现场测试的抗干扰性能, 主要原因如下:

(1) 电气设备内部的局部放电信号能够达到 UHF 频段, 而电力系统中的电磁干扰信号, 如空气中的电晕放电, 一般低于 UHF 频段。所以 UHF 传感可以避开干扰频段。

(2) 即使电气设备相邻区域存在 UHF 干扰, 由于 UHF 信号传播时衰减较快, 其影响范围较小, 不会产生远距离的干扰。因此, 在 UHF 频段进行局部放电信号传感, 能够获得较高的信噪比。

采用特高频测量能够实现局部放电源的空间定位, UHF 信号传播过程中衰减比较快, 离放电源的距离不同, 探测到的放电信号的幅值将显著不同, 因此, 通过比较 UHF 信号的幅值可以进行放电的粗略定位。局部放电的 UHF 电磁脉冲具有纳秒时间量级的上升沿, 采用多个 UHF 传感器同时测量, 能够得到纳秒量级准确度的脉冲时差, 基于此时差测量, 可实现对放电源的准确定位。

在局部放电特高频测量过程中, 变电站的所有金属物体将会对特高频传感器产生二次感应。当 UHF 传感器靠近这些金属物体时, 通过二次感应, 可以接收到增强了的局部放电信号或电磁干扰信号。电磁波接收二次感应原理如图 10.2-21 所示。

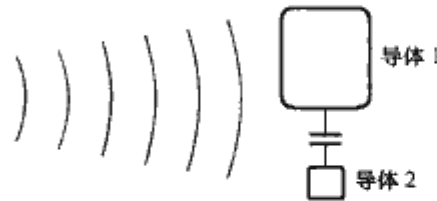


图 10.2-21 电磁波接收二次感应原理图

二次感应能够显著提高局部放电检测的灵敏度, 同时也能够增大电磁干扰信号的影响。

### 3.3 局部放电的诊断技术

#### 3.3.1 局部放电的校准

在局部放电测量中通常以局部放电量的大小来衡量局部放电对绝缘破坏的严重程度。但局部放电的真实放电量无法



直接测量, 通常是通过测量局部放电的视在放电量  $\Delta q = C_x \Delta U$  来估计局部放电的强烈程度。视在放电量是局部放电试验中的重要参量, 在 IEC 标准和国家标准中, 对于各类高压设备的视在放电量  $\Delta q$  的允许值均有所规定, 它以 pC 作为计量单位。

无论是检测电压脉冲, 还是检测电流脉冲, 都存在将检测信号转化为视在放电量的问题。由三电容模型可知, 在不同被检测设备中即使发生相同大小的放电, 由于被测设备的电容不同, 测到的放电脉冲幅值也会有很大差异。因此当改变测量回路任何参数时, 都必须对系统进行标定。

标定方法为: 在被测设备两端瞬时注入一定电荷量, 使被测设备端电压的变化与由局部放电引起的端电压的变化相同, 此注入量即为局部放电的视在放电量。

以幅值为  $U_0$  的方波通过串接小电容  $C_q$  注入试品两端, 此时注入电荷量为

$$Q_0 = U_0 C_q \quad (10.2-12)$$

如果此时测量系统的响应为  $h$ , 则系统的校准系数  $k = U_0 C_q / h$ 。当进行实际检测, 被测设备内部发生放电时, 如测量系统的响应为  $h'$ , 则对应的视在放电量

$$Q = kh' = U_0 C_q h' / h \quad (10.2-13)$$

为使校准保证达到一定的精度,  $C_q$  必须满足

$$C_q < 0.1 \left( C_x + \frac{C_k C_m}{C_k + C_m} \right) \\ C_q > 10 \text{ pF} \quad (10.2-14)$$

式中:  $C_x$  为被试品的电容;  $C_k$  为耦合电容;  $C_m$  为测量阻抗的等值电容。

### 3.3.2 局部放电的定位

确定局部放电源的位置是局部放电诊断的重要内容, 直接关系到维修过程的有效性。具体方法主要有超声定位法和特高频定位法。

### 3.3.3 局部放电的类型识别

虽然测量局部放电量的大小是目前监测设备绝缘状况的主要标准, 但由于局部放电是否危险主要取决于放电的类型, 所以对局部放电类型的判断常常比知道局部放电量的大小更为重要。可以根据典型放电的波形特征或统计特性, 建立放电模式的样板库。相同强度的局部放电发生在不同部位时, 对绝缘结构的危害不同。电气设备中的典型局部放电包括气隙放电、沿面放电、悬浮金属体放电等。检测放电信息(放电量、放电发生相位), 借助数学分析方法得到放电指纹, 提取特征, 根据指纹特征及合适的识别方法, 对局部放电进行模式识别, 是电气设备绝缘诊断的重要依据。

考虑到局部放电的放电量  $q$ 、放电相位  $\varphi$  和重复率  $n$  具有较强的统计分散性, 对检测到的若干个工频周期内的基本参数进行统计处理, 即将它们平均、折算到一个周期内, 就可以突出放电量  $q$  和重复率  $n$  随相位  $\varphi$  变化的规律性, 有利于反映放电特性。

二维  $\varphi-n$  谱图反映放电重复率随相位的分布。设基本参数来自  $M$  个周期的检测, 将一个工频周期  $360^\circ$  等分为若干个相窗, 统计每个周期每个相窗内的放电次数, 则相窗  $j$  内的放电重复率为

$$n_j = \sum_{s=1}^M \left( n_{js} \frac{50}{M} \right) \quad (10.2-15)$$

式中:  $n_{js}$  为第  $s$  个周期在相窗  $j$  内的放电次数。

若以  $\varphi_j$  表示第  $j$  个相窗的相位, 则根据  $\varphi_j$ 、 $n_j$  的数值就可以做出  $\varphi-n$  谱图。

二维  $\varphi-q$  谱图反映平均放电量随相位的分布。统计每

个周期每个相窗内的放电次数和放电量, 则相窗  $j$  内的平均放电量  $q_j$  为

$$q_j = \left( \sum_{s=1}^M \sum_{i=1}^{n_{js}} q_{jis} \right) / \sum_{s=1}^M n_{js} \quad (10.2-16)$$

式中:  $q_{jis}$  为第  $s$  个周期在相窗  $j$  内第  $i$  次放电的视在放电量。

根据  $\varphi_j$ 、 $q_j$  的数值就可以作出  $\varphi-q$  谱图。

放电三维  $\varphi-q-n$  谱图是  $\varphi-q$  谱图和  $\varphi-n$  谱图的合成, 它同时反映一定放电量的放电脉冲的发生相位和在该相位的放电重复率, 比较全面地反映了局部放电脉冲的统计特性。将相位 ( $\varphi$ ) 轴和放电量 ( $q$ ) 轴分别等分为  $N_\varphi$  和  $N_q$  份, 整个  $\varphi-q$  平面被划分为  $N_\varphi \times N_q$  个小格, 每个小格的中心为  $(\varphi_i, q_j)$ 。依据放电脉冲的放电量 and 发生相位, 统计在每个小格中的脉冲个数, 并计算出放电重复率  $n$

$$n(\varphi_i, q_j) = \frac{\sum_{k=1}^M n_k(\varphi_i, q_j)}{m} \quad (10.2-17)$$

式中:  $n(\varphi_i, q_j)$  为在以  $(\varphi_i, q_j)$  为中心的单元格中单位时间内的放电次数, 简记为  $n_{ij}$ ;  $M$  为对局放信号进行检测的工频周期数;  $n_k(\varphi_i, q_j)$  是第  $k$  个周期内在小区域内的放电脉冲个数,  $k=1, 2, \dots, M$ 。

在  $\varphi-q-n$  坐标系内画出点  $(\varphi_i, q_j, n_{ij})$ , 并将这些点连接起来, 就得到  $\varphi-q-n$  谱图, 如图 10.2-22 所示。

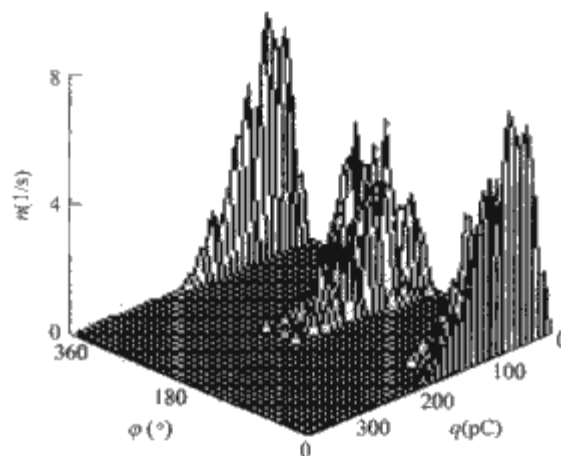


图 10.2-22  $\varphi-q-n$  谱图

可以根据典型放电的波形特征或统计特性, 建立放电模式的样板库。通过放电检测结果与标准样板模式库的对比, 从而获得对故障类型的判断。

### 3.4 抗干扰措施

在局部放电测量的过程中存在各种干扰, 将会降低局部放电的测量灵敏度, 因此局部放电测量装置应能将干扰抑制到可以接受的水平。根据频谱特性可将干扰源产生的干扰分为周期性窄带干扰、脉冲型宽带干扰(包括周期性和随机性脉冲干扰)以及背景噪声三大类型, 这些干扰信号极大地“淹没”了被检测电气设备内部的局部放电信号。

在局部放电试验中, 高压试验回路应避免在金属导体尖端出现电场集中而发生电晕放电的情况, 高压引线和连接件应采用柱、球、环状防晕结构。测试回路的各部分间都应保证良好连接。试验回路应采用一点接地, 同时与测试区域相邻的所有金属体都应良好接地。

由于绝大部分周期性窄带干扰的频率范围比较集中, 所以利用滤波的方法滤除测量频率以外的干扰信号, 就可以极大地抑制此类干扰。同时采用良好的屏蔽结构, 可有效抑制



通过空间耦合的高频电磁辐射。

对于脉冲型干扰的抑制方法主要有：平衡电路法、脉冲极性鉴别法、时域开窗法和数字抗干扰技术。平衡电路法利用差分电桥对共模干扰的抑制作用，能够对来自设备外部的脉冲型干扰产生很好的抑制作用。脉冲极性鉴别法根据设备内部放电产生脉冲的方向与外部干扰脉冲的方向相反的特点，利用电子装置对测量脉冲进行甄别。时域开窗法主要利用局部放电总是出现在交流电压的固定相位区间内，且此相位区间与电晕放电并不完全重合，所以可以通过在开窗的方法，使局部放电信号通过而抑制干扰信号。针对随机性脉冲型宽带干扰抑制发展的数字抗干扰技术有：①基于信号累加法的干扰抑制方法，对由干扰信号和局部放电信号组成的被测信号进行多次相加和平平均，经过这样处理后，信噪比可以得到改善；②基于信号平均化的干扰抑制方法，对随机性脉冲干扰进行相关性和平均化处理后，将有效地保留信号中周期性成分，而对应随机性干扰的成分将被有效剔除；③基于模式识别的干扰抑制方法，使用各种常规的分类算法、Karhunen-Loève 变换、人工神经网络、模糊逻辑算法以及分形算法等对随机性脉冲型宽带干扰进行模式识别，这种抗干扰技术中最重要的问题是各种信号分类特征的提取。

对于来自局部放电测试设备本身电子噪声、地网干扰等构成的背景噪声，抑制方法主要有：①利用其服从正态分布的特点，即背景噪声的均值为零，将测试数据按照信号周期进行样本平均，将会有效地抑制此类干扰；②基于自适应算法的抗干扰技术，构造有关的噪声模板，与待处理信号进行相关计算以抑制此类干扰；③利用基于小波变换的小波降噪技术，将信号中背景噪声部分进行有效的抑制。

## 4 老化试验

电气设备在运行过程中，其绝缘材料或绝缘结构因承受热、电和机械应力等因子的作用而性能逐渐变坏，最后导致损坏，这种现象称为老化。绝缘材料或绝缘结构的老化有热老化、电老化和机械老化等。例如低压电机，它承受的场强不高，它的损坏主要由电机中产生的热造成，因此应该对用于这种电机中的绝缘材料进行热老化试验。又如高压电力电缆，其绝缘材料承受极高的电场强度，对这种材料必须进行电老化试验。此外，各种老化因子往往有相互作用，为了使试验与实际运行相一致，应把几种老化因子组合起来，进行多因子老化试验。

一般电气设备的使用期限为 15~20 年。要在短时期内获得或比较绝缘材料或结构的寿命的耐久性，必须强化老化因子，即进行人工加速寿命试验。这种试验都制定了国家标准，以便获得的结果可以相互比较。这种试验也有国际标准，例如 IEC 216《确定绝缘材料热耐久性导则》。

### 4.1 热老化试验

热老化是以热为主要老化因子而使绝缘材料或绝缘结构的性能发生不可逆变化。热老化试验用来研究、比较和确定绝缘材料或绝缘结构的长期工作温度或在一定工作温度下的寿命。

#### 4.1.1 绝缘的耐热分级

在电工技术中，常把电机电器的绝缘结构或绝缘系统以及绝缘材料按耐热等级分类。耐热等级由绝缘（包括绝缘材料与绝缘结构）在电机电器运行中允许的最高长期工作温度决定。表 10.2-1 给出了 IEC 85《电气绝缘的耐热性评定和分级》规定的绝缘耐热分级和极限温度，即电机电器中绝缘

结构最热点的极限温度。

表 10.2-1 绝缘的耐热分级

耐热等级	极限温度（℃）	耐热等级	极限温度（℃）
Y	90	H	180
A	105	200	200
E	120	220	220
B	130	250	250
F	155		

注 温度超过 250℃，应按温度间隔 25℃增加，等级同样用数字表示。

### 4.1.2 热老化试验原理及试验设备

#### 4.1.2.1 原理

有机绝缘材料在热的作用下发生各种化学变化，包括氧化、热裂解、热氧化裂解以及缩聚等，这些化学反应的速率决定了材料的热老化寿命。根据化学反应动力学可推导出老化寿命与温度的关系为

$$\log_2 \tau = a + \frac{b}{T} \quad (10.2-18)$$

式中：τ 为热老化寿命；T 为热老化温度；a，b 为常数。

式（10.2-18）表明，寿命的对数与绝对温度 T 的倒数有线性关系。

绝缘材料的加速热老化寿命试验是根据上述寿命与温度的关系进行的。提高试验温度可以加速材料的老化，因此绝缘材料的加速老化试验是在比使用温度高的情况下求取寿命与温度的关系曲线，然后用外推法求取工作温度下的寿命，或在规定寿命指标下求取其耐热指标，即温度指数。

#### 4.1.2.2 热老化试验设备

老化恒温箱是绝缘材料热老化试验用的主要设备。绝缘材料的热老化寿命对所处温度很敏感。经验表明，材料的暴露温度升高 10℃，热寿命降低一半。因此，要求老化恒温箱温度上下波动小，温度分布均匀。此外，空气中的氧对一般材料的热老化有影响，因此试验过程中箱内空气应该经常更换，老化恒温箱应具备有鼓风装置。有时为了减少试样承受温度的分散性，箱中装有转盘，试样挂在转盘上。

### 4.1.3 热老化试验原则

#### 4.1.3.1 老化因子的选择

进行绝缘系统热老化的功能性评定时，老化因子根据绝缘的实际工作条件决定，绝缘在使用中所遇到的并影响其寿命的主要因素应尽可能包括在试验规程内。如前所述，热、机械应力、潮湿、电场以及周围媒质的作用是促使绝缘老化的主要因素。热是低压电器老化的主要因素，因此低压电器的热老化试验常把温度作为变量，用提高温度来缩短试验时间达到加速老化的目的。而其他因子则维持在工作条件下的最高水平，在热暴露温度改变时也应维持不变。

为了验证寿命的对数与绝对温度的倒数是否存在线性关系，至少选取三个热暴露温度。为了避免因试验温度过高导致老化机理的改变以及温度过低而导致试验时间过长，必须限制最高与最低试验温度。一般规定最高试验温度下的热老化寿命不得小于 100h，最低试验温度下的寿命不小于 5000h，或最低试验温度不能超过工作温度 20~40℃，两试验温度的间隔在 20℃左右为宜。不同耐热等级或温度指数的绝缘材料的热暴露温度，可以参考国际电工委员会（IEC）提供的参考温度选择。

在热老化过程中，经过一定时间间隔把绝缘材料或绝缘结构从恒温箱中取出，进行性能变化的测定，把整个老化过



程分为若干周期。根据所选取的老化因子不同,周期可以有不同的组成,例如进行电机模型线圈的热老化试验时,老化周期时常这样组成:升温→热暴露→降温→机械振动→受潮→试验。又如进行绝缘材料的热老化试验时,如果仅以热为老化因子,则老化周期很简单,即升温→热暴露→降温→试验。为了使不同试验温度下热以外其他因子的作用保持不变,其老化周期数应相等或接近相等。这样,不同试验温度的周期长度是不等的。国际电工委员会建议老化周期数为10,即经过10个周期,绝缘寿命终了。据此,对不同耐热等级的绝缘,推荐了不同热暴露温度下的周期长度,可供选取周期长度时参考。

#### 4.1.3.2 寿终标准的确定

寿终标准指老化过程中材料绝缘性能已恶化到丧失其功能的临界值。对于寿终标准的确定可从两个方面考虑,一是选择什么性能参数来评定绝缘老化,二是性能降低到什么程度才认为绝缘已丧失其功能,即寿命告终。对于前者一般选择该参数既要反映出绝缘材料在运行中所承担的主要功用,又要反映出老化过程中的主要变化,并且这个参数必须在老化过程中有明显的变化。例如,对作为槽绝缘的漆布来说,由于它在电机中主要起绝缘作用,一旦击穿电压下降到不能承受工作电压,则在运行中立即被击穿而丧失其功能,即寿命终了。因此从使用角度看,选取击穿电压作为漆布的寿终标准是正确的。实践也证明,击穿电压在老化过程中的变化是明显的,故国际电工委员会推荐的以及国家标准中漆布热老化试验规程,都以击穿电压作为评定漆布寿命的参数。

用单一材料作试样进行热老化寿命的评定时,由于没有计及在制造设备过程中和设备运行中所遇到的复杂因素,以及试样与实际应用中材料几何形状的差异,所以得到的寿命是相对的。必须通过由该材料制成的电气设备或模型的功能性试验,或同时对已有使用经验的老材料进行比较试验,才能确定新材料的绝对寿命或温度指数。

#### 4.1.3.3 试样形式与数量

根据试验要求,热老化试验用的试样可以有不同的形式。进行绝缘系统的热老化试验时,试样应尽可能模拟实际绝缘结构,例如进行电机绝缘的热老化试验时,可以做成模型线圈或模型电机。进行绝缘材料的热老化试验时,可以用单一材料作试样,例如漆布、聚酯薄膜、层压纸板以及漆包线等。有时为了考验材料的相互作用,也用几种材料的简单组合作试样,例如浸漆的漆布、浸漆的绞线等。

(1) 试样的数量。热老化试验结果的准确度在极大程度上依赖于每个热暴露温度下的试样数及试验结果的分散性。经验证明,进行材料试验时,每个热暴露温度下每经一个周期最少取5个试样进行试验。总的试样数可根据试验要求计算。因为周期数估算不准等原因,时常多备几组试样以备。为了减小试验结果的分散性,也可在试验前进行筛选。

(2) 为了更准确地估计工作温度下材料的平均寿命,从统计学的观点出发,试样在温度间隔相等的热暴露温度下的分配应该是不等的。两端温度下分配的试样应多于中间温度下的试样,而最低温度下的试样数应比最高温度下的试样数多。但由于最低温度下试样数多,必然会使试验时间增加。因此,一般试验规程都采用各试验温度下试样平均分配的方案。

#### 4.1.4 试验数据处理

热老化试验结果有较大的分散性,必须采用统计方法来处理试验结果。为此首先要介绍有关术语。

##### 4.1.4.1 名词术语

(1) 失效时间。通过老化试验得到的热老化或热暴露温度下试样性能到达寿终标准所经历的时间。

(2) 热寿命图。热寿命图又称阿伦尼乌斯图,由热老化试验得到的失效时间对数与热力学(绝对)老化温度倒数间的关系图。

(3) 温度指数  $TI$ 。耐热关系图中对应于某给定时间,通常为20 000h的摄氏温度。

(4) 相对温度指数  $RTI$ 。被试材料和温度指数已知的参考材料经受相同的老化和诊断试验的对比,求得被试材料的温度指数。

(5) 半差  $HIC$ 。温度指数与对应半寿命(对应温度指数寿命的一半)点温度之差,以 $^{\circ}C$ 表示。

(6) 耐温概貌。耐温概貌用三个温度值表示,前面两个相当于热寿命图上20 000h规定的寿命与5000h(最低温度下的失效时间)的温度值(单位为 $^{\circ}C$ ),后一个数指热寿命图上5000h处95%下单边置信界限的温度值( $^{\circ}C$ ),它是热寿命图的简单表示形式。

##### 4.1.4.2 统计计算步骤

热老化数据具有很大的分散性,其数据的处理主要采用统计方法。应用统计方法前首先假设绝缘的老化符合热老化定律,即失效时间对数与热力学老化温度的倒数呈线性关系;并假设失效时间的对数值与拟合线性关系曲线上对应数值的偏差呈正态分布,其方差与老化温度无关。根据试验数据得到失效时间与热力学老化温度的关系后,再验证该关系是否有效。验证过程分三项内容:①利用Bartlett检验验证方差相等;②利用F检验验证线性关系;③针对置信区间进行分散性检验。具体的统计计算步骤如下:

(1) 非破坏性测量和耐力试验。

1) 确定失效时间。这类试验分为连续性记录和周期性耐力试验或周期性测量。

如果采用连续记录,则评定老化的性能是连续地测量或记录,因此能直接测定每个试样的失效时间 $t_{ij}$ ,它就是该性能第一次超越给定寿终标准的时间。如果在暴露于某温度下的预定时间 $t_1, t_2, \dots$ 下测量,则每个试样的失效时间 $t_{ij}$ 可从性能—时间曲线测定。如果在预定时间加上耐受应力,在时间 $t_f$ 第一次观察到试样失效,而紧挨着的没有观察到失效的时间为 $t_{f-1}$ ,则这两个值的平均值就作为失效时间 $t_{ij}$ ,即

$$t_{ij} = \frac{t_f + t_{f-1}}{2} \quad (10.2-19)$$

2) 求取回归线方程  $y = a + bx$ 。

$$y = \lg \tau, \quad x = \frac{1}{T} \quad (10.2-20)$$

式中: $\tau$ 为寿命; $T$ 为热力学(绝对)温度。

回归线方程的常数 $a, b$ 可用式(10.2-21)与式(10.2-22)求取,即

$$a = y - bx \quad (10.2-21)$$

$$b = \frac{n \sum (x_i \sum y_{ij}) - (\sum n_i x_i) (\sum \sum y_{ij})}{N \sum n_i x_i^2 - (\sum n_i x_i)^2} \quad (10.2-22)$$

$$\bar{x} = \frac{\sum n_i x_i}{\sum n_i}$$

$$x_i = \frac{1}{T_i} = \frac{1}{\theta_i + 273}$$

$$\bar{y} = \frac{\sum \sum y_{ij}}{\sum n_i}$$

$$y_{ij} = \lg t_{ij}$$

式中:  $\theta_i$  为热暴露温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{ij}$  为试样  $N_{0j}$  在  $\theta_i$  下的失效时间, h;  $n_i$  为暴露在  $\theta_i$  下的试样数;  $N$  为总试样数,  $N = \sum n_i$ 。

3) 绘制热寿命图。回归线建立以后, 把它画在热寿命图上, 以  $y(\lg t)$  为纵坐标, 以  $x(=\frac{1}{T})$  为横坐标。通常图是这样绘制的,  $x$  从右到左增加, 相应的摄氏温度  $\theta$  值标在轴上 (见图 10.2-23), 可用专为绘制这类图的特种图纸绘制。

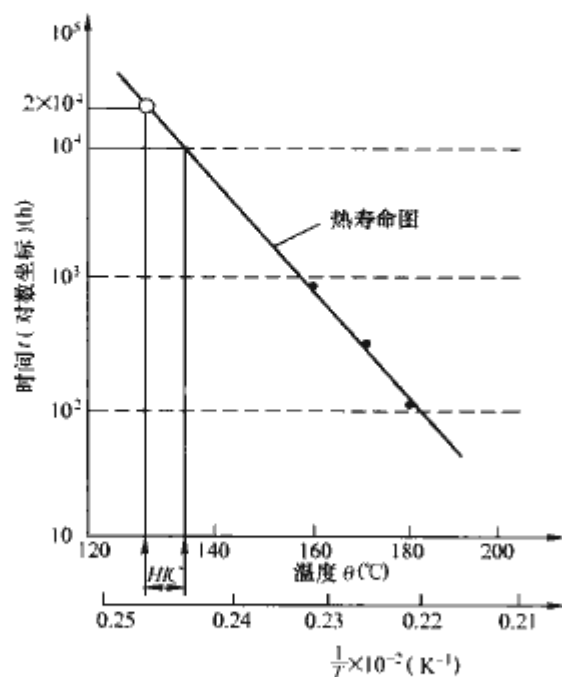


图 10.2-23 热寿命图

4) 求取温度指数  $TI$  或相对温度指数  $RTI$ 。温度指数  $TI$  可由热寿命图确定, 即相应于回归线上规定的时间, 一般为 20 000h 的摄氏温度  $\theta$ ;  $TI$  也可由回归线方程计算, 即

$$TI = b / (\lg 20\,000 - a) - 273 \quad (10.2-23)$$

温度指数只有在试验点相对于回归线的位置证明线性关系的假设是正确时才可以求取。

相对温度指数可以从被试材料与参考材料的比较试验得到的两个热寿命关系或图来求取。如图 10.2-24 所示, 相对温度指数  $RTI$  可计算如下

$$RTI = TI_r + T_A - T_B \quad (10.2-24)$$

式中:  $TI_r$  为参考材料的温度指数;  $T_A$  为 A 点的摄氏温度, A 点为从比较试验得到的被试材料热寿命关系或图上的一个点, 其坐标为  $(T_A, t_0)$ ,  $t_0$  为相应于  $TI_r$  的时间;  $T_B$  为 B 点的摄氏温度, B 点为参考材料的热寿命关系或图上的一个点, 其坐标为  $(T_B, t_0)$ 。

相对温度指数可用图形确定, 也可用数值计算。

5) 半差。如图 10.2-23 和图 10.2-24 所示, 热寿命图的斜率可以用半差表示。半差  $HIC$  可以从热寿命图上求取, 也可用下式计算

$$HIC = (TI + 273)^2 \lg(2/b) \quad (10.2-25)$$

式中:  $TI$  为被试材料的温度指数;  $b$  为回归线的斜率。

两种方法所得结果, 虽不完全相等, 但很接近。

6) 方差等同性的检验。用巴脱来脱 (Bartlett) 检验在不同温度下失效时间的对数 ( $\lg t$ ) 的方差的等同性。

对于每个  $i$ , 计算方差为

$$S_{1i}^2 = \frac{n_i \sum y_{ij}^2 - (\sum y_{ij})^2}{n_i f_i} \quad (10.2-26)$$

$S_{1i}^2$  的自由度  $f_i = n_i - 1$ 。

其加权平均值为

$$S_1^2 = \frac{\sum f_i S_{1i}^2}{\sum f_i} \quad (10.2-27)$$

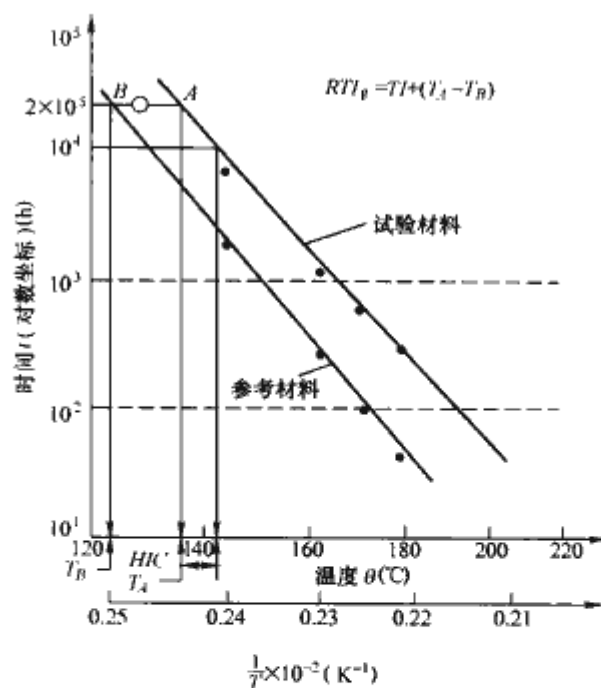


图 10.2-24 热寿命图 (求  $RTI$ )

$S_1^2$  的自由度  $f_1 = \sum f_i$ 。

用巴脱来脱检验在置信水平  $\alpha=0.05$  下  $k$  个方差  $S_{1i}^2$  的等同性时, 检验变量

$$\chi^2 = \frac{2.3 [\sum f_i \lg S_1^2 - \sum (f_i \lg S_{1i}^2)]}{C} \quad (10.2-28)$$

$$C = 1 + \frac{(\sum \frac{1}{f_i}) - \frac{1}{f_1}}{3(k-1)} \quad (10.2-29)$$

$$f_1 = \sum f_i \quad (10.2-30)$$

与  $\chi^2(0.95, k-1)$  的表值 (见附录 A) 相比较, 其中  $k-1$  为  $\chi^2$  的自由度。

如果  $\chi^2$  大于表值, 可认为  $S_{1i}^2$  的差异显著,  $\chi^2$  值将在试验报告中给出。加权平均值  $S_1^2$  用作  $k$  组测量的方差的合并估计量,  $f_1$  为其自由度。

7) 线性检验。用  $F$  分布检验回归方程的直线性。由下列回归方程, 计算相应于  $k$  个  $x_i$  的  $y$  的估计平均值

$$Y_i = a + bx_i$$

因此其方差为

$$S_2^2 = \frac{\sum n_i (\bar{y}_i - Y_i)^2}{f_2} = \frac{(\sum n_i \bar{y}_i - N\bar{Y}) - b(\sum n_i x_i \bar{y}_i - N\bar{x}\bar{y})}{f_2} \quad (10.2-31)$$

式中: 自由度  $f_2 = k-2$ ;  $N$  为总试样数。

用  $F$  检验, 在置信水平  $\alpha=0.05$  下, 将  $k$  组试验的方差的合并估计量  $S_1^2$  与回归线的方差  $S_2^2$  相比较。检验变量  $F = S_1^2/S_2^2$  与  $F$  值表 (见附录 B) 的表值  $F(0.95, f_n, f_d)$  相比较, 其中  $f_n$  为  $F$  的分子的自由度,  $f_d$  为  $F$  的分母的自由度, 即  $f_n$  与上述  $f_2$  相等,  $f_d$  与式 (10.2-29) 的自由度  $f_1$  相等。

如果  $F$  比表值大, 则认为偏离直线是显著的,  $F$  值应在报告中说明。如  $F$  小于表值, 则认为回归线是线性的。

方差的合并估计量计算如下

$$S^2 = \frac{(N-k)S_1^2 + (k-2)S_2^2}{N-2} \quad (10.2-32)$$

自由度  $f = n-2$ 。

8) 热寿命图中时间的置信界限。在给定的  $X$  值下,  $y$  的真值的 95% 下单边置信界限为

$$Y_c = Y - tS_y \quad (10.2-33)$$

$$Y = a + bX$$



$$S_y^2 = S^2 \left[ \frac{1}{N} + \frac{(X - \bar{x})^2 N}{N \sum n_i x_i^2 - (\sum n_i x_i)^2} \right] \quad (10.2-34)$$

式中:  $t$  为相应于 95% 置信水平, 自由度  $f=N-2$  时  $t$  分布的表值, 即  $t(0.95f)$ 。

在感兴趣的量程中, 对回归方程的有关几个  $Y$  与  $X$  值求取  $Y_c$ , 然后经这些点  $(X, Y_c)$  可绘制一条曲线。

9) 计算相应于失效时间为 5000h 与 20 000h 的温度。由回归方程  $y=a+bx$  计算相应于

$$Y_5 = \lg 5000 = 3.70$$

$$Y_{25} = \lg 20\ 000 = 4.30$$

的  $X_5$  与  $X_{25}$ , 因此相应的摄氏温度为

$$\theta_5 = \frac{1}{X_5} - 273$$

$$\theta_{25} = \frac{1}{X_{25}} - 273$$

10) 计算方差系数。相应于  $\theta_5$  的由回归方程确定的  $Y_5$  的方差计算如下

$$S_y^2 = S^2 \left[ \frac{1}{N} + \frac{(X_5 - \bar{x})^2 N}{N \sum n_i x_i^2 - (\sum n_i x_i)^2} \right] \quad (10.2-35)$$

因而方差系数  $CV$  计算如下

$$CV = \frac{S_y}{\lg 5000} \times 100\% = \frac{S_y}{3.7} \times 100\% \quad (10.2-36)$$

如果方差系数  $CV \leq 1.5\%$ , 则可求取下面所设的耐温概貌。如果  $CV > 1.5\%$ , 则只能绘出热寿命图, 并写出温度指数。

11) 求取  $\theta_5$  的置信界限。相应于失效时间 5000h 的温度  $\theta_5$  的 95% 下置信界限  $\theta_c$  计算如下

$$X_c = \bar{x} + \frac{Y_5 - \bar{y}}{b_r} + \frac{t_{sr}}{b_r} \quad (10.2-37)$$

$$b_r = b - \frac{t^2 S^2}{b \sum n_i (x_i - \bar{x})^2} \quad (10.2-38)$$

$$S_r^2 = S^2 \left[ \frac{b_r}{Nb} + \frac{(X_5 - \bar{x})^2 N}{N \sum n_i x_i^2 - (\sum n_i x_i)^2} \right] \quad (10.2-39)$$

式中:  $t$  为自由度  $f=N-2$ , 相应于 95% 置信率的  $t$  分布的表值, 即  $t(0.95f)$ 。

因而

$$\theta_c = \frac{1}{X_c} - 273 \quad (10.2-40)$$

12) 求取耐温概貌  $TEP$ 。上面已求出  $\theta_{25}$ 、 $\theta_5$  和  $\theta_c$ , 耐温概貌用下式表示

$$TEP_{\theta_{25}/\theta_5}(\theta_c) \quad (10.2-41)$$

IEC 216-1《确定热老化试验程序和评定试验结果的一般规程》第三版提出, 如用数值法计算, 且满足有关直线性与分散性的统计条件, 则耐热老化性用  $TI$  (HIC) 即温度指数 (半差) 表示, 例如  $TI$  (HIC) = 152 (9)。

(2) 破坏性测量。

1) 确定失效时间。当采用某一性能的破坏性试验 (如介电强度的测定) 来确定老化终点时, 由于测量以后试样被击穿, 不能测量该试样的性能变化过程, 也不能确切地确定每个试样的失效时间, 因此只能在每个温度下绘制被测性能—测量时间图。根据测得的数据绘制一条代表测量数据的最佳曲线, 这条曲线与寿命终点直线的交点就是在该试验温度下的失效时间。有时为了获得简单 (如线性) 图形, 可采用性能的某种函数—时间或时间函数的关系曲线, 例如性能的对数—时间曲线。配线时可采用最小二乘法。因此, 采用破坏性测量时, 每一试验温度下只能获得一个失效时间。

2) 求取失效时间  $t$  的对数与热力学温度倒数  $1/T$  的回

归线, 即

$$Y = a + bx \left( Y = \log t, x = \frac{1}{T} \right) \quad (10.2-42)$$

由第 1) 步求得温度  $\theta_i$  ( $i=1, 2, 3, \dots, k$ ) 下的失效时间  $t_i$ , 用最小二乘法配置回归线  $Y=a+bx$ 。因为相应于每一个暴露温度  $\theta$  只有一个  $t$  或  $Y$  值, 不可能用  $F$  分布检验回归线方程的直线性, 同时必须用  $S_y^2$  作为  $\sigma^2$  的估计量, 而  $S_y^2$  的自由度为  $k-2$ , 因而在这种情况下, 置信界限必然是相当宽的。

3)  $y$  方差 (即  $S_{y_i}^2$ ) 的约略估计,  $y$  方差的约略估计可进行如下。设在第 1) 步中获得的性能—时间曲线与终点标准线交点邻近处的性能—时间曲线平行, 从图 10.2-23 中单个测试点在最靠近交点的  $n$  个测量时间处画平行于第 1) 步中所得曲线, 这些平行线与寿终评定标准线的交点作为单个试样的失效时间  $t_{ij}$  (见图 10.2-25)。由此可计算出  $S_{y_i}^2$ , 并用巴脱来脱检验各温度下的方差是否相等。同时可用与非破坏性试验相同的方法求出回归线, 用  $F$  分布检验回归线的直线性并求出耐温概貌。必须着重指出, 这样的计算方法是近似的。

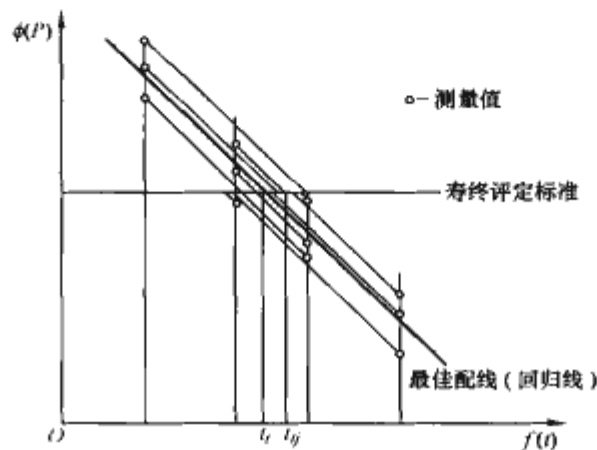


图 10.2-25 假定失效时间的确定方法  
 $P$ —性能;  $t$ —时间

#### 4.1.5 快速评定热老化寿命的方法

目前, 国内外正在探索的快速评定绝缘热老化寿命的方法, 都是把热分析方法引进热寿命的评定, 所采用的热分析方法可分为两大类。

(1) 能量分析法:

- 1) 差热分析法 (DTA)。
- 2) 差示扫描量热法 (DSC)。
- 3) 等温差动量热法 (IDC)。

(2) 质量分析法:

- 1) 热重分析法 (DGA)。
- 2) 质谱分析法 (MS)。
- 3) 红外光谱分析法 (IR)。
- 4) 气相色谱分析法 (GC)。
- 5) 液相色谱分析法 (LC)。
- 6) 气相色谱+质谱分析法 (GC+MS)。
- 7) 其他气体分析法 (GA)。

这些分析法的优点是试验时间短, 所需试样量少, 其中某些分析方法还非常灵敏, 因而允许把使用温度包括在试验温度内。克服了惯用热老化法 (即常规法试验) 时间长、所需试样量大以及试验温度高, 因而必须外推到工作温度求取寿命的缺点。分析法还可以给出许多信息, 这些信息比惯用方法能更好地描绘材料的老化特性。有些分析方法产生有关动力学的直接知识; 有些得出化学反应的类型, 这些反应改



变材料的组成,因而改变材料的性质;有些给出老化产物的种类与浓度;有些提供释放或吸收反应热的热量或速率。然而,应用分析法提供的信息,大多数情况下与材料的功能性没有直接关系,而惯用热老化试验方法是借助功能性的变化,例如电气性能或力学性能的变化,来判断材料老化程度的。这就需要建立它们之间确切的相互关系。当然,解决材料化学结构、物理构象与性能之间的关系是解决热老化试验方法的根本途径。在没有完全弄清这种关系之前,怎样把分析法获得的数据用于评定材料的热老化寿命,是数十年来许多从事快速老化工作者的研究课题。不同作者建议的评定方法有下列两类。

a) 把试样暴露在匀速升温或降温下,利用分析法,如热重分析或差热分析,得到热重谱图或差热谱图,把一定信号的变化,如质量变化或热能变化的起始温度或中心温度作为长期耐热性的尺度。这样的近似法与惯用热老化法(即常规法)有根本性差别,它根本不涉及使用时间(即寿命),因此它只能用来粗略地指明方向,例如,试样开始失重的温度高,有可能是其长期耐热性好,即温度指数高,但不能用来评定材料的热老化性能。

b) 从分析法获得的数据给出阿累尼乌斯图,配上一或两个高温下的老化常规试验,也就是在共同温度间隔内把分析法与惯用法或常规法结合起来,用这样得来的数据评定材料的热寿命性能。这种方法的基础是假定惯用法规定的寿命终点,即寿终标准,是与一定程度的分子变化相关联的。如果在试验温度范围内寿命曲线是单值的,即每个性能值对应于一个,而且只对应于一个化学组成,这个假定是有可能得到的。

## 4.2 电老化试验

施加于绝缘材料或绝缘系统的电应力可产生老化效应,它们有单独的或联合的,主要有:

(1) 局部放电效应,当邻近或包含在材料或系统内部的气体或液体介质内的场强超过击穿场强时。

(2) 电痕效应。

(3) 树枝效应。

(4) 电解效应。

(5) 与上述这些效应有关的两绝缘材料相邻表面上的效应,在该处可产生相当高的切线场强,例如材料具有不同的介电常数时。

### 4.2.1 电老化机理与影响电老化寿命的因素

局部放电对绝缘材料有很大危害,会引起绝缘材料性能下降,直至绝缘完全被损坏。对不同的绝缘材料,局部放电对材料破坏的原因各不相同,例如,马逊(Mason)指出,对于聚乙烯,裂解是主要的;而对发电机的云母绝缘线圈而言,离子轰击是导致损坏的原因。绝缘材料在放电下的损坏机理很复杂,局部放电对绝缘材料的破坏过程中,常常留下不可逆的破坏痕迹,因而在材料的电气、力学性能方面也会有明显的变化,例如:

(1) 放电产生的低分子极性物质或酸类渗透到材料内部,使其体积电阻率下降,损耗因数上升。这类变化在油浸纸绝缘中尤为明显。

(2) 材料丧失弹性而发脆或开裂等。

(3) 放电性能,例如放电起始电压、放电强度有所变化。对一般材料,在放电过程中放电起始电压逐渐下降,因放电以后有气体和离子留下来。由于放电伴随着性能变化,有时用测量局部放电过程中各种放电特性的变化来判断材料的老化。

不同化学结构的绝缘材料在局部放电下的破坏机理不同,它们的电老化寿命也不同。绝缘材料在放电作用下的老化速率除取决于材料本身的结构以外,还受许多外界因素的影响。因此,在讨论绝缘材料的耐放电性试验方法前,须研究各种因素对电老化速率,即电老化寿命的影响。

1) 放电次数随外施电压的频率的增加而增加。除频率非常高引起热击穿外,一般电老化寿命与频率成反比。有些研究者已经指出,当由于放电产生的损耗可以忽略不计时,在干燥条件下,绝缘在放电下以电压周期数计的寿命与外施电压的频率无关,因而可以用提高试验频率的方法缩短电老化试验时间。国外曾用几百赫到几千赫的电压进行聚乙烯以及其他非极性材料的电老化试验,获得与工频下一致的寿命(以周期数计算)。但是必须指出,提高试验电压频率、缩短失效时间的方法只在干燥空气条件下有效,也就是在不存在放电自衰的情况下是有效的。如果存在放电自衰,则当试验电压的频率增高时,半导体膜形成的速率比放电腐蚀的速率增加得更快,因此以周期数计算的寿命在高频下更长。

2) 绝缘所承受的电场强度对其寿命有非常大的影响。其原因是,一方面场强增加,放电次数增加;另一方面加快了从局部放电到击穿的进程。一般电老化寿命与场强不是线性关系,而是反幂关系。因此,提高试验场强可以加快电老化速率,缩短试验时间。但是由于电老化寿命与场强之间的关系复杂,不同场强下电老化机理不尽相同,所以不能简单地从高场强下获得的试验结果外推到工作场强下求取其工作场强下的寿命。

3) 温度对电老化寿命的影响。有些材料的耐放电性随温度升高而明显下降,如酚醛塑料;而另一些材料随温度的改变而变化不大,如线性聚乙烯。此外,如天然橡胶,在高温下材料的耐放电性反而提高,这可能是高温下臭氧生成减少的缘故。这些情况说明,不能用室温下所得材料的耐放电性的试验结果来预测高温下的耐放电性。

4) 如果材料承受表面放电,环境的相对湿度对材料的耐放电性有显著影响。由于在高相对湿度下,放电的结果将在材料表面生成一层半导体层,使放电产生自衰,因此,在表面放电情况下,绝缘材料的电老化寿命随相对湿度的增高而增长。但是相对湿度的影响并不那么简单,如果由于相对湿度的影响产生的导电层并不完全使放电间隙短路,则残余部分能够增强放电强度与放电功率,常发生在一定部位的放电集中而导致材料的迅速腐蚀与加速老化,例如,聚乙烯的耐表面放电寿命与相对湿度的关系正是如此。在一定相对湿度范围内,电老化寿命随相对湿度的增高而延长;但在较高的相对湿度下,寿命随相对湿度的增加而缩短。

5) 机械应力试验证明,当材料内部存在拉伸应力时,它的耐放电性能下降。试验还证明,压缩应力对它的耐放电性能影响不大。由于绝缘材料在制造和应用过程中常存在残余拉伸应力,因此它对材料电老化寿命的影响极为重要,在进行绝缘材料的电老化试验时必须着重考虑这个因素。

### 4.2.2 绝缘材料耐局部放电性试验

存在局部放电时,用耐放电性来评价绝缘材料比用介电强度更有意义,因为有些绝缘材料短时电气强度很高,但长时处于电压下能承受的场强不高;相反,有些材料电气强度虽然不高,但长时间处于电压下能承受的场强较高。因此,对绝缘材料的耐局部放电性试验日益得到重视,并常用这类试验来筛选材料。这种试验是人工加速老化试验,一方面模拟实际情况,另一方面强化个别因子,使材料在放电作用下短期内被破坏。由于一方面要求试验时间尽可能短,而另一



方面过分强化老化因子而使试验条件与实际运行条件相差太远,因而使材料的老化机理发生质的变化,这就使缩短试验时间与模拟实际情况发生矛盾,使试验复杂化。目前国际上评定绝缘材料耐局部放电性能的方法主要是击穿法,即在试样上加一定电压,直到试样击穿,记下所经历的时间,即失效时间;然后根据不同电压(或场强)下获得的材料失效时间绘制寿命曲线,即场强—寿命关系曲线。现就此法讨论下列问题,并介绍几种试验标准与方法。

#### 4.2.2.1 电老化寿命试验的依据——电老化寿命定律

一般认为击穿累积的概率分布函数的形式是

$$\phi(t, E) = 1 - \exp(-\alpha^a E^b) \quad (10.2-43)$$

式中:  $t$  为施加电压时间;  $E$  为施加场强的有效值;  $a, b, c$  为与温度和其他环境条件有关的材料常数。

式(10.2-43)表示对任何场强  $E$  在时间  $t$  的击穿概率。如果  $E$  是常数,则得到击穿时间的分布函数;如果时间  $t$  是常数,就得到击穿场强的分布函数。它们都是惠勃尔分布,在惠勃尔坐标纸上标绘,两者都是直线。击穿时间直线的斜率是  $a$ , 击穿场强直线的斜率是  $b$ , 所以系数  $a, b$  分别与时间的对数和场强的对数成反比。

如果使式(10.2-43)中的  $\phi$  为常数,则设  $\phi$  等于  $\Phi$ , 便得到具有击穿概率  $\Phi$  的寿命线,其关系式是

$$1 - \exp(cE^b t_E^a) = \phi = \Phi \quad (10.2-44)$$

式中:  $t_E$  为概率为  $\Phi$  的击穿时间,即材料的寿命。对于50%寿命线,  $\Phi=0.5$ 。

从式(10.2-44)得到

$$E^b t_E^a = \text{常数} \quad (10.2-45)$$

令

$$n = b/a$$

则可得

$$(E^n t_E)^a = \text{常数}$$

由此得到

$$t_E = L = \frac{K}{E^n} \quad (10.2-46)$$

式中:  $t_E$  为电场强度  $E$  下的寿命,  $t_E = L$ ;  $K, n$  为常数。

式(10.2-46)表示材料在恒定场强下寿命与场强的关系,即电老化寿命定律。由此可见,电老化寿命定律具有反幂定律的形式。

#### 4.2.2.2 试样与电极装置

局部放电可以发生在材料的不同部位,可以在绝缘的表面,也可以在绝缘的内部气隙中;可以在电极与绝缘层之间,也可以在绝缘层与绝缘层之间。例如,电机线棒常在出槽口发生强烈放电,这种放电是在绝缘外部的表面放电,而线棒在槽部的放电可以视作绝缘层与金属层间的内部放电。又如胶纸套管中的放电,由于纸层与铝箔、纸层与纸层黏结不良,放电可以发生在纸层与铝箔之间,也可以发生在纸层与纸层之间;此外,由于边缘电场比较集中,放电可以发生在电极边缘。因此,为了模拟实际情况,试样与电极可以采用不同装置。图10.2-26表示模拟各种放电情况可采用的各类试样与电极装置。图中所谓活动电极指它与介质表面间发生放电的电极。在大多数情况下,另外一个电极是不活动的,即它与试样紧密接触,且比活动电极大得多,在它的四周不发生放电(或发生极微弱的放电)。图中活动电极与不活动电极中任何一个都可以接地,或两者都不接地。I、II、III类试样与电极装置代表外部放电,这时承受放电的材料表面敞开在外,放电产生的气体可以流通。第I类电极直接与试样接触,在介质表面可以形成导电膜,金属电极的触媒作用可以影响试验结果。第II类电极不与试样接触,因此不会发生放电自熄现象。第III类电极装置表示放电在绝缘

材料间发生。第I、II类电极装置采用了不同形状的电极,以便研究电极形状对测试结果的影响。第IV、V两类试样与电极装置代表内部放电,在这类电极装置中,为了避免电极边缘放电,在活动电极边缘充填放电抑制物,如环氧树脂。在这样的试样与电极结构中,内部气隙与外界大气不通。第IV类电极代表电极与绝缘材料间的内部放电情况,第V类电极代表材料之间的内部放电情况,在这类装置中,气隙尺寸可根据实际情况选取。

以上各种试样与电极装置可以根据试验研究的目的选择。其中第I类a电极使用方便,而且试验结果分散性小,宜于评定材料的耐表面放电性能。第V类电极适用于研究材料内部气隙放电。

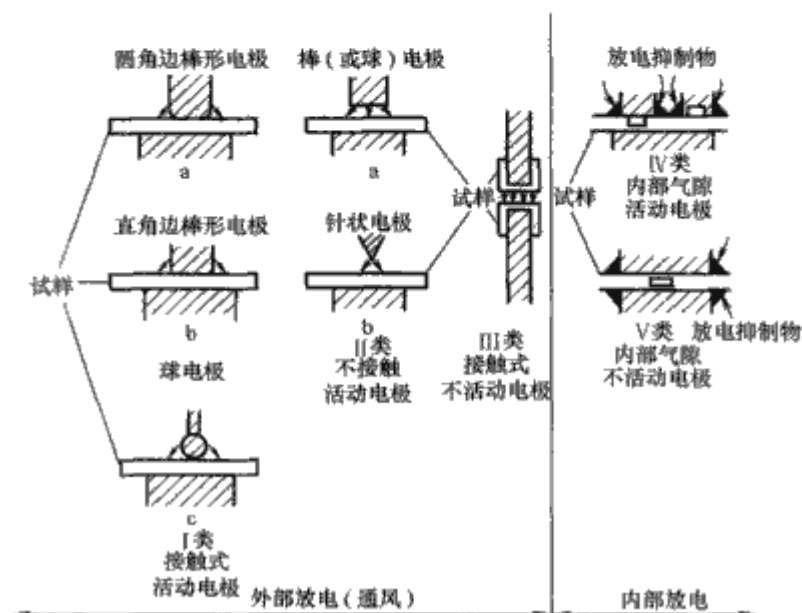


图 10.2-26 试样电极装置分类

#### 4.2.2.3 试验条件的选择

如上所述,为了缩短试验时间,必须强化某些因子。一般采用提高试验电压以增加场强的方法,以加快老化速度和缩短寿命。有时也用增加试验频率的方法来加速老化。但是,增加频率不一定能加快老化速度。当增加试验频率时,许多有机绝缘材料的电老化寿命并不按频率的倒数  $1/f$  之间的线性关系下降。而且试验表明,许多材料的电老化寿命与湿度有很大关系,只有在干燥大气中,寿命与频率的倒数可能有线性关系。因此,采用提高频率的方法时,在进行电老化试验之前,必须先研究寿命与频率的关系,证实寿命与频率成反比。采用提高频率加速老化的方法时,还须注意介质发热情况,不能因提高试验频率引起介质的热不稳定。

采用提高场强加速老化的方法时,一般要取得一组寿命与场强曲线数据。为了使试验场强不超过实际工作场强太多,一般都规定最低试验场强。例如,IEC规定最低电压下的寿命不小于5000h,美国ASTM规定试验场强不高出放电起始场强的40%。此外,为了避免试验场强过高而使老化机理发生变化,不同于实际运行条件下的机理,常规定最高试验场强。

放电试验一般在标准环境温度  $[(20 \pm 5)^\circ\text{C}]$  下进行,如果需要模拟实际运行情况,则同时可以在最高工作温度下进行。

前已述及,湿度对放电有很大影响,高湿度可使放电自熄,使试验结果产生大的分散性。为使试验结果的分散性小,一般在低湿度条件下进行试验。

其他使用条件,如机械应力、高温等都将影响耐放电性。为了研究这些因素的影响,可将它们作为老化因子,在试验研究中加以采用。



总之,为了对各种材料的耐放电能力进行比较,如无其他原因,试验应在统一规定下进行。如要在试验中研究某一因子对材料的耐放电性的影响,则可以另外规定试验条件,设计试验方案。

#### 4.2.2.4 寿命终了的评定

一般用击穿电压来评定绝缘的电老化寿命。测定在一定电压作用下直到材料被击穿所经历的时间作为在该特定条件下材料的失效时间。有时也用材料力学物理性能的变化来标志材料老化,例如质量损失、弹性的丧失、脆性增加、电导增加、损耗因数上升以及介电强度下降等。至于究竟选择哪一个参数更为合适,则必须对具体材料进行试验,才能做出恰当的选择。

#### 4.2.2.5 几种试验标准与试验方法

(1) 国际电工委员会(IEC)推荐的出版物 IEC 343《绝缘材料在表面放电下击穿的相对耐受力的试验方法》。

1) 试样厚度要均匀,面积足够大,在试验电压下不发生飞弧。暴露在放电下的上表面应无污秽。为了防止试样与平板电极间发生微弱的放电,必须在试样下表面涂上导电漆。必须注意漆或溶剂有无促进试样表面开裂或化学劣化等现象,当被试材料吸收导电漆时,可以在与平板电极相接触的试样面上用硅油粘贴与试样一样大的 0.025mm 厚的铝箔,以代替导电漆。硅油应尽可能少用,应对试样不产生化学作用。

当试样很薄时,可以用几层叠起来进行试验,但此时所得结果与总厚度相等的单层材料的试验结果有很大差别。

试样在试验前应按材料规定作预处理。

2) 上电极为  $(6 \pm 0.3)$  mm 直径的不锈钢圆柱形电极,边的圆角半径为 1mm,电极重约 30g。

对于软材料,在电极与试样间可留不超过  $100\mu\text{m}$  的间隙,以避免机械损伤。对于非常薄的试样,可把它们置放在相距  $100\mu\text{m}$  的固定电极之间。

一块试样上可以放置一个或多个电极。如放置多个电极,极间应有足够距离,以避免相邻电极放电的相互作用。图 10.2-27 所示为一个多电极布置图。

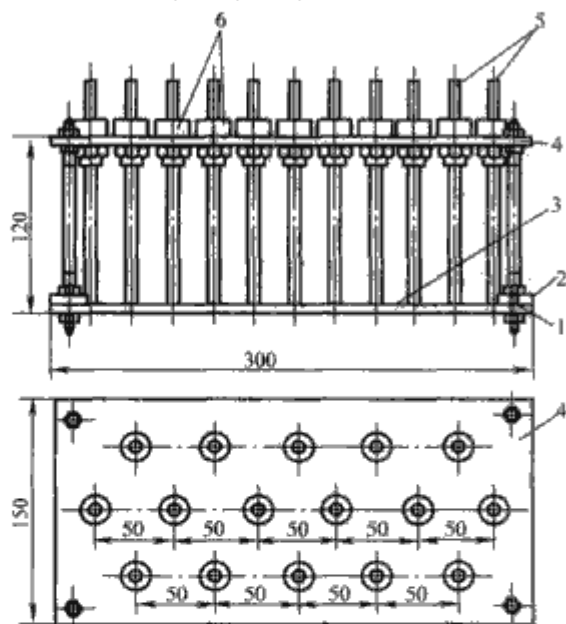


图 10.2-27 电极布置图

1—低压电极; 2—试样夹; 3—试样;  
4—玻璃补强云母; 5—高压电极;  
6—电极夹(用于软材料)

3) 环境条件。一般在室温  $(15 \sim 35^\circ\text{C})$  下相对湿度不超过 20% 的干燥空气中进行试验。对每个试验电极,空气流速至少为  $0.5\text{L}/\text{min}$ 。特殊情况下可在其他媒质中或在高

温下进行试验。

4) 试验电压。对于新材料,至少在三个电压下确定寿命与电压的关系。最高试验电压应使试样寿命不小于相当于工频下 100h 的寿命。最低试验电压应使试样寿命不小于相当于工频下 5000h 的寿命。对于非常薄的材料(小于  $100\mu\text{m}$ ),允许选择给出相当于工频 1000h 寿命的最低试验电压。进行已经评定过的材料的常规验收试验时,试验电压应该这样选择,在该电压下,从过去在该材料上的试验结果,可期望获得相当于工频下一年的寿命。对于非常薄的材料(小于  $100\mu\text{m}$ ),试验电压应使试验能给出所期望的相当于工频 1000h 的寿命。

5) 频率试验一般在工频下进行。如果试验要在高频下进行,则必须首先肯定被测材料的寿命与频率成反比,由此可以计算出工频下的等值寿命。

(2) 质量损失法。这个方法属于非破坏性试验,可采用图 10.2-28 (a) 所示试验盒。试验时在电极上施加一定电压使试验盒内产生一定强度的放电量。试样在试验盒内经受一定时间放电后,测定其质量变化,然后根据测得数据绘制质量变化曲线。有时为了分析放电对材料的作用,采用图 10.2-28 (b) 所示放电盒,盒中放两个试样,一个置于两金属箔电极之间,直接处于放电之下;另一个离电极 5mm,以避免直接处于放电之下,而仅仅接触到放电产生的臭氧和各种氧化氮。

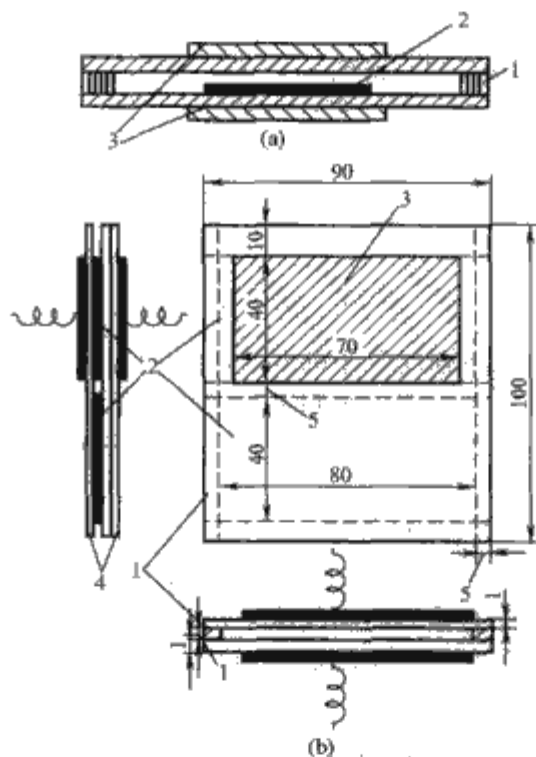


图 10.2-28 评定耐放电性试验盒

(a) 试验盒; (b) 放电盒

1—垫片; 2—试样; 3—电极; 4—硼硅玻璃板

#### 4.2.3 快速评定电老化试验方法

虽然国际电工委员会和美国等基于 4.2.2.5 中所述试验方法(1),都制定了相应的试验标准,但这些方法有试验时间长、试验费用高和试验结果分散性大等缺点。因此,现在尝试用新的评定绝缘材料电老化的方法,如介电强度法与等效老化法、骤死法等。

(1) 介电强度法与等效老化法。绝缘材料性能随电老化时间的变化规律可用下式表示

$$F(P) = KE^nt \quad (10.2-47)$$

式中:  $t$  为被试绝缘材的老化时间;  $P$  为被试绝缘材料在温度  $T$  下经历时间  $t$  后的性能;  $E$  为电场强度的有效值;  $K$ ,



$n$  为取决于材料类型、老化机理、温度和其他环境条件的常数。

式 (10.2-47) 中性能  $P$  代表材料的任意参数, 包括电气、物理和力学性能, 可根据材料的功能选择。高压绝缘中, 介电强度是最重要的性能, 当材料的介电强度下降到小于它应承受的场强时, 绝缘被击穿, 材料的寿命终止。因此, 常选用介电强度这样一个性能参数来评定老化的程度。

(2) 骤死法。一组试样经电压老化所获得的寿命值, 即失效时间, 属于 Weibull 分布, 即寿命的失效百分率在 Weibull 坐标纸上对寿命是一条直线。因此, 可以用寿命试验的 Weibull 坐标图求取寿命的平均值或特征值。

为了缩短试验时间, 可以把试样分成几组, 每组第一个试样失效, 试验就停止。这种方法获得的数据可以在短时间内求取试样的寿命值, 这就是骤死法。

5 绝缘电压试验

5.1 绝缘交流电压试验

交流耐压是鉴定电气设备绝缘强度的最有效和最直接的方法, 可以判断电气设备能否继续运行, 也是保证电气设备绝缘水平, 避免发生绝缘事故的重要手段。

电气设备的绝缘不良状况一般可分为两种:

(1) 普遍性劣化。电气设备在长期运行中, 绝缘受到高温、电场和振动的影响, 而使绝缘逐渐陈旧和老化。

(2) 局部性缺陷。电气设备的绝缘存有局部缺陷。例如发电机线棒槽部和槽口绝缘的弱点比较分散地分布于各槽内, 这种局部缺陷弱点的发展速度要比普遍劣化发展快得多, 因此有很大危险性。

对于上述两种缺陷, 若进行交流耐压试验, 就能有效地检出缺陷, 尤其对局部性缺陷的发现更为有效。这是因为交流耐压试验所取的电压远比运行电压高, 是在比运行状态更为严酷的条件下来检验设备的绝缘水平, 对不良绝缘来讲是一种破坏性试验, 因此在进行交流耐压试验之前, 必须先对试品进行绝缘电阻、吸收比、泄漏等各项参数的测定, 以判别被试设备是否能承受耐压试验时的电压。

5.1.1 短时工频试验

短时工频试验是耐受试验, 试验时间为 1min。设备的试验电压要根据系统的标称电压来定, 对于已定的绝缘等级, 则要按照绝缘等级规定的工频耐压试验的电压值进行。如果试验电压不是正弦波形, 则把其峰值除以 2 即认为是试验电压值。短时工频试验也包括频率达数百赫兹而持续时间不超过 1min 的试验, 如分级绝缘变压器的感应电压试验。3~500kV 输变电设备短时耐受电压见表 10.2-2。

表 10.2-2 3~500kV 输变电设备的 1min 工频耐受电压 (有效值) kV

额定电压	最高工作电压	变压器	并联电抗器	耦合电容器、高压电器、电压互感器和穿墙套管	高压电力电缆	母线支柱绝缘子	
		内、外绝缘 (干试与湿试)				湿试	干试
3	3.5	18	18	18	—	18	25
6	6.9	23/25	23/25	23	—	23	32
10	11.5	30/35	30/35	30	—	30	42
15	17.5	40/45	40/45	40	40/45	40	57

续表

额定电压	最高工作电压	变压器	并联电抗器	耦合电容器、高压电器、电压互感器和穿墙套管	高压电力电缆	母线支柱绝缘子	
		内、外绝缘 (干试与湿试)				湿试	干试
20	23.0	50/55	50/55	50	50/55	50	68
35	40.5	80/85	80/85	80	80/85	80	100
63	69.0	140	140	140	140	140	165
110	126.0	185/200	185/200	185/200	185/200	200	265
220	252.0	360	395	360	360	360	450
		395		395	395 460	390	495
330	363.0	460	510	460	460	—	—
		510		510	510 570		
500	550.0	630	680	630	630	—	—
		680		680 740	680 740		

5.1.2 长时间工频试验

由于短时间耐压试验不能检验在正常工作电压下的长时间耐压的问题, 或者认为由短时间耐压试验检验绝缘结构的可靠性不充分, 对这样的用电设备就应采用长时间工频试验方法。根据绝缘物由于长时间内部放电而引起绝缘破坏的情况和由于介质损耗或泄漏电流而引起的热破坏所造成的绝缘破坏时间较长, 以及使用条件、现场进行耐压试验的难易等, 只有考虑了这些情况, 才能决定试验电压和加压时间。一般情况下, 其试验电压值比正常运行电压高, 比短时间试验电压低。而加压时间则应根据电气设备的种类及试验电压而定。

5.1.3 破坏性放电试验

该试验是一项求得试品的交流破坏电压的试验方法。加压的方法除了“升高电压法”之外, 按照“定值加压法”或“突然加压法”, 也采用以规定的级差提高电压的方法。这项试验大致分为内部及外部两种绝缘的试验。绝缘破坏电压有分散性, 在处理这些数据时, 一般对于外部绝缘的破坏电压值, 是采用正态概率分布的方法, 而对于内部绝缘的破坏电压值, 是采用威布尔 (Weibull) 分布的方法。

5.1.4 感应高压试验

工频高压试验对电磁感应式设备 (如变压器、互感器等) 只能考验它们的主绝缘, 对纵绝缘 (匝间、层间及段间绝缘) 则不能进行, 特别是对 110~220kV 级的半绝缘变压器, 工频高压试验无法进行, 因此一般采用频率为 100~400Hz 的感应高压试验。该试验不仅是考验全绝缘和半绝缘变压器的纵绝缘和主绝缘的方法, 同时也作为冲击试验前后的复查项目。

对电力变压器而言, 交流感应高压试验是在变压器低压侧施加 2 倍或超过 2 倍的额定励磁电压, 在高压绕组中感应出相应的高电压来进行试验。为此, 必须提高频率来减小空载电流, 以免因铁心饱和而使励磁电流过大。频率增加后, 为了避免介质损耗增加对绝缘带来的不利影响, 当试验频率大于 100Hz 以上时试验时间应缩短, 可按下式计算

$$t = 60 \times \frac{100}{f} \tag{10.2-48}$$

式中:  $t$  为试验时间, s;  $f$  为试验电源频率, Hz。



试验频率超过 300Hz 时, 试验持续时间不得少于 20s。

试验电源有几种方式供给, 制造厂家多用高频发电机, 改变励磁来进行调压, 调压比较均匀。对小容量变压器进行试验时, 将绕线转子异步电动机转子用其他设备拖向反旋转磁场方向以额定速度旋转, 在转子中即可产生 100Hz 的电动势, 可作为试验电源使用。

近年来系统中用得较多的是三倍频电源, 三台单相变压器一次侧接成星形, 二次侧连接成开口三角形, 由开口处输出 3 次谐波电压, 即 150Hz 的三倍频电压作为试验电源。在正常励磁电压下三角形绕组铁心中 3 次谐波磁通可达基波磁通的 15%~20%, 其频率为基波的 3 倍, 故感应电动势  $E_3$  可达基波电动势的 45%~60%, 三个绕组中的 3 次谐波电动势是同相的, 在开口处可输出  $3E_3$  的三倍频电压, 而基波电动势之和则为零。但由于频率高, 内感抗很大, 为了提高三倍频输出电压和功率, 可提高一次侧励磁电压使铁心过饱和, 感抗将大大减小。按我国经验过励磁电压倍数可取为 1.5~1.7。由于三倍频装置试验时的效率很低, 只有 20%~30%, 因此试验装置的总容量应比被试品所需容量大 3~4 倍以上才能满足要求。

## 5.2 绝缘直流电压试验

对于用于直流系统中的直流电气设备及其他直流用电设备的绝缘试验, 要以直流电压进行。另外, 对于工频交流电压来说, 电力电容器、电缆及大容量发电机等, 可将它们视作集中电容。对这些试品进行交流耐压试验时, 由于施加的试验电压很高, 流入很大的电容电流, 因此, 需要大容量的试验设备。而且, 对于过电压吸收器 (surge absorber) 用的电容器, 进行雷电冲击波耐压试验时, 由于其电容量通常大大超过冲击电压发生器的充电电容器的电容量, 所以在调整波头长和波尾长时很困难。

对上述试品进行直流电压耐压试验时, 采用小型的直流试验设备就可完成, 试验方法也很简单, 因此, 就用直流耐压试验来代替交流耐压试验和雷电冲击耐压试验。为简便起见, 也可将直流耐压值和交流耐压值 (有效值) 之比 (电缆和电容器, 此比值约为 2~3) 作为一个换算系数, 将它乘以交流耐压试验电压值, 便可决定直流耐压的数值。但是由复合介质组成的绝缘, 当使用交流电压时, 其内部的电压分布由绝缘材料的介电系数所决定, 而采用直流电压时, 则由直流电阻系数决定, 此外交流电压和直流电压的破坏机理也不同, 因此用直流电压试验来代替交流电压试验, 尚有待于进一步的研究。

对于 50/60Hz 的频率变换装置及直流输电设备的直流带电部分, 必须进行直流耐压试验。目前, 在制造厂和用户之间, 是按照自己的具体情况对过电压进行分析, 在对保护水平进行全面衡量之后, 还可另行确定试验电压值。

加压的方法, 规定为下列五种:

- (1) 定值加压法。
- (2) 升高电压法。
- (3) 反极性加压法。
- (4) 叠加电压法。
- (5) 突然加压法。

反极性加压法是假定在直流输电系统中, 发生电力潮流反向时进行的试验方法。叠加电压法是假定在直流输电系统中, 发生雷电冲击波或操作冲击波时进行的试验方法。突然加压法是假定直流输电系统中, 设备在高速起动或所带的重负荷突然甩掉的情况下, 所进行的试验方法。

直流电压试验有以下五个项目:

- 1) 直流耐压试验。该试验是对被试物按规定的加压时间, 加上规定的试验电压, 确认没有发生破坏性放电的试验。
- 2) 长时间直流耐压试验。该试验是验证设备耐受长时间运行电压的试验, 其试验电压一般高于运行电压, 但比耐压试验时所加电压要低。加压时间也大于耐压试验的时间, 根据各种设备的具体情况而定。
- 3) 喷水状态下直流耐压试验。该试验是按照规定的喷水条件, 对被试物短时施加规定的试验电压, 确认没有发生破坏性放电的试验。
- 4) 直流破坏电压试验。该试验是为了确认绝缘到达破坏强度时的安全系数而进行的一种参考性试验。
- 5) 人工污秽直流电压试验。该试验适用于户外绝缘子这一类试品, 是为了求出绝缘子在污秽潮湿状态下的耐压值, 或闪络电压值的一项试验, 也是一项参考性的试验。

## 5.3 绝缘冲击电压试验

对于过电压性异常电压, 电气设备和电气部件的绝缘特性与交流电压时有显著不同。而且由于输电系统的绝缘配合以冲击电压为基础, 所以冲击电压试验的意义极大。冲击电压试验的种类主要有:

- (1) 冲击耐受电压试验。
- (2) 冲击破坏试验。
- (3) 50% 闪络试验。
- (4) 伏秒特性试验。

### 5.3.1 50% 破坏性放电电压试验

50% 破坏性放电电压试验是对被试验设备施加冲击高压, 以求取放电概率为 50% 放电电压值 ( $U_{50\%}$ ) 的试验。对自恢复绝缘, 放电电压符合正态分布, 可用下列方法之一来确定。

(1) 多级法。按预期的 50% 放电电压的 2%~5% 为级差划分电压级, 至少 4 级以上, 逐级施加电压, 每级施加 10 次以上的相同电压, 求出放电概率  $P$  (%), 在正态概率纸上 (横轴为电压, 纵轴为放电概率) 标出各点, 并画出拟合直线, 求出概率为 50% 的放电电压点  $U_{50\%}$  及 16% 的放电电压点  $U_{16\%}$ , 标准偏差  $Z$  按下式求得

$$Z = U_{50\%} - U_{16\%}$$

(2) 升降法。先取一个接近预期  $U_{50\%}$  的放电电压值  $U_k$ , 再取一个电压增量  $\Delta U = (0.5 \sim 1.0)Z$ , 在  $U_k$  值时施加电压一次, 如不放电, 则施加  $U_k + \Delta U$  的电压, 如在  $U_k$  值时放电, 则施加  $U_k - \Delta U$  的电压。

每次施加的电压按前一次的结果来确定, 若放电, 则减  $\Delta U$ , 若不放电, 则加  $\Delta U$ , 这样继续下去, 反复升降加压 30~40 次。

记录到的各级电压  $U_i$ , 由低至高标为  $U_0, U_1, U_2, \dots, U_k$ 。分别计算各级电压下的放电次数  $n_{i\Delta}$  和不放电次数  $n_{iV}$ , 并算出放电总次数  $N_{\Delta} (= \sum n_{i\Delta})$ , 和不放电总次数  $N_V (= \sum n_{iV})$ 。用放电或不放电总次数  $N$  小的那组数据, 按下式计算  $U_{50\%}$  和  $Z$ 。

$$U_{50\%} = U_0 + \Delta U \left( \frac{A}{N} \pm \frac{1}{2} \right) \quad (10.2-49)$$

$$Z = 1.62 \Delta U \left( \frac{NB - A^2}{N^2} + 0.029 \right) \quad (10.2-50)$$

$$N = \sum_{i=1}^k n_i, A = \sum_{i=1}^k i n_i, B = \sum_{i=1}^k i^2 n_i \quad (10.2-51)$$



式中： $U_0$  为对应级号  $i=0$  的电压。

用放电次数计算时， $n_i$  就是各级放电次数  $n_{i\Delta}$ ；用不放电次数计算时， $n_i$  就是各级不放电次数  $n_{iV}$ 。

式 (10.2-49) 中， $\pm 1/2$  的用法是：用放电次数计算时取  $-1/2$ ；用不放电次数计算时取  $+1/2$ 。

用升降法求得的  $U_{50\%}$  较准确， $Z$  值不够准。

50%放电电压  $U_{50\%}$  与静态放电电压  $U_0$  之比称为冲击系数。对均匀电场、稍不均匀电场，冲击系数为 1，即直流击穿电压、交流击穿电压峰值、50%冲击放电电压三者相等，由于放电时延短，50%击穿电压下，击穿通常发生在波形的峰值附近。对极不均匀电场，由于放电时延较长，冲击系数通常大于 1，在 50%放电电压下，击穿通常发生在波尾。

### 5.3.2 额定冲击耐受电压试验

耐受电压  $U_w$  可由  $U_{50\%}$  和  $Z$  计算，其算式为

$$U_w = U_{50\%} (1 - XZ)$$

$X$  值与耐受概率  $P_w$  的关系见表 10.2-3。

表 10.2-3  $X$  值与耐受概率  $P_w$  的关系

$X$	1	1.3	1.96	2	2.33	3
$P_w (\%)$	84	90	95	96	98	99.7

### 5.3.3 伏秒特性试验

由于放电时延的影响，绝缘击穿需要一定的时间才能完成。对于脉冲型电压，绝缘的击穿电压与该电压作用的时间有很大关系。同一个绝缘结构，在峰值较低但延续时间较长的冲击电压作用下可能被击穿，而在峰值较高但延续时间较短的冲击电压作用下可能不被击穿。

(1) 波形一定的冲击波的伏秒特性曲线。以波形一定、峰值不同的冲击波施加于试品上，其放电电压与波前、波峰或波尾截断时间的关系曲线，称伏秒特性曲线，如图 10.2-29 所示。在波前放电时取放电瞬时值，在波尾部分放电时取全波峰值为放电电压。

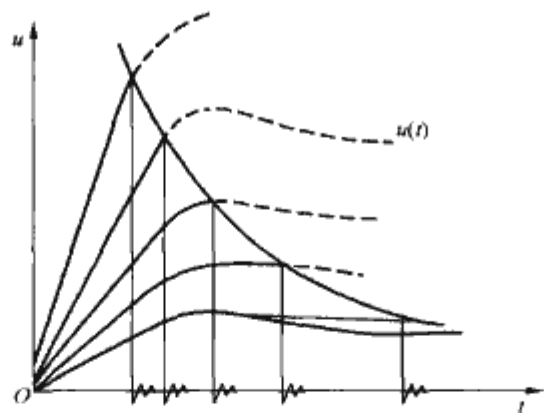


图 10.2-29 波形一定的冲击波的伏秒特性

(2) 斜角波伏秒特性。用不同陡度的斜角波施加于试品，可得放电电压与时间的关系曲线，如图 10.2-30 所示。其放电电压取放电时的瞬时值。

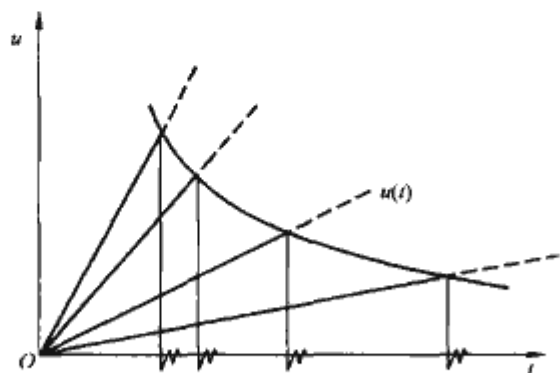


图 10.2-30 斜角波伏秒特性

(3) 全伏秒特性。用不同波前时间的冲击电压施加于试品，求得各电压波形下的  $U_{50\%}$  与波前时间  $T_1$  之间的关系曲线，如图 10.2-31 所示。

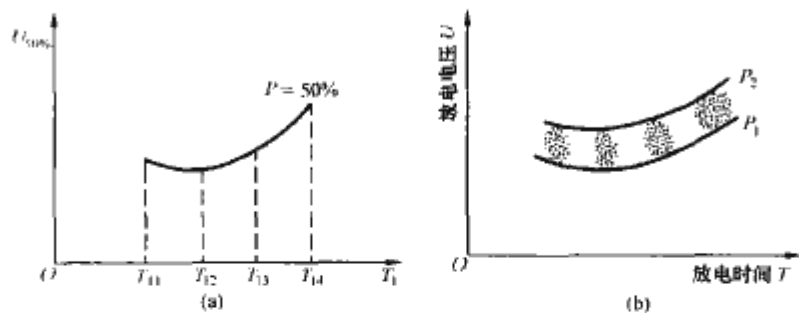


图 10.2-31 全伏秒特性

### 5.3.4 冲击破坏试验

冲击破坏试验是将施加电压的波峰逐渐上升，以求出试品产生绝缘破坏的最大电压值的试验。在冲击破坏试验中，电压的上升间隔、加电压次数、加电压的时间间隔等影响到破坏电压最低值。对于绝缘试样的试验，由于电极及试样的形状、尺寸、浸渍媒质的种类或大气状态等不同而引起的实测值不同，求出绝缘试样固有的绝缘击穿强度很困难，所以需要在试验结果中详细记录试验时的试验条件。

## 6 电气设备外绝缘（表面）试验

电气设备外绝缘表面试验是指在一定条件下，针对电气设备的外表面进行的测试和试验。

### 6.1 绝缘表面干试验

干试验 (dry test) 是指电力设备的外绝缘按照规定条件的在干燥和清洁的状态下进行的高电压试验。按照施加电压的不同类型分为直流干试验、交流干试验、雷电冲击干试验和操作冲击干试验；按照施加电压对被试品的不同效应分为干耐受试验和干闪络试验。干耐受试验即对被试品施加规定电压并维持一定时间而不引起破坏性放电的试验。干闪络试验即对被试品施加逐渐升高的电压直到绝缘表面发生破坏性放电的试验。干试验通常用于产品的型式试验、出厂试验和交接试验。

### 6.2 绝缘表面湿试验

湿试验 (wet test) 是指电力设备的外绝缘按照规定条件在人工淋雨状态下进行的高电压试验。按照施加电压的不同类型分为直流湿试验、交流湿试验和操作冲击湿试验；按照施加电压对被试品的不同效应分为湿耐受试验与湿闪络试验。湿耐受试验即对被试品施加规定电压并维持一定时间而不引起破坏性放电的湿试验。湿试验常用于产品的型式试验。

进行湿试验时，喷射人造雨的淋雨装置、人造雨的雨水温度、电导率、淋雨量及淋雨角度以及人造雨参数的测量仪器及测量方法等，在国际电工委员会 (IEC) 标准及各国标准中都有明确规定。湿试验时被试品的布置应尽量与其运行状态一致。在保证被试品对接地体和邻近物体不闪络的条件下，被试品与接地体和邻近物体的距离可取比干试验中的距离较小的数值。

### 6.3 绝缘表面人工污秽试验

人工污秽试验 (artificial pollution test) 是指电力设备的外绝缘按照规定条件在人工污染和受潮的状态下进行的高



电压试验。该试验是判断外绝缘抗污秽能力的重要依据。依照施加电压的不同类型可分为直流污秽试验和交流污秽试验；依照施加电压对被试品的不同效应可分为污秽耐受试验和污秽闪络试验。污秽耐受试验即对被试品施加规定电压并维持一定时间而不引起破坏性放电的人工污秽试验。污秽闪络试验即对被试品施加逐渐升高的电压直至发生破坏性放电的人工污秽试验。污秽闪络试验不是标准试验，仅在特殊需要时进行。依照不同的涂污方式，人工污秽试验还可分为固体污层法和盐雾法，两种方法检验的有效性不同，不互相排斥，有时均需进行。

(1) 固体污层法。指先在被试品表面涂一层污层，然后置于雾室中受潮并施加高电压的试验方法。污秽配方中除有用来调整污液电导率的 NaCl 外，还包括调整吸湿程度的硅藻土和调整黏合能力的糊精等混合物。污秽的程度用污层电导率或等值附盐密度来表示。污层电导率即流过被试品污层的工频电流除以施加电压的商与被试品形状因数的乘积。等值附盐密度即被试品单位绝缘表面上污秽沉积物的等值含盐量。产生雾的方法有喷射法和蒸汽法两种。

(2) 盐雾法。指用 NaCl 与自来水配置成一定浓度（简称盐度）的溶液并喷成雾状，将清洁的被试品置于盐雾中并施加高电压的试验方法。

人工污秽试验要求较大容量的试验电源，以使被试品闪络前泄漏电流最大时，试验回路的动态压降不超过规定值，从而保证被试品上有足够的电压。为此，各国标准中对人工污秽试验的电源容量都有所规定。

关于人工污秽试验的具体方法及有关内容详见本卷第 5 篇。

## 7 接地电阻的测量

### 7.1 电力系统对接地电阻的要求

#### 7.1.1 电力系统接地装置的重要性

随着现代大电网向超高压、大容量和远距离方向发展，对于电力系统安全、稳定及经济运行的要求越来越高，为了确保电网的安全稳定运行，提高供电的可靠性，必须配备一套与一次系统相适应的安全保护系统，因此需要一个良好的发变电站接地装置和输电线路杆塔接地装置。

发变电站的接地是工作接地、防雷接地和保护接地三者的统一。

交流电力系统根据中性点是否接地而分为中性点接地系统和中性点绝缘系统，另外还有中性点通过电阻或电感接地的中性点非有效接地系统。在我国，110kV 及以上的电力系统中多采用中性点接地的运行方式，其目的是降低电力设备的绝缘水平，这种接地方式称为工作接地。采用中性点接地方式后，作用在电气设备（如电力变压器）绝缘上的电压为相电压，而如果不采用中性点接地的工作方式，则作用在设备绝缘上的电压为线电压，二者相差  $\sqrt{3}$  倍。采用中性点接地方式后，作用在设备绝缘上的电压明显降低，因此设备的绝缘水平也可以降低，即达到缩小设备绝缘尺寸、降低设备造价的目的。在正常情况下，流过接地装置的电流为系统的不平衡电流，而在系统发生短路故障时，将有数十千安的短路电流流过接地装置，一般短路电流持续时间为 0.5s 左右。

在两线一地的双极直流输电系统中，有时也将中性点接地。中性点接地后，可以利用大地作为回路，采用单极运行方式。采用单极运行方式时，数千安的电流将长期流过接地装置，这时接地装置的电化腐蚀问题应特别注意。

在电气设备发生故障时，电气设备的外壳将带电，如果这时人接触设备外壳，将产生危险。因此为了保证人身安全，所有电气设备的外壳必须接地，这种接地称为保护接地。当电气设备的绝缘损坏而使外壳带电时，流过保护接地装置的故障电流应使相应的继电保护装置动作，切除故障设备。另外也可以通过降低接地电阻保证外壳的电位在人体安全电压值之下，从而避免因电气设备外壳带电而造成的触电事故。

为了防止雷电对电力系统及人身安全的危害，一般采用避雷针、避雷线及避雷器等雷电防护设备。这些雷电防护设备都必须与合适的接地装置相连，以将雷电流引入大地，这种接地称为防雷接地。流过防雷接地装置的雷电流幅值很大，可以达到数百千安，但持续的时间很短，一般只有数十微秒。

因此发变电站接地的主要目的是保障系统能够安全可靠地运行和保障人身和设备的安全。发变电站接地装置对于保证电力系统的安全运行起着至关重要的作用。发变电站良好的接地是电力系统安全的根本保证。

输电线路杆塔接地装置通过杆塔或引线与避雷线相连，其主要作用是将直击于杆塔或避雷线的雷电流引入大地，以减少雷电等引起的停电和人身事故，此外还应保证继电保护装置能可靠动作。随着国民经济的发展，输电线路走廊已开发为多种用途，此外高压或超高压架空输电线路引入市区或郊区，以及现代大电网具有单相接地短路电流很大的特点，所以做好杆塔接地装置变得相当重要。

#### 7.1.2 测量接地电阻的目的

接地装置的接地电阻是指电流流经接地装置流散到大地时，接地装置所呈现的电阻。即电流  $I$  经接地装置入地时，接地装置相当于无穷远处零电位点呈现的电位为  $V$ ，则电位  $V$  与电流  $I$  的比值为接地电阻  $R$ 。

接地电阻分为冲击接地电阻和工频接地电阻。对于发变电站接地装置，接地电阻一般是指其工频接地电阻。工频接地电阻是指工频电流流过接地装置时接地装置的电阻，它是一个恒定值。而对于输电线路杆塔接地装置的接地电阻，一般是指其冲击接地电阻。冲击接地电阻是冲击电流流过接地装置时，接地装置所呈现的电阻，它是时变的暂态电阻，一般将冲击接地电阻定义为冲击电流流经接地装置时在接地装置上所产生的冲击电压的幅值与冲击电流的幅值之比。一般很难对冲击接地电阻进行现场测量。但冲击接地电阻可由工频接地电阻乘以与土壤电阻率以及接地装置几何形状和尺寸有关的冲击系数得到。因此这里只讨论工频接地电阻的测量。

对于大型发变电站的接地装置，其接地电阻实际上为接地阻抗，应考虑电抗分量。

测量接地装置的接地电阻一般基于如下几个方面的目的：

- (1) 测量接地装置的真实接地电阻，检查新地网的接地电阻是否达到设计要求，检查老地网的接地电阻是否发生了变化。
- (2) 对计算值进行校核，以检验计算方法的正确性，为新的计算方法或软件的推广应用提供依据。
- (3) 确定由于电力系统接地故障引起的地电位升降及在整个地段内的电位变化。
- (4) 确定防雷保护接地装置的合适性。
- (5) 确定无线电发射机发射电路接地装置的合适性。
- (6) 取得建筑物防雷保护、建筑物内设备防雷保护及有



关人身安全所必需的设计数据。

电力系统接地电阻的变化范围很大，如从输电线路杆塔接地装置的十至几十欧，到发变电站接地系统的  $0.5\Omega$  左右。发变电站接地电阻存在电抗分量，对于接地电阻高于  $1\Omega$  的接地极电抗分量可以不用考虑。而对于大型接地网，当接地极的接地电阻小于  $0.5\Omega$  时，应将电抗分量考虑进去。

用于现场测量接地电阻的方法主要有电流—电压表法、比率计法和电桥法等。这几种方法除了所采用的电形式、仪表类型不同外，就其测量回路和电极布置而言，归纳起来，都是以“导线—大地”为回路，用补偿法作为电极布置的要求进行测量的。各种方法都有其优点，也存在着不足及局限性，应根据实际的测量目的及测量对象选择适当的测量方法和仪器。

### 7.1.3 对接地系统接地电阻的要求

一般情况下发变电站的接地装置是外缘闭合，中间敷设若干均压导体为主的水平接地网，埋深一般为  $0.6\sim 0.8\text{m}$ ，有时加些垂直接地极。对于防雷接地只需在避雷针、避雷线及避雷器的附近埋设一组垂直接地体，并将它们与水平接地网相连。

为了达到电力系统安全稳定运行的目的，就必须使接地装置的接地电阻达到较低的值，确保短路电流及雷电流等的安全散流。对于发变电站接地装置，在工频对地短路时，要求流过接地网的电流  $I$  在地网上造成的电位升高不致太大，还应保证电站人员的跨步电位差  $U_s$ （取跨距  $0.8\text{m}$ ）和接触电位差  $U_T$ （取人手摸设备的  $1.8\text{m}$  高处，而人脚离设备的水平距离  $0.8\text{m}$ ）不超过  $250/\sqrt{t}$ （ $t$  为作用时间，s）。从保证安全出发，在中性点直接接地的系统中，要求接地装置的工频接地电阻  $R$  值应满足

$$IR \leq 2000V \quad (10.2-52)$$

式中： $I$  为短路电流。由于接地体的电抗相对于电阻来说通常可忽略不计，因此其阻抗通常用电阻来表示，对于接地电阻低于  $0.5\Omega$  的大型接地网，以及用于冲击或脉冲电流的接地装置，则应用阻抗表示。

如满足式（10.2-52）有困难时，在  $I > 4000\text{A}$  时，可取

$$R \leq 0.5\Omega \quad (10.2-53)$$

在土壤电阻率太高，按  $R \leq 0.5\Omega$  在技术经济上极不合理时，允许将  $R$  值提高到

$$R \leq 5\Omega \quad (10.2-54)$$

在这种情况下必须验证人身和设备的安全。

中性点不接地、经消弧线圈接地和经高电阻接地系统中，发电厂、变电站电气装置保护接地的接地电阻应符合以下要求：

（1）高压与发电厂、变电站电力生产用低压电气装置共用的接地装置，接地电阻

$$R \leq 120/I \quad (10.2-55)$$

但不应超过  $4\Omega$ 。

（2）仅用于高压电气装置的接地电阻

$$R \leq 250/I \quad (10.2-56)$$

接地电阻应考虑到季节的变化，取按季节变化的最大值，不宜超过  $10\Omega$ ， $I$  为计算用的接地故障电流，A。

（3）采用消弧线圈的接地系统，接地装置的接地电阻按式（10.2-55）和式（10.2-56）计算，如果为装有消弧线圈的发电厂和变电站电气装置的接地装置，计算用的故障电流等于接在同一接地装置中同一系统各消弧线圈额定电流总和

的  $1.25$  倍；如果为不装消弧线圈的发电厂和变电站电气装置的接地装置，计算用的故障电流则取系统中断开最大一台消弧线圈或系统中最长线路被切除时的最大可能残余电流值。

（4）在高土壤电阻率地区，如果所要求的接地电阻在技术经济上极不合理时，接地电阻允许达到  $30\Omega$ ，但应确保接触电位差、跨频电位差满足要求。

发电厂和变电站的独立避雷针（含悬挂避雷线的构架）的接地电阻在土壤电阻率小于  $500\Omega \cdot \text{m}$  的地区不超过  $10\Omega$ ，在高土壤电阻率地区接地电阻不作规定，但应满足 GB 50064 中相应的规定。

发电厂的易燃油和天然气设施防静电接地的接地电阻不应超过  $30\Omega$ 。

在 DL/T 621—1997《交流装置的电气接地》规定，对于不同土壤电阻率地区，要求杆塔接地电阻值达到相应的标准。对有避雷线的架空电力线路杆塔的工频接地电阻要求见表 10.2-4。输电线路杆塔接地装置的接地电阻指在工频电流作用时，拆开避雷线所测量得到的电阻值，一般指夏季测量得到的数值。应当说明的是，表 10.2-4 中所列数值也能满足继电保护可靠动作的需要。例如，按照线路继电保护灵敏度的要求，当短路发生在杆塔上或有避雷线参与作用时，与避雷线连在一起的接地电阻不应大于  $50\sim 70\Omega$ 。如果按照单相自动重合闸有效性的要求，当单相接地发生在杆塔上或有避雷线参与作用时，其接地装置的电阻不应大于  $20\sim 80\Omega$ 。

此外接地装置的接地电阻还应按杆塔高度来规定。如果高度超过  $35\text{m}$ ，其接地电阻应取表 10.2-4 所列数值的  $1/2$ 。

表 10.2-4 有避雷线的架空电力线路杆塔的工频接地电阻要求

土壤电阻率 ( $\Omega \cdot \text{m}$ )	工频接地电阻 $R$ ( $\Omega$ )
100 及以下	10
100~500	15
500~1000	20
1000~2000	25
2000 以上	30 $\Omega$ ，或敷设 6~8 根射线（总长度不超过 500m），或连续伸长接地，阻值不作规定

## 7.2 测量小型接地装置接地电阻的简单方法

### 7.2.1 两点法

两点法指在接地极  $G$  和电流极  $C$  间施加测量电源，串入电流表测量电流  $I$ ，直接用电源的电压  $E$  作为  $G$ 、 $C$  两点间的电压，则接地电阻  $R = E/I$ ，如图 10.2-32 所示。显然其测量结果为待测接地极和测量电流极的接地电阻之和。两点法一般用在与待测接地极的接地电阻相比，电流极的接地电阻被认为可以忽略的情况。因此可以根据电源的电压  $E$ ，对电流表进行标定，这时直接从电流表上读出的数值即为待测接地极的接地电阻值。

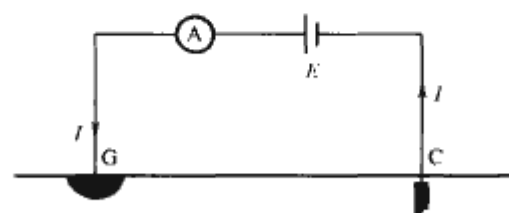


图 10.2-32 两点法测接地电阻原理图



两点法通常应用于有金属自来水管系统,且管道接头未经绝缘的建筑物单根垂直接地极接地电阻的测定。该水管即可作为辅助接地极,其接地电阻值假定为  $1\Omega$  数量级,与垂直接地极的最大允许接地电阻(通常为  $25\Omega$  数量级)相比应较低。显然对于接地电阻较低的垂直接地极,采用两点法的误差较大,但如果只需对接地电阻进行大致的估测,两点法则是可行的。

### 7.2.2 三点法

三点法测量时,采用两个试验电极 P 和 C。设两试验电极的接地电阻分别为  $R_2$  和  $R_3$ ,待测接地装置 G 的接地电阻为  $R_1$ 。采用前面的两点法分别测量两试验电极和接地装置三者中每一对的串联接地电阻,即分别测量 G、P、P、C 和 G、C 极间的接地电阻。测量得到的每对接地极间的接地电阻为  $R_{12}$ ,  $R_{13}$  和  $R_{23}$

$$\left. \begin{aligned} R_{12} &= R_1 + R_2 \\ R_{13} &= R_1 + R_3 \\ R_{23} &= R_2 + R_3 \end{aligned} \right\} \quad (10.2-57)$$

解上面的方程组可以求得

$$R_1 = (R_{12} + R_{13} + R_{23})/2 \quad (10.2-58)$$

因此借助测量每对电极的串联接地电阻值,可求得所测接地极的接地电阻值。如果两个试验电极的电阻较待测接地极的电阻大许多,则每项测量的误差将在最后的结果中放大许多。测量时,电极间必须相距一定距离,否则计算结果可能变得荒谬,如出现零电阻或负电阻。在测量单根接地极的接地电阻时,三个电极相互间的距离应至少为 5m,最好在 10m 或以上。这种方法也只能用于小型接地装置的接地电阻的粗略测量。对于具有较低电阻的较大面积的接地系统来说,如果需要高的精确度,则最好采用精度较高的测量方法。

## 7.3 三极法测量接地电阻的原理

### 7.3.1 三极法测量接地电阻的基本原理

三极法是一种经常采用的测量接地电阻的方法。三极法测量接地电阻的原理如图 10.2-33 所示,测量时设置一个电流极 C 和一个电位极 P,二者与接地装置 G 成三角形排列。将电流注入接地装置,测量该电流极和接地极与电位极间的电压。三极法由于一般采用电流表和电压表进行测量,所以又被称为电流—电压表法,在 ANSI-IEEE81—1983 中被称为电位降法。

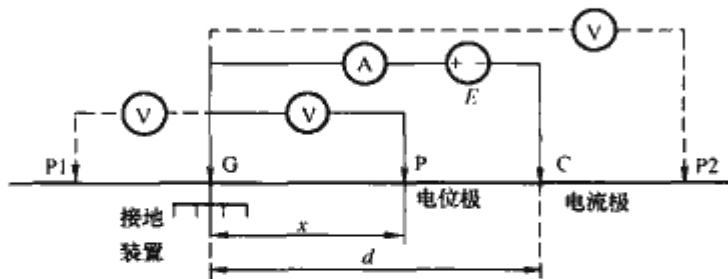


图 10.2-33 三极法测量接地电阻原理图

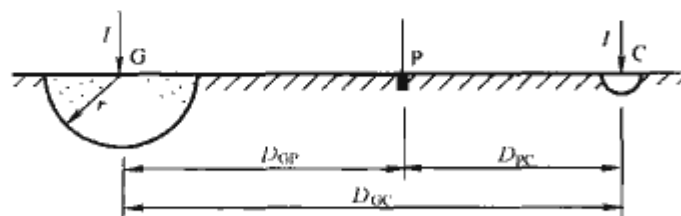


图 10.2-34 测量电极呈直线布置时  
测量半球接地极的接地电阻

合理地设置测量电极的位置是进行接地电阻测量的关键。当三电极在一条直线上时,以半径为  $r$  的半球接地极来说明测量电极的正确位置。如图 10.2-34 所示,在接地极和电流极间施加电流  $I$  时,电位极的电位为

$$V_P = \frac{\rho I}{2\pi r} \left( \frac{1}{D_{GP}} - \frac{1}{D_{PC}} \right) \quad (10.2-59)$$

显然,当  $D_{GP} = D_{PC}$  时,  $V_P = 0$ ,即接地装置与电流极连线的中部的电位为零。由于电流极的引入,将无穷远处的零电位面移到了电极连线的中部。因此可以将电位极设置在接地装置与电流极的连线的中部,直接测量接地装置和电压极间的电位差,即为接地装置对无穷远处的零电位点的电位。当向接地电阻为  $R$ 、半径为  $r$  的半球接地极施加电流  $I$  时,半球球的电位  $V_G$  为

$$V_G = \frac{\rho I}{2\pi r} = IR \quad (10.2-60)$$

但引入电流极时,从接地极和电位极间实际测量到的电位  $V'_G$  为

$$\begin{aligned} V'_G &= \frac{\rho I}{2\pi} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{D_{GC}} - \frac{1}{D_{GP}} + \frac{1}{D_{PC}} \right) \\ &= V_G - \frac{\rho I}{2\pi} \left( \frac{1}{D_{GC}} + \frac{1}{D_{GP}} - \frac{1}{D_{PC}} \right) \end{aligned} \quad (10.2-61)$$

实际测量得到的半球接地极的接地电阻  $R_M$  为

$$\begin{aligned} R_M &= \frac{\rho I}{2\pi} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{D_{GC}} - \frac{1}{D_{GP}} + \frac{1}{D_{PC}} \right) \\ &= R - \frac{\rho}{2\pi} \left( \frac{1}{D_{GC}} + \frac{1}{D_{GP}} - \frac{1}{D_{PC}} \right) \end{aligned} \quad (10.2-62)$$

因此有电流存在时,由于零电位面的移近,导致实际测量得到的结果偏小。为了保证测量结果的精确性,必须使式(10.2-62)右边的第二项为零,即

$$\frac{1}{D_{GC}} + \frac{1}{D_{GP}} - \frac{1}{D_{PC}} = 0 \quad (10.2-63)$$

导致接地电阻减小的实质是电流极存在时改变了接地极的电位分布,如图 10.2-35 所示为加入电流极前后半球接地极电位分布的对比图。

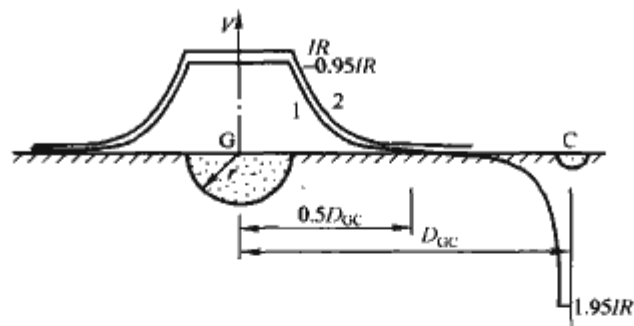


图 10.2-35 半球接地极和电流极在  
地面产生的电位分布

1—电流极存在时的电位分布;2—无电流极时的电位分布

### 7.3.2 远离法

为了确保测量结果精确,可以通过增大接地装置和电流极间的距离来满足式(10.2-60)的要求。当  $D_{GC} = 10r$ ,  $D_{GP} = 5r$  时,测量结果比实际值小 10%;当  $D_{GC} = 20r$ ,  $D_{GP} = 10r$  时,测量结果比实际值小 5%。 $D_{GC} = 10r$  时的测量结果在工程上是可接受的,即将电流极布置在离开接地装置  $10r$  的位置,电位极布置在接地装置和电流极之间的零电位面上。如果土壤不均匀,则零电位面就不一定在中间位置,这时需要移动电位极来寻找零电位面的位置,从图 10.2-35 可以看出,在零电位面附近的电位变化很小,因此移动电位极时,如果发现某区域的电位变化最小,即为零电位位置。



由于低电阻率区域的电场强度很小,在这个区域的电位变化也很小,测量时有可能将该区域作为零电位区域,因此远离法在土壤电阻率不均匀时可能导致很大的误差。

如图 10.2-33 所示,当电流  $I$  从接地装置  $G$  流入大地,从电流极  $C$  流回电源时,沿电极  $G, P, C$  方向电位曲线如图 10.2-36 所示。以待测接地极  $G$  为参考点测量地电位,为了便于分析,假定该  $G$  点电位为零电位。可以得出比值  $U/I=R$  随电位极与被测接地装置的间距  $x$  变化的曲线。电位极从待测接地极处开始,逐点向外移动,每一点测出一个阻抗值。画出接地电阻随间距变化的曲线,该曲线转入水平阶段的电阻值即当作待测接地极的阻抗值,由于这种经验方法仅在水平段非常分明时,其结果才比较正确,因此在应用时要特别仔细。

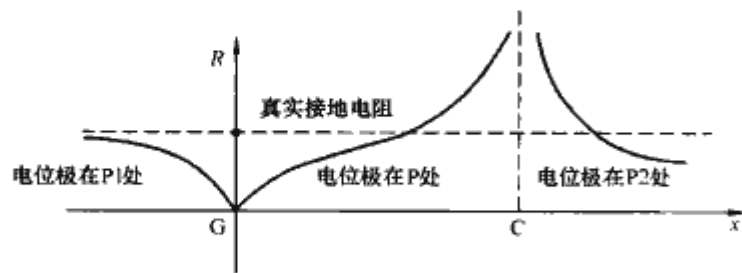


图 10.2-36 视在电阻  $R$  随电位极和接地极间的距离  $x$  的变化曲线

为了取得曲线的水平部分,应将电流极置于被测接地极作用范围以外。该作用范围有时被称为变电站接地范围,在该范围外,电流所引起的地电位升高可忽略不计。理论上,接地极的作用范围可延伸到无穷远,实际上由于该作用范围与待测接地极距离的多次幂成反比,其作用范围是有限的。在测试接地电阻为  $1\Omega$  及以下的接地网或多根深埋垂直接地极时,方考虑并测定其作用范围,如前所述,一般可取  $10r$  的范围。对于单根垂直接地极、杆塔基础(未与架空地线或地线相连)这样的小面积接地极,可按  $50m$  数量级的间距设置电流极,这在现场容易办到,此时接地极的作用可忽略。

对电位极与被测接地装置的电位降进行理论分析表明,将电位极  $P$  置于电流极  $C$  的另一侧时( $P_1$ 处),常常导致所测的视在电阻值小于实际电阻值。而当电位极置于电流极  $C$  同一侧,但远离该电流极时( $P_2$ 处),则在某一具体位置处可测得真实的接地电阻值。

然而应当强调的是,将电位极置于  $P_1$  位置可以将试验引线间的耦合效应大大减小。如果  $P_1$  和  $C$  间的距离相当大(相对于待测接地极),则有可能用此法得到待测接地装置  $G$  的真实接地电阻的下限值。

发变电站的地网面积很大,采用远离法进行测量时,需要很长的电流极和电位极引线。如果将电流极布置在离发变电站地网中心  $10r$  的位置,则能将测量误差控制在  $\pm 10\%$  以内。图 10.2-37 所示为远离法测量地网接地电阻时,工程中常用的测量电极布置图。

### 7.3.3 补偿法

对于大的接地网,满足上面要求的电流极与变电站之间的距离将很大,所要求的间距很难在实际测量中达到。因此曲线的水平部分很难得到,就要采用其他的分析方法,即将电位极放置在合适的位置,这时测量得到的接地电阻即为接地装置的真实接地电阻。下面的分析表明,存在一个可得出待测接地极真实接地阻抗的电位极位置。

三电极法测量接地电阻时在地网  $G$  和电流极之间施加电流,电流  $I_G$  流入地网,电流  $I_C$  流出电流极,可写出  $G, C$  和  $P$

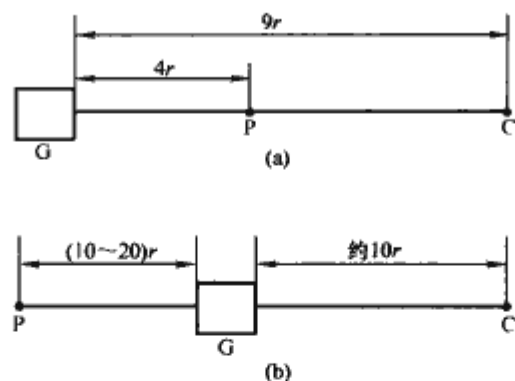


图 10.2-37 远离法测量地网接地电阻时常用的测量电极布置图  
(a) 电位极和电流极在同一侧;  
(b) 电位极和电流极不在同一侧

上的电位  $V_G, V_C$  和  $V_P$

$$\left. \begin{aligned} V_G &= R_G I_G + R_{GC} I_C + R_{GP} I_P \\ V_C &= R_{CG} I_G + R_C I_C + R_{CP} I_P \\ V_P &= R_{PG} I_G + R_{PC} I_C + R_P I_P \end{aligned} \right\} \quad (10.2-64)$$

式中:  $R_G, R_C$  和  $R_P$  为各电极的自电阻;  $R_{GC}, R_{GP}, R_{CP}, R_{PG}, R_{PC}$  和  $R_{CG}$  为各电极间的互电阻,流入地网和流出电流极的电流方向相反,即  $I_G = -I_C$ ,流过电位极的电流很小,可以认为  $I_P = 0$ 。另外由互换原理有  $R_{CG} = R_{GC}, R_{GP} = R_{PG}, R_{CP} = R_{PC}$ ,因此式(10.2-64)可简化为

$$\left. \begin{aligned} V_G &= R_G I_G + R_{GC} I_C \\ V_C &= R_{CG} I_G + R_C I_C \\ V_P &= R_{PG} I_G + R_{PC} I_C \end{aligned} \right\} \quad (10.2-65)$$

电位极  $P$  和地网  $G$  之间的电位差  $U$  为

$$U = V_G - V_P = I_G (R_G + R_{CP} - R_{GP} - R_{GC}) \quad (10.2-66)$$

则测量得到的接地网的接地电阻  $R$  为

$$R = \frac{U}{I_G} = R_G + R_{CP} - R_{GP} - R_{GC} \quad (10.2-67)$$

从式(10.2-67)可以看出,在测量得到的接地电阻  $R$  与接地网的真实接地电阻  $R_G$  之间存在误差

$$\Delta R = R - R_G = R_{CP} - R_{GP} - R_{GC} \quad (10.2-68)$$

式(10.2-68)表明,测量得到的接地网的接地电阻值将测量引线间的互电阻也包括在内,从而引入了测量误差。所谓接地电阻是指电流流经接地网向无穷远处自由流散时,接地点的电位(以无穷远处为参考点)与流过接地极的电流之比,但在测量接地电阻时不可能将电流极和电位极布置在无穷远处,这时电流就不能向周围土壤自由流动,而是受到电流极位置的影响,这将导致地下电场分布发生畸变,从而造成测量误差。为了得到接地网的真实接地电阻,必须使测量误差  $\Delta R$  等于 0,因此要寻找合适的电流极和电位极的布置方式。

当采用图 10.2-33 所示的直线法时,如果接地装置  $G$  和电流极  $C$  是半球形,且其半径与  $x$  和  $d$  相比甚小,土壤又是均质的,且坐标轴的原点位于半球  $G$  的中心,则各电极间的互电阻为

$$\left. \begin{aligned} R_{GC} &= \frac{\rho}{2\pi D_{GC}} = \frac{\rho}{2\pi d} \\ R_{GP} &= \frac{\rho}{2\pi D_{GP}} = \frac{\rho}{2\pi x} \\ R_{CP} &= \frac{\rho}{2\pi D_{CP}} = \frac{\rho}{2\pi(d-x)} \end{aligned} \right\} \quad (10.2-69)$$

要使测量误差为 0,则必须使  $\Delta R$  为 0,即

$$R_{CP} - R_{GP} - R_{GC} = 0 \quad (10.2-70)$$

联立上面两式, 有

$$\frac{1}{d-x} - \frac{1}{d} - \frac{1}{x} = 0 \quad (10.2-71)$$

则电位极的位置  $x=0.618d$ , 说明当三个测量电极呈直线布置时, 只需将电位极布置在距离接地网中心  $0.618D_{GX}$  处, 就可以使测量误差  $\Delta R=0$ , 这就是通常所说的 0.618 法则。如果电位极 P 位于图 10.2-33 中 P1 处, 则式 (10.2-71) 中的  $d-x$  应该为  $d+x$ , 此时方程仅有复数根。如果电位极 P 位于电流极外侧的 P2 处, 则式 (10.2-71) 中的  $d-x$  应该为  $x-d$ , 这时的  $x=1.618d$ , 即电位极位于距离接地装置  $1.618d$  的位置。

三极法适用于各种接地电阻的测量。大地网的接地电阻小于  $0.5\Omega$  时, 其电抗分量可能较大, 因此所测得的值是阻抗, 虽然在术语上仍称为电阻。

前面的分析表明, 采用 0.618 法则进行接地电阻测量时, 应满足以下条件:

(1) 有十分均匀的土壤。

(2) 有足够大的电极间距, 以便电极可以看成半圆形的结构。

另外还要确定测量间距的参考原点。对于半圆形的接地极, 原点是接地极中心。对于大接地系统, 有些专家提出了“电气中心”的概念, Tagg 根据电气中心的概念还提出了均质土壤大接地系统阻抗测量方法。然而要说明的是, 还没有证据表明该电气中心是一个像重心那样受到电流极位置和特性影响的物理常数。

通常取得满意测量结果的最好保证是得到可使互阻足够小、并使电位降曲线变平的间距。三极法的主要优点是电位极和电流极的电阻可比待测接地极电阻大, 而实质上又不影响测量精度。

前面已经说过, 测量误差是由于电流极不能布置在无穷远处引起电场的畸变造成的。在电流回路的两个电极之间布置电位极之后, 电流在地中引起的电位分布如图 10.2-38 所示, 从图中可以看出在接地装置和电流极之间存在一个零电位面, 因此如果将电位极布置在零电位面上, 则可消除电流极不能布置在无穷远处引起的电场畸变的影响。

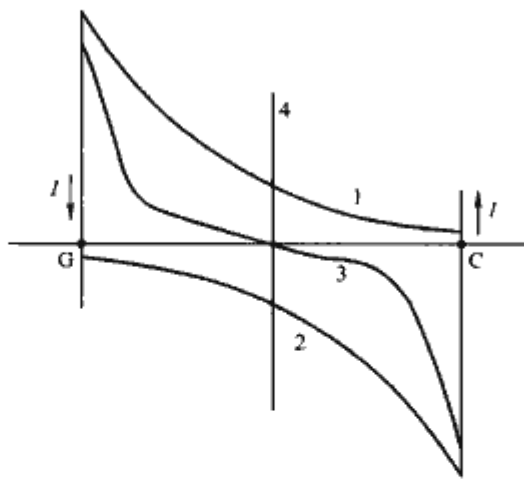


图 10.2-38 三电极直线布置时地中的电位分布曲线  
1—电极 G 的电位分布曲线; 2—电流极 C 的电位分布曲线;  
3—合成电位分布曲线; 4—零电位面

从图 10.2-38 可以看出, 由于电流极 C 处于有限距离, 一般  $D_{GC}=10r$ ,  $r$  为接地网的半径。当电位极 P 处于零电位面时, 即  $D_{GP}=0.5D_{GC}$  时, 测量得到的电阻为

$$R = R_A \left( 1 - \frac{r}{D_{AB}} \right) \quad (10.2-72)$$

可见, 由于电流极处于有限距离的位置, 使测量得到的

接地电阻  $R$  比接地网的真实接地电阻  $R_G$  小, 并且与  $r/D_{GX}$  的大小有关。为了补偿测量误差, 电位极不能处在零电位面上, 而应靠近电流极一些, 使 G 和 P 的电位差增大, 当  $D_{GP}=0.618D_{GC}$  时, 电位差的增量恰好补偿了电流极 C 的存在使地网电位下降的数值, 从而测得接地网的真实接地电阻。因此电流电位极呈直线布置的 0.618 法则也称为补偿法。

现场通常采用的三极法的布线方式有两种: 图 10.2-33 所示的三电极布置在一条直线上的直线法, 图 10.2-39 所示的电流极和电位极呈夹角布置的夹角法。

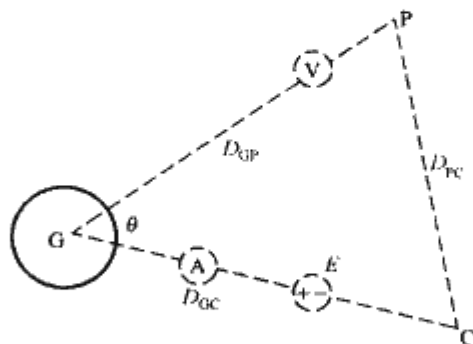


图 10.2-39 现场测量接地电阻的三角形布置原理图

当采用图 10.2-39 所示的等腰三角形布置电极时, 接地装置 G 的电位  $V_G$  与电位极的电位  $V_P$  的电位差  $U$  为

$$U = V_A - V_C = \frac{\rho I}{2\pi} \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{D_{AB}} \right) - \frac{\rho I}{2\pi} \left( \frac{1}{D_{AC}} - \frac{1}{D_{BC}} \right) \quad (10.2-73)$$

则测量得到接地电阻  $R=U/I$  为

$$R = \frac{\rho}{2\pi} \frac{1}{r} - \frac{\rho}{2\pi} \left( \frac{1}{D_{AC}} - \frac{1}{D_{BC}} - \frac{1}{D_{AB}} \right) \quad (10.2-74)$$

式 (10.2-74) 右边的第 1 项为半球接地装置的真实接地电阻, 第 2 项为接地电阻的测量误差  $\Delta R$ , 要使测量得到的接地电阻为接地装置的真实接地电阻, 则要使  $\Delta R=0$ , 采取等腰三角形布置电极时,  $G_{GP}=D_{GC}$ , 由图 10.2-39 可以得到  $\Delta R=0$  的关系式

$$\frac{1}{\sqrt{D_{AC}^2 + D_{AB}^2 - 2D_{AC}D_{AB}\cos\theta}} - \frac{1}{D_{AB}} - \frac{1}{D_{AC}} = 0 \quad (10.2-75)$$

解上面的方程可得  $\theta=29^\circ$ , 即采用三角形电极布置时, 使电流极和电位极的夹角为  $29^\circ$  时能消除测量误差。

从直观上看, 采用等腰三角形电极布置时, 零位面在夹角等于  $60^\circ$  的地方, 但此时会造成测量误差。如果将电位极移至夹角为  $29^\circ$  处, 补偿一些电压值, 则使测量准确。这种测量方法称为夹角补偿法。

值得注意的是, 上述理论分析都是以接地极为点电极, 即其半径趋于 0 时的条件下进行的。实际上接地网的半径  $r$  较大, 即使采用 0.618 法则也会带来误差。根据试验和理论分析, 推荐采用 0.64 法或  $25^\circ$  角法。

另外补偿法虽然能大大缩短测量引线的长度, 但测量结果往往受土壤不均匀性的影响, 因此在条件允许时应尽量采用远离法。图 10.2-40 所示为补偿法测量变电站接地电阻时的电极布置图。

#### 7.4 利用三极法测量接地电阻

采用三极法测量接地电阻的方法按采用电源的性质分为直流和交流两种; 按采用测量仪表的类型可分为电压—电流表法、电流—功率表法、比率计法和电桥法等。



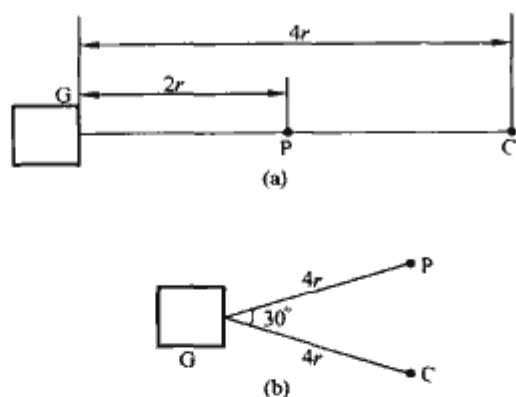


图 10.2-40 补偿法测量变电站接地电阻时的电极布置图

- (a) 电流极与电压极呈直线布置;  
(b) 电流极与电压极呈夹角布置

#### 7.4.1 电压—电流表法

采用电压—电流表法测量接地电阻的试验接线如图 10.2-41 所示。这是一种常用的方法，施加电源后，同时读取电压值  $U$  和电流值  $I$ ，则可计算出接地电阻  $R=U/I$ 。测量采用的电压表要求具有高内阻。

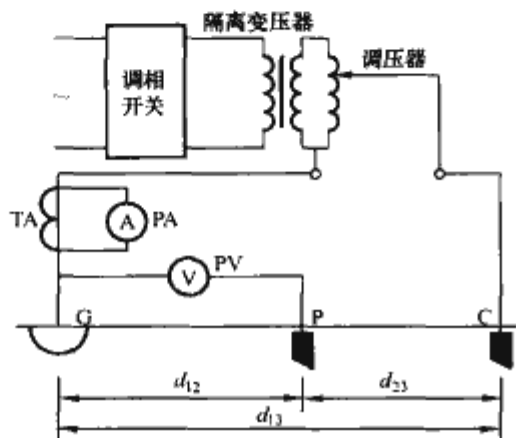


图 10.2-41 电压—电流表法测量接地电阻的测试接线

G—接地网；P—电位极；C—电流极；TA—电流互感器

采用电压—电流表法测量发电厂和变电站的接地电阻的接线布置如图 10.2-42 所示。电极直线布置时，一般取电流极 C 距离地网边缘之间的距离  $d_{13}$  为  $(4\sim5)D$ ，以便有一个电位分布较为平缓的区段，布置电位极 P 时，应能减小测量误差， $d_{12}=0.6d_{13}$ 。测量时将电位极沿接地网与电流极连线方向移动三次，每次移动的距离为  $d_{13}$  的 5% 左右，三次测得的接地电阻的差值小于 5% 时即可。然后取此三个测量值的平均值作为接地网的接地电阻。

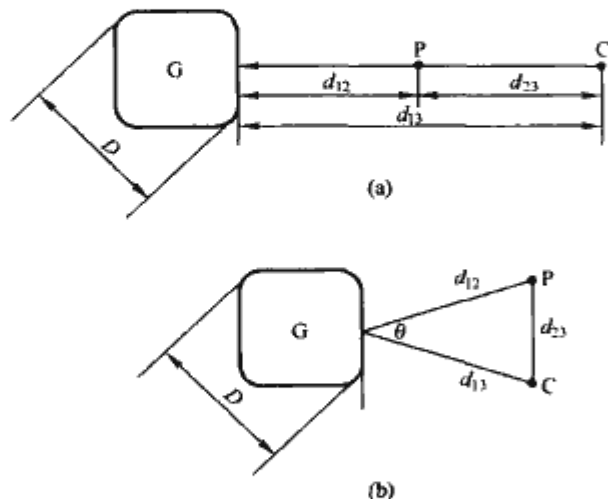


图 10.2-42 测量发电厂和变电站的接地电阻的接线图

- (a) 电极直线布置；(b) 电极三角形布置  
 $D$ —接地网的最大对角线长度

如果  $d_{13}$  取  $4D\sim5D$  有困难时，在土壤电阻率较均匀的地区可取  $d_{13}=2D$ ， $d_{12}=1.2D$ ；土壤电阻率不均匀的地区可取  $d_{13}=3D$ ， $d_{12}=1.7D$ 。电极三角形布置时，一般取  $d_{12}=d_{13}\geq 2D$ ，夹角约为  $30^\circ$ 。

#### 7.4.2 电流表—功率表法

当缺乏量程较小的电压表时，测量发电厂和变电站的接地电阻可采用图 10.2-43 所示的电流表—功率表法，图中 PW 为功率表。此时被测接地极的接地电阻  $R$  可由下式计算得到

$$R = \frac{P}{I^2} \left( 1 + \frac{R_P}{R_W} \right) \quad (10.2-76)$$

式中： $P$  为功率表的读数，W； $I$  为电流表的读数，A，当接有电流互感器时，应考虑互感器的变流比； $R_P$  为电位极的接地电阻， $\Omega$ ； $R_W$  为功率表电压线圈的内阻， $\Omega$ 。如果  $R_W/R_P$  远远大于 50，接地网的接地电阻可以简单地估算为  $R=P/I^2$ 。

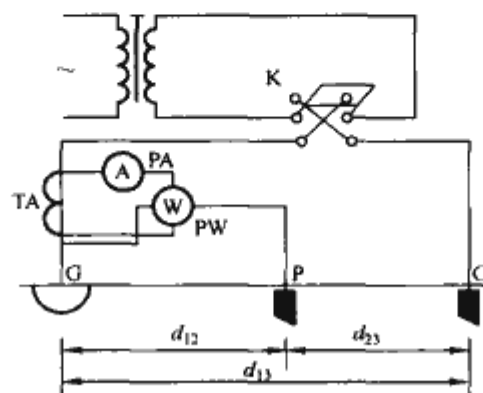


图 10.2-43 电流表—功率表法测接地电阻的接线示意图

#### 7.4.3 比率计法

比率计法又称流比计法，其试验接线如图 10.2-44 所示，用流比计（或比率计）法测接地电阻的仪器型号有 MC-07，MC-08 和 L-8。另外多挡电阻表的工作原理也基本相同。

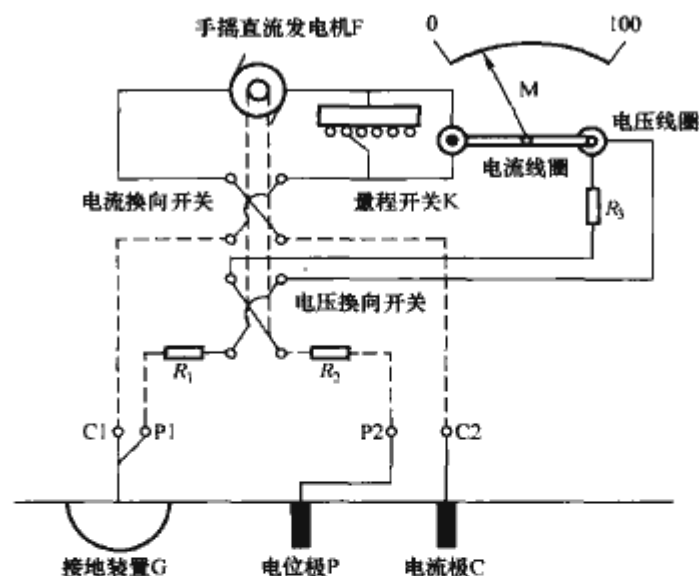


图 10.2-44 比率计法测接地电阻接线图

P1, P2, C1, C2—测试仪器的出线端子；M—指针

图 10.2-44 中，虚线表示交流回路，实线表示直流回路。手摇直流发电机送出的电流被电流换向开关周期性反向，在待测接地装置 G 和电流极 C 间的大地中流过。在 G 和电位极 P 之间的电位降被电压换向开关换向。电位换向开关与电流换向开关同轴，因此两者同步动作。表计的线圈在永久磁铁磁场中转动，电流线圈产生的力矩使指针转向零

电位, 而电压线圈产生的力矩使指针转向高位读数。通过这两个线圈的电流分别对应流过待测接地极的电流和电压降, 因此该仪表的刻度可按欧姆为单位进行分档。

将端子 P1 和 C1 (以及 P2 和 C2) 连在一起, 该仪表即成为两端子电阻表, 可用于各种电阻测量。对于接地电阻大于  $1\Omega$  的情况, 可将 P1 和 C1 端子连在一起, 通过一条共同的引线接到待测接地装置。

测量时, 比率计的指针 M 的偏转角度  $\alpha$  与流过电流线圈的电流  $I_1$  和电压线圈的电流  $I_2$  的比值有关, 即

$$\alpha = f\left(\frac{I_1}{I_2}\right) = f\left(\frac{K}{R}\right) \quad (10.2-77)$$

式中:  $R$  为被测接地装置的接地电阻;  $K$  为常数, 其值由电压回路电阻  $R_3$  以及该回路的其他所有串联电阻、电位极的接地电阻以及改变量程的可变电阻决定。

从式 (10.2-77) 可以看出, 指针 M 的偏转角度为被测接地电阻  $R$  的函数。仪器的刻度盘用标准电阻进行标定后, 能直接从表盘上读出被测接地电阻值。

比率计型接地电阻测试仪的电源由手摇发电机 F 供给 175V 的直流电压, 经机械换流计变换为 350V 的交流电压。

仪表中的同步换向开关 (电流和电压同时换向) 使电压回路对杂散电压变得不灵敏。在大多数情况下, 手摇转速能消除较大的杂散电压效应。但在接地电阻小于  $0.5\Omega$  而杂散电压大于 10V 的极端情况下, 通过手摇转速取得正确的读数可能会有困难。

#### 7.4.4 电桥法测工频接地电阻

采用电桥法测量接地电阻的桥式电路如图 10.2-45 所示。在桥式电路中从交流电源输出的电流通过两条并联回路。下层回路由固定电阻  $r_2$ 、待测接地极 G 和电流极 C 组成。上层回路由固定电阻  $r_1$  和可调滑线变阻器  $r$  组成, 在变阻器上有两个滑触头 Sa 和 Sb 与其接触。因此电源电流通过两个并联支路,  $I_1$  经  $r_1$  和  $r$  返回,  $I_2$  经被测接地极、大地和电位极及部分  $r$  返回。

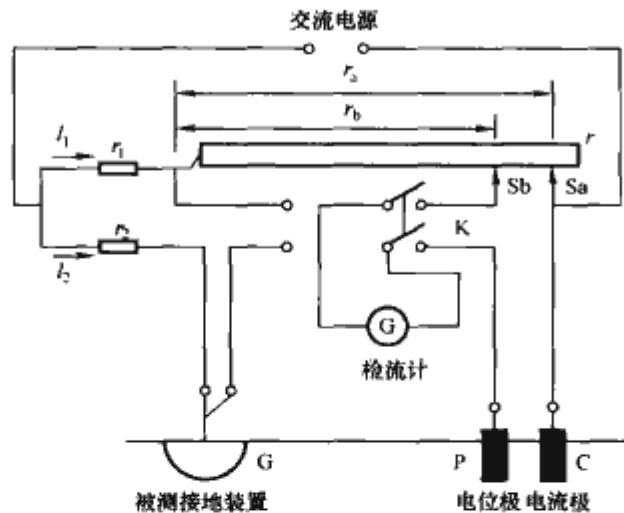


图 10.2-45 电桥法接地电阻测试仪测量接地电阻时的接线原理图

$r_1$ 、 $r_2$ —固定电阻;  $r$ —具有两个滑线端头的可调滑线变阻器

采用电桥法测量接地电阻时需进行两次平衡。第一次平衡时, 检流计 G 的开关向左闭合时, 调整触头 Sa, 使检流计指示为 0, 这时电桥达到平衡。平衡时两条回路的电流反比于电阻  $r_2$  和电阻  $r_1$ , 即

$$I_1 r_1 = I_2 r_2 \quad \text{或} \quad \frac{I_1}{I_2} = \frac{r_2}{r_1} \quad (10.2-78)$$

第二次平衡时检流计开关向右闭合, 调整触头 Sb, 使检流计指示为 0。此时接地装置 G 和电位极 P 之间的电位降等于滑线变阻器  $r_b$  部分的电位降, 电桥第二次平衡后, 电桥 1

和 2 之间的电压降为

$$I_1(r_1 + r_2) = I_2(r_b + R) \quad (10.2-79)$$

联立式 (10.2-78) 和式 (10.2-79), 平衡时有式 (10.2-80) 成立

$$R = r_b \frac{r_2}{r_1} \quad (10.2-80)$$

将 Sb 所滑的刻度按  $R$  标定, 从而可直接读出被测接地极的接地电阻。

在测试高阻土壤时, 交流电源可以是由电池驱动的振子电源, 而检流计可以是电话听筒或固态检测器。蜂鸣器的声音即使在交流杂散电流引起较大背景噪声时也能辨别出和平衡掉。电位极 P 的接地电阻的作用仅仅是降低检流计的灵敏度。电流极 C 的接地电阻过大可能限制所测电阻的量程。电位极 P 和电流极 C 的位置应按三极法测量接地电阻时的电极布置原则来确定。

#### 7.4.5 电位计法测量工频接地电阻

如图 10.2-46 所示为电位计型接地电阻测试仪测量接地电阻时的接线原理图。调节滑线电阻  $r$ , 使检流计 G 的指针指到 0 (或接近 0), 此时

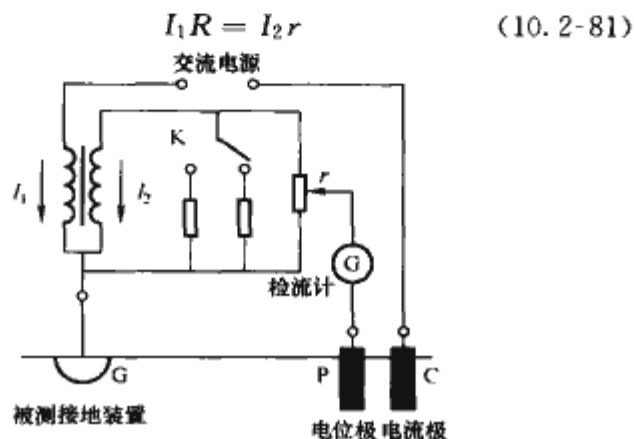


图 10.2-46 电位计型接地电阻测试仪测量接地电阻时的接线原理图

平衡时有

$$R = \frac{I_2}{I_1} r \quad (10.2-82)$$

在实际的电阻仪中, 取  $kI_2/I_1 = n$ , 其中  $k$  为倍率电阻并联系数,  $n$  为电桥倍率, 则有

$$R = nr \quad (10.2-83)$$

测量时, 调节滑线电阻  $r$ , 使检流计中的电流为零 (或接近零), 从刻度盘上读取电阻值, 乘以所选择的倍率  $n$ , 即为被测接地电阻  $R$ , 倍率  $n$  由切换开关 K 决定。

#### 7.4.6 单平衡变压器测接地电阻

单平衡变压器是利用单平衡原理进行工作的, 采用单平衡变压器进行桥式测量的原理如图 10.2-47 所示。仪器内有一驱动振子的干电池, 该振子有两对接点。第一对接点用于翻转变压器一次电流的方向, 该变压器的输出电流流过电流极和待测接地极。第二对接点给出平衡检流计的显示方向, 以指示滑线电阻刻度盘的读数。调节滑线电阻的触头, 使触头与电位极等电位, 检流计指示为零。该滑线电阻可与扩程器配合刻成电阻刻度, 扩程器由比率变阻器  $R_1$  的一端电阻与被测接地装置的接地电阻形成比例关系。在平衡时电位极回路的电流可忽略不计, 因此电位极的电阻不会影响测量精度, 但对检流计的灵敏度会有一些影响。

该仪表对杂散电流不敏感, 但在接地电阻小于  $0.5\Omega$  而杂散电压大于 10V 的极端情况下, 会造成测量误差。

单平衡变压器、电桥以及采用比率计原理的多挡电阻表



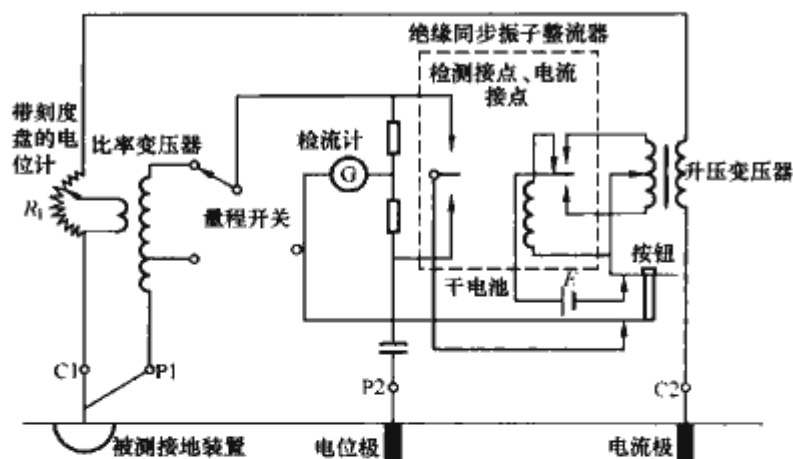


图 10.2-47 单平衡变压器桥式测量原理

可以配备一种称为防护端子的第五端子，如果测量时测量电极的接地电阻较高，通过仪器的泄漏电流会使灵敏检流计产生微小的偏移，从而引起错误的读数，该防护端子可将这些泄漏电流旁路入地，以消除这种误差。

### 7.5 影响三极法测量结果的因素

前面介绍的测量接地电阻的方法，在一定条件下其测试结果是可信的。但实际情况错综复杂，不可能完全满足精确测量所要求的条件，这就给测量带来了误差。影响测量的因素很多，如地下地质的分布可能存在横向断面变化，例如出现悬崖、陡坡或陡坎空间等，进行土壤电阻率或接地电阻测量时，测量电极之一可能跨越不同电阻率的地质，使地中电流分布发生畸变。对已经投入运行的接地网进行现场测量时，可能存在零序电流的干扰，与变电站相连的架空地线对测量时注入地中电流的分流作用，以及测量引线间或它们与架空线间存在的互感等都会影响测试结果准确度。

测量时接地极到远方大地的接地电阻的计算值或理论值与所测值可能相差较大，其原因有：

- (1) 计算接地电阻所用的方法不合适。
- (2) 测量时的土壤条件不同，即测量时的土壤电阻率与计算时所采用的土壤电阻率不同。
- (3) 土壤电阻率测量不准或测量范围较小，如试验的次数不够、数据分散、电极间距和所用仪器不合适。
- (4) 邻近的土壤中埋入金属结构和接地线，可能转移了一定的试验电流。

为了减少土壤电阻率和接地电阻之间的不对应程度，建议在相似气候和湿度条件下进行土壤电阻率和接地电阻的测量。

如果所测的数值作为设计接地极的依据，则应在各种气候条件下测量。这将有助于设计人员建立最极限的条件，特别对于受季节条件影响较大的小型接地装置更有必要。

#### 7.5.1 工频干扰的影响及消除

工频干扰主要是由于电力系统的不平衡电流  $I_0$ （即零序电流分量）在被测接地网上的工频压降造成的。有时此种干扰电压可高达 5~10V，可见干扰电压  $U_0$  的影响是不容忽视的。

可采取倒相法来消除工频干扰电压引起的测量误差，如图 10.2-48 所示，通过倒相开关改变注入地网的测量电流的极性，在保持注入地网的电流  $I$  不变的情况下，在正、反极性下分别测得电压  $U_1$  和  $U_2$ ，由于干扰电压  $U_0$  与  $U_1$  或  $U_2$  不同相位，需要采用相量法来求出被测地网的实际电压  $U = IR$ ，如图 10.2-48 所示，可计算得到地网的实际电压  $U$  为

$$U = \sqrt{\frac{U_1^2 + U_2^2 - 2U_0^2}{2}} \quad (10.2-84)$$

实测接地电阻  $R$  为

$$R = \frac{U}{I} = \sqrt{\frac{U_1^2 + U_2^2 - 2U_0^2}{2I^2}} \quad (10.2-85)$$

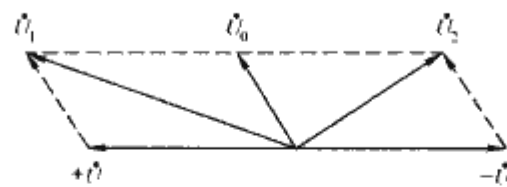


图 10.2-48 倒相法测量地网接地电阻时的被测电压的相量图

$U_0$ —在不合开关时测得的干扰电压； $U_1, U_2$ —电流极性

不同时测得的电压； $U$ —被测接地网的实际电压

为了减小干扰电压  $U_0$ ，在现场测量中还可以采取如下具体措施：

- (1) 采用单独的中性点不接地的变压器供给测量电源。
- (2) 提高被测地网的测量电流  $I$  以提高其对电位极的压降，降低干扰电压的影响。当试验电源的容量一定时，可采用降低电流极  $C$  的接地电阻的办法来增大电流。
- (3) 断开用接地网及零线作回路的单相负荷。
- (4) 临时断开与地网连接的低压系统的电源中性点，以防地电位抬高后可能对低压电气设备造成反击。
- (5) 在变电站或发电厂投入运行后，测量其接地网的接地电阻时，应尽可能使变电站或发电厂运行在最小方式下以降低流经中性点的电流。
- (6) 使测量用的电位极和电流极的引线远离架空输电线。

#### 7.5.2 电位极和电流极引线间的互感的影响及消除

这主要指采用电位极和电流极直线布置时的接地电阻的测试方法。如采用三角形布置，参见图 10.2-42 (b)，在电位极与电流极的夹角  $\theta$  为  $30^\circ$ ， $d_{13} = d_{12}$  的情况下，满足  $d_{13} \geq 10m$  就可以减小电位极与电流极引线间的互感电动势的影响，但采用这种方法时，如果采用架空线作测量引线，则需要涉及两回输电线路的停电，而且不易使其夹角为  $30^\circ$ 。

在采用直线布置测量大型地网接地电阻时，由于地网面积比较大，地网对角线  $D$  的长度可达几百米，当采用 (4~5)  $D$  时，电流线长度需要 9km，如果采用一条停电架空线中的一相作电流线，另一相作电压线，由于两者在很长范围内平行，其互感电动势造成的误差较大。

两条平行线间的互感  $M$  (H/m) 可采用下式估算

$$M = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_g}{D} \quad (10.2-86)$$

式中： $D$  为平行线间的距离，m； $D_g$  为导体在地中镜像距离，m； $D_g = 80\sqrt{\rho}$ 。

显然，在有互感影响的情况下，应用倒相法测得的电压  $U$  将是地网实际电压  $IR$  与互感压降  $\omega MI$  的矢量和，即

$$R = \sqrt{\frac{U^2 - (\omega MI)^2}{I^2}} \quad (10.2-87)$$

互感  $M$  的估计值将直接影响到测量的精度。一般可以采用四极法来消除互感和接地装置中干扰电流的影响，这将在下面介绍。

#### 7.5.3 土壤电阻率不均匀的影响

影响接地电阻测量结果的因素很多，有些是不可能采用倒相法来消除的，如高频干扰或无线电干扰，如果采用增大试验电流的方法可能会受到试验电源容量的限制。而且当注入电流很大时还存在人身安全问题。如果干扰电压在测量时随机变化，还会引起指针摆动，无法进行读数。在测量时还



可能遇到土壤电阻率横向变化及大地的集肤效应、激发极化效应引起的测量异常现象。

在现场测量接地电阻时,在被测地网 G 以及电极 C 和 P 的布置范围内,地电阻率常常是不均匀的。经过大量的试验和理论分析表明:

(1) 大地具有 1 个或 3 个剖面结构时,采用 0.618 法则布置电极进行测量存在测量误差,误差随土壤电阻率不均匀度的增加而增大。

(2) 在被测接地网 G 与电位极 P 之间,或电位极 P 与电流极 C 之间如果存在有一条高电阻率的地层,采用 0.618 法则布置电极存在极大的测量误差。因为 0.618 法则的理论是建立在均匀土壤电阻率之上的,当地下地质不均匀时必然导致测量误差。所以在现场测量时要适当改变电位极 P 的位置,并前后移动两次,每次测量误差不超过 5% 时,取此三个值的平均值即为测量值。

## 8 光谱法在电气绝缘领域的应用

### 8.1 概述

在各种电气设备中,往往由于出现故障而导致设备运行的状态发生异常,传统的巡视检查通常采用目测的方法,通过可见光观察设备外观的变化,对设备故障进行诊断。但实际上很多故障源表现为不同的辐射方式,无法通过可见光发现。近年来随着光电技术的进步,发展出红外、紫外以及 X 射线等不同的光谱分析方法。

### 8.2 红外测量在电气设备测试中的应用

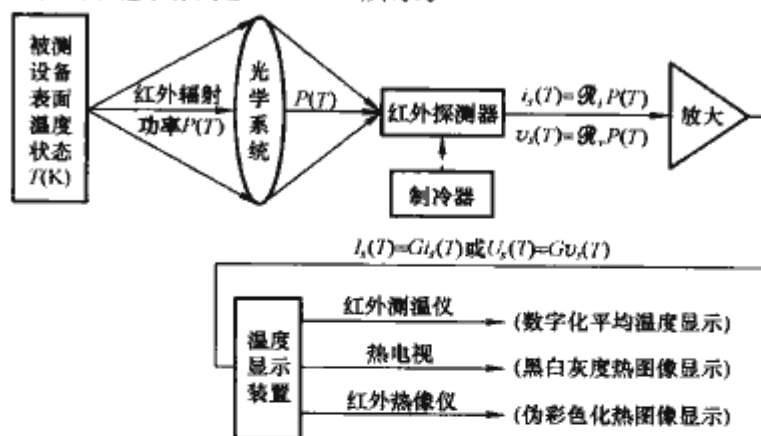
所有物体都会产生红外辐射能量,而且物体的温度越高,发射的红外辐射能量越强。红外辐射是波长在  $0.75 \sim 1000 \mu\text{m}$  范围内的电磁波,通常将波长在  $0.75 \sim 3 \mu\text{m}$  范围内的电磁波称为近红外,而  $3 \sim 6 \mu\text{m}$ 、 $6 \sim 15 \mu\text{m}$ 、 $15 \sim 1000 \mu\text{m}$  范围内的电磁波则分别称为中红外、远红外和极远红外。

许多电气设备故障往往都以设备相关部位的温度或热状态变化为征兆表现出来。导致电气设备局部过热的主要原因包括:①导电回路存在大量接头、触头和连接件,如果由于某种原因引起导电回路连接故障,就会引起接触电阻增大,当负荷电流通过时,就会导致局部过热;②当设备绝缘发生劣化时,将会引起绝缘介质损耗增大,在运行电压作用下较大的泄漏电流会在绝缘表面形成局部高温区域;③具有导磁回路的电气设备,由于磁饱和、漏磁或铁心片间绝缘损坏造成涡流损耗增大,也会导致局部过热;④还有些电气设备因故障而改变电场分布状况或泄漏电流增大,同样会导致设备运行中出现温度分布异常;⑤电机因润滑不良引起磨损,也会导致轴系过热。总之,很多电力设备故障往往都以设备相关部位的温度或热状态变化为征兆表现出来。

检测电力设备运行中发射的红外辐射能量,就可以获得电力设备表面的温度分布状态及其包含的设备运行状态。由于电力设备故障的性质、发生部位和严重程度不同,在设备表面不仅会产生不同的温升值,而且会形成不同的温度场空间分布。

电力设备运行状态的红外检测,实质上就是对设备发射的红外辐射进行探测并显示处理的过程。在该过程中,设备发射的红外辐射功率经大气传输、衰减后,由检测仪器的光学系统接受并聚焦到红外探测器上,探测器将目标的红外辐射信号功率转化为电信号,经进一步放大处理后,以数字或二维热图像的形式显示设备表面的温度值或温度场分布。探

测原理示意图如图 10.2-49 所示。



在电气设备红外检测中,常用的基本仪器包括红外辐射测温仪、红外行扫描器和红外热像仪。这些仪器的功能各异,复杂程度和成本也有较大差距。红外测温仪是一种非成像型红外检测仪器,只能测量设备表面上目标测点周围确定面积范围内的平均温度。红外行扫描器是通过探测器对目标进行一维单线行扫描,将反映景物的一维温度分布热模拟迹线叠加在景物的可见光图像上。红外热像仪则是通过光学—精密机械的运动,完成对目标的二维扫描并摄取目标红外辐射成像的装置。在确定的光谱范围内,物体发射的红外辐射功率是温度的函数。因此,只要测量物体的辐射功率,原则上就能推测出物体的温度状态。但由于不同物体的光谱发射率  $\epsilon(\lambda, T)$  不尽相同,因此即使在温度和表面积完全相同的情况下,它们的辐射功率也并不相同。为了克服这种不确定性,必须了解被检测设备表面的发射率,以便对检测结果进行修正。

电力设备运行状态下,检测仪器探测到的红外辐射,不仅包括被测电力设备相应部位自身发射的红外辐射,还包括设备其他部位和周围环境的背景辐射。为了减小背景辐射的影响,除选择无阳光照射时间进行检测或采用遮挡措施避开周围背景辐射外,更有效的主动措施是选择合适的检测距离与仪器视角进项检测。原则上任何红外仪器都可以检测无穷远处物体的辐射,但如果距离过远,就会严重影响检测结果的可靠性。这主要是由于一方面大气衰减随距离增加而增大,另一方面会有更多的背景辐射进入视场干扰检测。

电气设备故障的红外特征参数诊断,是通过将红外检测提取的设备状态特征温度值与允许值相比较完成的。通过对电气设备内部故障的传热分析与模拟试验研究,并结合大量现场检测统计分析,人们已逐渐掌握了各类电气设备不同故障发热的热场分布规律与表面红外热像特征。当电气设备未投入运行时,其表面温度与周围环境温度相同。当设备投入运行后,即使在正常状态下,因负载电流和电压作用产生的铜损、铁损和介质损耗,会引起设备内部发热,这种内部热量经过一定的传热路径,使设备外表面温度发生变化。当设备内部发热量与向周围大气散失的热量相等时,设备外表面处于热平衡状态,表面温度达到稳定值。

假如由于某种原因使损耗增大,导致设备内部发热量增加,则同时也会提高设备表面相对于大气的稳定温升。显然对于不同性质的内部损耗,设备的内部发热功率和表面形成的温升也不一样;对于同一属性的内部损耗,形成的表面稳定温升越高,表明内部损耗越严重或内部发热量越大。而设备发热状况的异常程度,正是设备运行状态正常与否的标志。

### 8.3 紫外测量在电气设备测试中的应用

在高压设备发生电离放电时,根据电场强度的不同,会



产生电晕、闪络或电弧。当电子释放能量时，会辐射出光波和声波，还有臭氧、紫外线、微量的硝酸等。

紫外成像就是利用特殊的仪器接收放电产生的紫外线信号，经处理后成像并与可见光图像叠加，达到确定电晕的位置和强度的目的，从而为进一步评价设备的运行情况提供依据。

紫外线的波长范围是 40~400nm，太阳光中也含紫外线，但由于地球的臭氧层吸收了部分波长的紫外线，实际上辐射到地面上的太阳紫外线波长大都低于 240nm 的波长区间。

空气中的氮气电离时产生紫外线的光谱大部分波长在 240~400nm 的区域内，处于太阳盲区内，若能探测到，只可能是来自地球上的辐射。紫外成像仪就是利用这一段太阳盲区，通过安装特殊的滤镜，使仪器工作在紫外波长 240~280nm 之间，从而在白天也能观测电晕。

高压架空输电线路的输电距离长，且多经过森林、河流、高山、峡谷等交通困难之处，无法采用常规的检测方法。为此世界各国应用直升飞机携带红外及紫外成像系统对输电线路进行航空测量，同时还可装载可见光摄像装置巡检线路其他设施和部件的情况。航测的内容包括外观缺陷、过热缺陷和绝缘子缺陷。为便于跟踪目标和获得稳定清晰的图像，需保证红外/紫外成像仪和可见光摄像机在航行过程中相对于空间保持其稳定。目前航测已逐渐成为电力系统常用的巡线方式。

### 8.4 X 射线

在测量局部放电时，使用 X 射线辅助激励，人为地在间隙和油中增加起始电子的数量，减少放电的统计时延，使在较低的电压下发生持续的放电，从而使放电信号的强度和频度都大大增强，可以使测量的准确性和灵敏度得以提高。

由于 X 射线的激励是人为控制的，其剂量和方位均可知。因此，采用 X 射线激励的方法不但可以提高测量的信噪比，还可以实现放电部位的定位，为变压器的局部放电测量提供了一种新途径。

## 9 电气设备的预防性试验和交接试验

### 9.1 概述

电气设备的缺陷有一些是制造过程中产生的，另一些则是运行中在外界环境因素的作用下逐渐发展起来的。电气设备必须在长期使用中保持高度的可靠性，为此必须对设备按照设计要求进行各种试验检查。高压电气设备不仅在出厂前，应按照有关标准进行严格的型式试验和例行试验；而且在投运前要进行交接试验，在运行过程中还要定期进行预防性试验。通过这些试验，能够及时发现潜伏性缺陷，从而避免事故的发生。

### 9.2 电气设备的预防性试验

电气设备预防性试验是指对已投入运行的设备按规定的试验条件（如规定的试验方法、试验电压、试验设备、环境条件等）、试验项目和试验周期所进行的试验。它是判断电气设备能否继续投入运行、预防电气设备损坏、保证电力系统安全运行的重要措施，预防性试验规程是电力系统绝缘监督工作的主要依据。

电气设备预防性试验的项目通常包括非破坏性试验和破

坏性试验。非破坏性试验项目主要是对设备绝缘特性进行测量，如测量绝缘电阻  $R_i$ 、测量直流泄漏电流  $I_i$ 、测量介质损耗因数  $\tan\delta$  等，被广泛用作各种高压电气设备的预防性试验项目。而像交、直流耐压试验等可能引起残余破坏的破坏性试验项目，仅在必要时、大修后等情况下才能进行，而且需要在非破坏性试验项目通过后才可进行。对于各类电气设备，现行的预防性试验内容见表 10.2-5。

表 10.2-5 绝缘预防性试验项目的主要内容

试验项目	设备名称			断路器		发电机
	电力变压器	电力电缆	高压套管	充 SF <sub>6</sub>	充油	
测定绝缘电阻 $R_i$	✓	✓	✓	✓	✓	✓
测量直流泄漏电流 $I_i$	✓	✓	—	✓	✓	✓
直流耐压试验	—	✓	—	—	—	✓
测量介质损耗因数 $\tan\delta$	✓	✓	✓	○	✓	○
绝缘油试验	✓	✓	△	—	✓	✓
微量水分测定	△	—	△	✓	—	—
油中溶解气体色谱分析	△	—	△	—	—	—
局部放电试验	—	—	△	—	—	—
交流耐压试验	○	—	○	○	✓	○

注 “✓”表示进行；“—”表示不进行；“△”表示仅高电压及大容量设备须进行；“○”大修后进行。

试验应尽量在良好的天气下进行，有关试验具体内容和周期应按照国家标准 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》及 GB/T 16927—1997《高电压试验技术》的要求进行。

根据试验结果被列为不合格但经过综合判断允许在监视条件下投入运行的电气设备，其试验周期应比标准规定的有所缩短，以防电气设备在运行中发生绝缘击穿事故。进行电气设备的绝缘特性试验时，要尽可能将连接在一起的电气设备分离开来单独试验。电缆与成套设备连接在一起难以拆开时，试验电压值须考虑相连设备的绝缘水平和试验标准，但这些设备都不宜进行耐压试验。

### 9.3 电气设备的交接试验

电气设备交接试验是设备投运前需要进行的试验，是电气安装工程中不可缺少的施工内容，交接试验标准既自成体系，又是电气安装各分项标准的延续。交接试验的部分试验项目与预防性试验相似，但考核标准较预防性试验更为严格。对于各类电气设备，交接试验项目主要内容见表 10.2-6。

表 10.2-6 交接试验项目的主要内容

试验项目	设备名称			断路器		发电机
	电力变压器	电力电缆	高压套管	充 SF <sub>6</sub>	充油	
测定绝缘电阻 $R_i$	✓	✓	✓	✓	✓	✓
测量直流泄漏电流 $I_i$	✓	✓	—	✓	✓	✓
直流耐压试验	—	✓	—	—	—	✓
测量介质损耗因数 $\tan\delta$	✓	✓	✓	✓	✓	✓
绝缘油试验	✓	✓	✓	—	✓	✓
微量水分测定	✓	—	✓	✓	—	—
油中溶解气体色谱分析	✓	—	✓	—	—	—
局部放电试验	✓	—	✓	—	—	—
交流耐压试验	✓	—	✓	✓	✓	✓

注 “✓”表示进行；“—”表示不进行。

$\chi^2$  值表见表 A-1。

$\chi^2$  值表 (相应于给定概率的  $\chi^2$  值)

自由度	偏差大于 $\chi^2$ 的概率									
	0.99	0.98	0.95	0.90	0.50	0.10	0.05	0.02	0.01	0.001
1	0.000	0.001	0.004	0.015	0.455	2.71	3.84	5.41	6.61	10.83
2	0.020	0.040	0.103	0.211	1.386	4.61	5.99	7.82	9.21	13.82
3	0.115	0.185	0.352	0.584	2.366	6.25	7.82	9.84	11.34	16.27
4	0.297	0.429	0.711	1.064	3.357	7.78	9.49	11.67	13.28	18.47
5	0.554	0.752	1.145	1.610	4.351	9.24	11.07	13.39	15.09	20.52
6	0.872	1.134	1.635	2.204	5.35	10.65	12.59	15.03	16.81	22.46
7	1.239	1.564	2.167	2.833	6.35	12.02	14.07	16.62	18.48	24.32
8	1.646	2.032	2.733	3.490	7.34	13.36	15.51	18.17	20.09	26.13
9	2.088	2.532	3.325	4.168	8.34	14.68	16.92	19.68	21.67	27.88
10	2.558	3.059	3.940	4.865	9.34	15.99	18.31	21.16	23.01	29.59
11	3.05	3.61	4.57	5.58	10.34	17.28	19.68	22.62	24.73	31.26
12	3.57	4.18	5.23	6.30	11.34	18.55	21.03	24.05	26.22	32.91
13	4.11	4.76	5.89	7.04	12.34	19.81	22.36	25.47	27.69	34.03
14	4.66	5.37	6.57	7.79	13.34	21.06	23.69	26.87	29.14	36.12
15	5.23	5.99	7.26	8.55	14.34	22.31	25.00	28.26	30.58	37.70
16	5.81	6.61	7.96	9.31	15.34	23.54	26.30	29.63	32.00	39.25
17	6.41	7.26	8.67	10.09	16.34	24.77	27.59	31.00	33.41	40.79
18	7.02	7.91	9.39	11.87	17.34	25.99	28.87	32.35	34.81	42.31
19	7.63	8.57	10.12	11.65	18.34	27.20	30.14	33.69	36.19	43.82
20	8.26	9.24	10.85	12.44	19.34	28.41	31.41	35.02	37.57	45.32
21	8.90	9.91	11.59	13.34	20.34	29.61	32.67	36.34	38.93	46.80
22	9.54	10.60	12.34	14.01	21.34	30.81	33.92	37.66	40.29	48.27
23	10.20	11.29	13.09	14.85	22.34	32.01	35.17	38.97	41.64	49.73
24	10.86	11.99	13.85	15.66	23.34	33.20	36.42	40.27	42.98	51.18
25	11.52	12.70	14.61	16.47	24.34	34.38	37.65	41.57	44.31	52.62
26	12.20	13.41	16.38	17.29	25.34	35.56	38.89	42.86	45.64	54.05
27	12.88	14.12	16.15	18.11	26.34	36.74	40.11	44.14	46.96	55.48
28	13.56	14.85	16.93	18.94	27.34	37.92	41.34	45.42	48.28	56.89
29	14.26	15.57	17.71	19.77	28.34	39.09	42.56	46.69	49.59	58.30
30	14.95	16.31	18.49	20.60	29.34	40.26	43.77	47.96	50.89	59.70



附录B 方差比值表

方差比值表见表 B-1~表 B-4。

表 B-1 方差比值表( I )

<div><div><div><div></div><div><math>F_1</math></div></div><div><math>F_2</math></div></div></div>	0.20 显著性水准								
	1	2	3	4	5	6	12	24	$\infty$
1	9.5	12.0	13.1	13.7	14.0	14.3	14.9	15.2	15.6
2	3.6	4.0	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.4	4.5
3	2.7	2.9	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4
5	2.2	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.1
6	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0	2.0	2.0
7	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8
8	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7
9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7
10	1.9	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6
11	1.9	1.9	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	1.6	1.6
12	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	1.5
13	1.8	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5
14	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5
15	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5
16	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4
17	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4
18	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4
19	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4
20	1.8	1.8	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4
22	1.8	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.4	1.4
24	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3
26	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3
28	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3
30	1.7	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3
40	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4	1.2
60	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2
120	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.1
$\infty$	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2	1.0

表 B-2

方差比值表(Ⅱ)

$F_1 \backslash F_2$	0.05 显著性水准								
	1	2	3	4	5	6	12	24	$\infty$
1	164.4	199.5	215.7	224.6	230.2	234.0	234.9	149.0	254.3
2	18.5	19.2	19.2	19.3	19.3	19.3	19.4	19.5	19.5
3	10.1	9.6	9.3	9.1	9.0	8.9	8.7	8.6	8.5
4	7.7	6.9	6.6	6.4	6.3	6.2	5.9	5.8	5.6
5	6.6	5.8	5.4	5.2	5.1	5.0	4.7	4.5	4.4
6	6.0	5.1	4.8	4.5	4.4	4.3	4.0	3.8	3.7
7	5.6	4.7	4.4	4.1	4.0	3.9	3.6	3.4	3.2
8	5.3	4.5	4.1	3.8	3.7	3.6	3.3	3.1	2.9
9	5.1	4.3	3.9	3.6	3.5	3.4	3.1	2.9	2.7
10	5.0	4.1	3.7	3.5	3.3	3.2	2.9	2.7	2.5
11	4.8	4.0	3.6	3.4	3.2	3.1	2.8	2.6	2.4
12	4.8	3.9	3.5	3.3	3.1	3.0	2.7	2.5	2.3
13	4.7	3.8	3.4	3.2	3.0	2.9	2.6	2.4	2.2
14	4.6	3.7	3.3	3.1	3.0	2.9	2.5	2.3	2.1
15	4.5	3.7	3.3	3.1	2.9	2.8	2.5	2.3	2.1
16	4.5	3.6	3.2	3.0	2.9	2.7	2.4	2.2	2.0
17	4.5	3.6	3.2	3.0	2.8	2.7	2.4	2.2	2.0
18	4.4	3.6	3.2	2.9	2.8	2.7	2.3	2.1	1.9
19	4.4	3.5	3.1	2.9	2.7	2.6	2.3	2.1	1.9
20	4.4	3.5	3.1	2.9	2.7	2.6	2.3	2.1	1.8
22	4.3	3.4	3.1	2.8	2.7	2.6	2.2	2.0	1.8
24	4.3	3.4	3.0	2.8	2.6	2.5	2.2	2.0	1.7
26	4.2	3.4	3.0	2.7	2.6	2.5	2.2	2.0	1.7
28	4.2	3.3	3.0	2.7	2.6	2.4	2.1	1.9	1.7
30	4.2	3.3	2.9	2.7	2.6	2.4	2.1	1.9	1.6
40	4.1	3.2	2.9	2.6	2.5	2.3	2.0	1.8	1.5
60	4.0	3.2	2.8	2.5	2.4	2.3	1.9	1.7	1.4
120	3.9	3.1	2.7	2.5	2.3	2.2	1.8	1.6	1.3
$\infty$	3.8	3.0	2.6	2.4	2.2	2.1	1.8	1.5	1.0



表 B-3 方差比值表(Ⅲ)

<div><div><div><div><div><div></div><div><math>F_1</math></div></div></div><div><div><math>F_2</math></div></div></div></div></div>	0.01 显著性水准									
	1	2	3	4	5	6	8	12	24	$\infty$
1	4052	4999	5403	5625	5764	5859	5981	6106	6234	6366
2	98.5	99.0	99.2	99.3	99.3	99.4	99.3	99.4	99.5	99.7
3	34.1	30.8	29.5	28.7	28.2	27.9	27.5	27.1	28.6	26.1
4	21.2	18.0	16.7	16.0	15.5	15.2	14.8	14.4	13.9	13.5
5	16.3	13.3	12.1	11.4	11.0	10.7	10.3	9.9	9.5	9.0
6	13.7	10.9	9.8	9.2	8.8	8.5	8.1	7.7	7.3	6.9
7	12.3	9.6	8.5	7.9	7.5	7.2	6.8	6.5	6.1	5.7
8	11.3	8.7	7.6	7.0	6.6	6.4	6.0	5.7	5.3	4.9
9	10.6	8.0	7.0	6.4	6.1	5.8	5.5	5.1	4.7	4.3
10	10.0	7.6	6.6	6.0	5.6	5.4	5.1	4.7	4.3	3.9
11	9.7	7.2	6.2	5.7	5.3	5.1	4.7	4.4	4.0	3.6
12	9.3	6.9	6.0	5.4	5.1	4.8	4.5	4.2	3.8	3.4
13	9.1	6.7	5.7	5.2	4.9	4.6	4.3	4.0	3.6	3.2
14	8.9	6.5	5.6	5.0	4.7	4.5	4.1	3.8	3.4	3.0
15	8.7	6.4	5.4	4.9	4.6	4.3	4.0	3.7	3.3	2.9
16	8.5	6.2	5.3	4.8	4.4	4.2	3.9	3.6	3.2	2.8
17	8.4	6.1	5.2	4.7	4.3	4.1	3.8	3.5	3.1	2.7
18	8.3	6.0	5.1	4.6	4.3	4.0	3.7	3.4	3.0	2.6
19	8.2	5.9	5.0	4.5	4.2	3.9	3.6	3.3	2.9	2.5
20	8.1	5.0	4.9	4.4	4.1	3.9	3.5	3.2	2.9	2.4
22	7.9	5.7	4.8	4.3	4.0	3.8	3.5	3.1	2.8	2.3
24	7.8	5.6	4.7	4.2	3.9	3.7	3.3	3.0	2.7	2.2
26	7.7	5.5	4.6	4.1	3.8	3.6	3.3	3.0	2.6	2.1
28	7.6	5.5	4.6	4.1	3.8	3.5	3.2	2.9	2.5	2.1
30	7.6	5.4	4.5	4.0	3.7	3.5	3.2	2.8	2.5	2.0
40	7.3	5.2	4.3	3.8	3.5	3.3	3.0	2.7	2.3	1.8
60	7.1	5.0	4.1	3.7	3.3	3.1	2.8	2.5	2.1	1.6
120	6.9	4.8	4.0	3.5	3.2	3.0	2.7	2.3	2.0	1.4
$\infty$	6.6	4.6	3.8	3.3	3.0	2.8	2.5	2.2	1.8	1.0

表 B-4

方差比值表 (V)

$F_2 \backslash F_1$	0.001 显著性水准									
	1	2	3	4	5	6	8	12	24	$\infty$
1	从 400 000~600 000									
2	998	999	999	999	999	999	999	999	999	999
3	167	148	141	137	135	133	131	128	126	123
4	74.1	61.3	56.2	53.4	51.7	50.5	49.0	47.4	45.8	44.1
5	47.0	36.6	33.2	31.1	29.8	28.8	27.6	26.4	25.1	23.8
6	35.5	27.0	23.7	21.9	20.8	20.0	19.0	18.0	16.9	15.8
7	29.2	21.7	18.8	17.2	16.2	15.5	14.6	13.7	12.7	11.7
8	25.4	18.5	15.8	14.4	13.5	12.9	12.0	11.2	10.3	9.3
9	22.9	16.4	13.9	12.6	11.7	11.1	10.4	9.6	8.7	7.8
10	21.0	14.9	12.6	11.3	10.5	9.9	9.2	8.5	7.6	6.8
11	19.7	13.8	11.6	10.4	9.6	9.1	8.3	7.6	6.9	6.0
12	18.6	13.0	10.8	9.6	8.9	8.4	7.7	7.0	6.3	5.4
13	17.8	12.3	10.2	9.1	8.4	7.9	7.2	6.5	5.8	5.0
14	17.1	11.8	9.7	8.6	7.9	7.4	6.8	6.1	5.4	4.6
15	16.6	11.3	9.3	8.3	7.6	7.1	6.5	5.8	5.1	4.3
16	16.1	11.0	9.0	7.9	7.3	6.8	6.2	5.6	4.9	4.1
17	15.7	10.7	8.7	7.7	7.0	6.6	6.0	5.3	4.6	3.9
18	15.4	10.4	8.5	7.5	6.8	6.4	5.8	5.1	4.5	3.7
19	15.1	10.2	8.3	7.3	6.6	6.2	5.6	4.9	4.3	3.5
20	14.8	10.0	8.1	7.1	6.5	6.0	5.4	4.8	4.2	3.4
22	14.4	9.6	7.8	6.8	6.2	5.8	5.2	4.6	3.9	3.2
24	14.0	9.3	7.6	6.6	6.0	5.6	5.0	4.4	3.7	3.0
26	13.7	9.1	7.4	6.4	5.8	5.4	4.8	4.2	3.6	2.8
28	13.5	8.9	7.2	6.3	5.7	5.2	4.7	4.1	3.5	2.7
30	13.3	8.8	7.1	6.1	5.5	5.1	4.6	4.0	3.4	2.6
40	12.6	8.2	6.6	5.7	5.1	4.7	4.2	3.6	3.0	2.2
60	12.5	7.8	6.2	5.3	4.8	4.4	3.9	3.3	2.7	1.9
120	11.4	7.3	5.8	5.0	4.4	4.0	3.5	3.0	2.4	1.8
$\infty$	10.8	6.9	5.4	4.6	4.1	3.7	3.3	2.7	2.1	1.0



## 参 考 文 献

- [1] 张仁豫, 陈昌渔, 王昌长. 高电压试验技术. 2 版. 北京: 清华大学出版社, 2003.
- [2] 梁曦东, 陈昌渔, 周远翔. 高电压工程. 北京: 清华大学出版社, 2003.
- [3] 文远芳. 高电压技术. 武汉: 华中科技大学出版社, 2001.
- [4] 刘耀南, 邱昌容. 电气绝缘测试技术. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 1994.
- [5] 重庆大学, 南京工学院. 高电压技术. 北京: 电力工业出版社, 1981.
- [6] 肖如泉, 王黎明, 倪梅娟, 王秀宜, 邵杰. 高压放电的原理与演示. 北京: 中国水利水电出版社, 2004.
- [7] 单文培, 王兵, 单欣安. 电气设备试验及故障处理实例. 北京: 中国水利水电出版社, 2006.
- [8] 西南电业管理局试验研究所. 高压电气设备试验方法. 北京: 水利水电出版社, 1984.
- [9] 华中工学院, 上海交通大学. 高电压试验技术. 北京: 水利电力出版社, 1983.
- [10] 肖如泉, 何金良. 高电压试验工程. 北京: 清华大学出版社, 2001.
- [11] 顾文郁. 电气绝缘测试技术. 2 版. 上海: 上海科学技术出版社, 1987.
- [12] Dieter Kind. 高电压试验技术. 1 版. 毛锡芝, 史志侠, 黄德祥, 陈小泰, 译. 上海: 上海科学技术文献出版社, 1992.
- [13] (日)电气学会. 绝缘试验方法手册修订委员会. 绝缘试验方法手册. 2 版. 陈琴生, 译. 北京: 水利水电出版社, 1987.
- [14] 西安高压电器研究所, 译. 高电压试验技术译文集. 北京: 机械工业出版社, 1974.
- [15] 清华大学电力系高电压技术专业. 冲击大电流技术. 北京: 科学出版社, 1978.
- [16] 邱昌容, 曹晓珑. 电气绝缘测试技术. 3 版. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [17] 韩星, 郭志刚, 刘坤, 等. 高电压技术. 2000, 26(3): 42-43.
- [18] 邱关源. 电路. 3 版. 北京: 高等教育出版社, 1989.
- [19] 韩吴, 王黎明, 熊金虎. 高压测试技术及设备学术年会论文集. 武汉: 中国电机工程学会高电压专业委员会, 1992, 80-86.
- [20] 王新新, 王志文. 高电压技术. 1997, 23(4): 53-55.
- [21] 全国无线电干扰标准化技术委员会, 全国电磁兼容标准化联合工作组, 中国实验室国家认可委员会. 电磁兼容标准实施指南. 北京: 中国标准出版社, 1999.
- [22] 日本电气学会《绝缘试验方法手册》修订委员会. 绝缘试验方法手册. 修订版. 陈琴生, 译. 北京: 水利电力出版社, 1987.
- [23] 吕仁清, 蒋全兴. 电磁兼容性结构设计. 南京: 东南大学出版社, 1990.
- [24] 黄盛洁. 高电压技术. 1987, 46(4): 60-64.
- [25] 电机工程手册编辑委员会. 电机工程手册基础卷(一). 2 版. 北京: 机械工业出版社, 1996.
- [26] 黄盛洁, 杜世光. 高电压技术. 1988, 50(4): 30-35.
- [27] Denomme F, Trinh N G, Mukhedhai-D. IEEE Transaction on Power Apparatus and System. 1973, 92(6): 2007-2017.
- [28] KuffelE, Zaengl WS. 高电压工程基础. 邱毓昌, 戚庆成, 译. 北京: 机械工业出版社, 1993.
- [29] Qi Qingcheng, Walter S. Zaengl. IEEE Trans. on PAS. 1983, 102(8): 2379-2390.
- [30] Qi Qingcheng, Wang Changchang, Li Fuqi et al. Proc. of the 5th ISH, 1987.





# 第 11 篇 设备状态在线监测与 故障诊断技术

主编单位：重庆大学

清华大学

西安交通大学

上海电缆研究所

主 编：廖瑞金 钱家骊 李彦明 唐 炬 陈伟根 吴长顺

编写人员：王有元（重庆大学）

李 剑（重庆大学）

杜 林（重庆大学）

张晓星（重庆大学）

杨丽君（重庆大学）

周 凇（重庆大学）

刘 凡（重庆大学）





# 第1章 概述

## 1 输变电设备在线监测与故障诊断的目的、意义

随着电网的不断扩大,一个西电东送、南北互供、全国联网的电网格局正在形成。正在建设的 1000kV 交流、±800kV 直流线路,已经建成的 750kV 交流、±500kV 直流、500kV 交流以及 220kV 及以下电压等级线路构成了一个结构与运行方式日益复杂的大电力网。电网故障的影响面也将不断增大。输变电设备是构成电力网的基本要素(元件),也是构成电力网事故的主要源头。运行中的设备,因外部环境影响、制造中留下的缺陷、运行中的电、热、机械力等应力长期作用,其绝缘强度不断下降,产生的潜伏性故障发展到一定程度,必将引起设备故障并有可能扩大为电力网事故。因此,老化的输电网架、陈旧的输变电设备若得不到及时有效的监测,将给电力网运行埋下安全隐患。我国 1999~2005 年的统计结果表明,不仅因复杂气候环境引起设备故障是造成电力网大面积停电事故的重要原因之一,而且输变电设备自身故障造成的电力网事故也有逐年增多的趋势,两者之和约占每年所有电力网事故的 70%。因此,外部复杂环境所引起输变电设备故障和设备内部自身故障一直是危及电力网安全运行的主要原因之一,也是电网故障的主要起因。重视和加强对输变电设备在线监测与故障诊断技术的研究、开发和应用,对减少设备事故、保障电力网安全意义十分重大。

输变电设备在线监测与故障诊断是在不影响输变电设备运行的条件下,在运行电压下对设备的电气、机械等状态参量进行连续或者随时检测,取得设备电气与机械性能等运行状态的信息,对信息进行处理和综合分析,获得反应设备状态的特征参量,诊断设备的故障,分析判断设备的运行状态。在线监测可分为两种方式,一种固定式在线监测,即在运行电压下,固定安装于输变电设备上的在线监测装置,根据实际需要,可连续或者随时或者定时监测设备的运行状态。一种是便携式在线监测,即在运行电压下,并不固定安装于某一设备上的便携式在线监测装置,根据实际需要,临时监测设备的运行状态,该方式可以在不同地点进行监测,实现在线检测,但不能连续监测。另外还有一种检测方式,与在线监测有一定相关性,它在线获取含设备运行状态信息的物质,采用仪器对该物质在实验室或现场离线分析,获得反映设备运行状态的信息,如 GIS 中 SF<sub>6</sub> 气体分解产物的检测。

通过在线监测获取的大量的数据和曲线除了可分析诊断输变电设备的运行状态,还可对设备的运行可靠性进行判断,以及预测设备剩余寿命,提前发现早期潜伏性故障,提供必要的设备预警。因此,采取在线监测与故障诊断技术,有利于使设备从“定期维修”制(计划维修)过渡到“状态维修”制(预知维修)。利用在线监测与故障诊断技术实现

状态维修可以达到的目的:

(1) 产品的质量问題使运行可靠性受到影响,在线监测与故障诊断可以对其进行实时跟踪监测,并在运行中及时发现发展中的事故隐患,防患于未然。

(2) 有效避免周期性计划检修带来的弊端,合理安排生产和检修,做到“该修必修”,从而节约大量的设备维修资金和停电检修时间,使现有的线路与输变电设备创造更大的经济效益。

(3) 减少设备停电试验和维修的盲目性;减少因检修而引发新故障的可能性,延长设备运行寿命,使设备维护更加科学。

(4) 大大减少停电时间和开关操作量,提高电力系统的供电可靠性、经济性和安全性。

(5) 持续、准确反映设备在运行电压下的绝缘(机械)性能和健康水平,及时发现设备运行中的发展性绝缘(机械)缺陷,防止突发性事故发生,有效提高设备运行水平和可靠性,降低设备事故率,显著减少突发性事故。

(6) 对老旧设备或已知有缺陷、有隐患的设备,用在线监测随时监视其运行状况,一旦发现问题及时退出,最大限度地利用其剩余寿命。

(7) 在定期维修向状态维修转变的进程中,在线监测与故障诊断技术可作为弥补定期预防性试验不足的有效手段。将在线监测和预防性试验结合起来,根据在线监测的结果合理安排预防性试验、延长预防性试验大修周期,是逐渐推行状态维修的有效途径。

输变电设备在线监测与故障诊断技术的最终目标是实现对输变电设备运行状态进行在线评估及剩余寿命在线预测,为状态维修提供理论基础和判据,大幅度提高电力网运行的安全性和经济性。

## 2 输变电设备故障原因与在线监测方法

输变电设备主要有变压器/电抗器、互感器、避雷器、电力电缆、高压断路器、气体绝缘组合电器(GIS)和高压绝缘子等。这些设备在运行中产生故障的原因是多种多样的,主要有:制造中留下的缺陷,如空隙、毛刺等;运行中外环境的劣化作用,如高低温、污秽、覆冰、腐蚀等;运行中电的劣化作用,如长期电磁场、短时过电压、局部高电场的作用;运行中设备发热所产生的劣化作用,如局部高温、短时高温、长期运行温度的作用;运行中机械力的作用,如短路电流产生的机械力对变压器绕组、油纸绝缘的破坏作用。对这些设备实施在线监测,采用油中溶解气体监测、局部放电监测、泄漏电流监测、介质损耗监测和红外监测等方法,测试它们的油中气体含量、局部放电、泄漏电流、介质损耗、温度等参量,分析诊断能够反映设备故障的特征量,从而达到预警故障的目的。主要输变电设备的故障原因及在线监测方法见表 11.1-1。

表 11.1-1

主要输变电设备的故障原因及在线监测方法

主要监测设备		故障类型	故障原因	在线监测方法	主要监测参量	故障诊断方法
名称	分类					
变压器/电抗器	充油变压器/电抗器	过热、电弧放电、火花放电	铁心多点接地、局部短路、引线接触不良、套管接头电阻增大	油中溶解气体监测	H <sub>2</sub> , CO, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	特征气体法、比值法、神经网络法、模糊理论法、专家系统等智能诊断方法
		局部放电	损耗增大、局部损伤	局部放电的脉冲电流法、超高频法、超声波法;油中溶解气体监测	H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ;局部放电脉冲、局部放电超声脉冲	比值法、神经网络法、模糊理论法、专家系统等智能诊断方法
		套管过热、局部故障	损耗增大、局部损伤	介质损耗监测、红外监测	泄漏电流、介质损耗、温度	阈值诊断、时域波形诊断
		主绝缘性能下降	油中微量水分增加	油中微量水分含量	微量水分	阈值诊断、时域波形诊断
互感器	电流互感器、电容式电压互感器	过热、局部故障	损耗增大、局部损伤	介质损耗监测、红外监测	介质损耗、温度	阈值诊断、时域波形诊断
	电磁式电压互感器	过热、局部故障	损耗增大、局部损伤	泄漏电流监测、红外监测	泄漏电流、温度	阈值诊断、时域波形诊断
避雷器	金属氧化物避雷器	过热	受潮、劣化	全(泄漏)电流监测、阻性电流监测、功率损耗监测、红外监测	全(泄漏)电流、阻性电流、功率、温度	阈值诊断、时域波形诊断
电力电缆(含附件)	塑料电缆(XLPE、PE)	过热	电热、机械应力老化、受潮、水树	直流成分监测、低频叠加、介质损耗、接头温度监测、红外监测	直流电流、泄漏电流、介质损耗、温度	阈值诊断、时域波形诊断
		局部放电	局部损伤、缺陷、电树枝	脉冲电流监测、超高频监测	脉冲电流	阈值诊断、时域波形诊断、神经网络法、小波分析法等智能诊断方法
	充油、充气电缆	过热、局部故障	电热、机械应力老化、受潮、局部损伤、缺陷	局部放电的脉冲电流监测、超高频监测、红外监测	脉冲电流、温度	阈值诊断、时域波形诊断
高压断路器	高压断路器(含油断路器、SF <sub>6</sub> 断路器、真空断路器)	机械故障	机械疲劳、磨损	振动波形监测、操作特性监测、分合闸线圈电流监测、红外监测	分/合闸时间、速度、线圈电流、电压、分/合闸命令脉冲、各辅助开关的动作时间/电流、气体或液压机构压力、振动信号	阈值诊断、时域波形诊断、频域波形诊断、神经网络法、模糊理论法智能诊断方法
		电触头故障	烧蚀	开断次数监测、累积开断电流监测	开断电流、主回路电阻	
		局部放电	局部缺陷	脉冲电流监测	脉冲电流	
		油绝缘劣化	电、热劣化、受潮	泄漏电流监测	泄漏电流	阈值诊断
		SF <sub>6</sub> 绝缘劣化	电、热劣化、气体泄漏、受潮	SF <sub>6</sub> 泄漏监测、湿度监测、色谱分析	气体压力、湿度、SF <sub>4</sub> , SOF <sub>4</sub> , SOF <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub>	阈值诊断
		真空绝缘能力下降	真空度下降	真空度监测	真空度	阈值诊断
气体绝缘组合电器(GIS)	GIS	局部放电	装配错误、自由导电微粒、金属突出物、绝缘子表面与内部缺陷、导体之间电气或机械接触不良等	局部放电监测的脉冲电流法、超高频法、超声脉冲法、光电监测法	脉冲电流、超声脉冲、光强	阈值诊断、时域波形诊断、神经网络法等智能诊断方法
		SF <sub>6</sub> 绝缘劣化	电、热劣化、气体泄漏、受潮	SF <sub>6</sub> 泄漏监测、湿度监测、化学产物监测的气体传感器法、色谱分析法、红外光谱法	气体压力、湿度、SF <sub>4</sub> , SOF <sub>4</sub> , SOF <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub>	阈值诊断



续表

主要监测设备		故障类型	故障原因	在线监测方法	主要监测参量	故障诊断方法
名称	分类					
绝缘子	瓷、玻璃绝缘子	过热、局部故障	低值、零值绝缘子瓷质疏松、烧制不良、细小裂缝	泄漏电流监测、绝缘电阻监测、电压分布监测、超声波监测、红外监测	泄漏电流、绝缘电阻、电压分布、超声脉冲、温度	阈值诊断、时域波形诊断，神经网络法等智能诊断方法
	合成绝缘子	过热、局部故障	局部缺陷、电蚀损、粉化	憎水性监测、红外监测	憎水性等级、温度	阈值诊断

### 3 输变电设备在线监测的技术要求及发展趋势

#### 3.1 输变电设备在线监测的技术要求

- (1) 在线监测系统的投入和使用不应改变和影响输变电设备的正常运行。
- (2) 具有自动连续在线监测和被监测设备故障预警的功能。
- (3) 监测系统自身具有自诊断的能力，长期运行可靠性较高（一般要求其可靠性高于被监测设备）。
- (4) 具有良好的抗干扰能力和合理的监测灵敏度。
- (5) 监测结果具有较好的可靠性、重复性及合理的准确度。
- (6) 具有在线标定监测灵敏度的功能。
- (7) 具有对输变电设备故障的诊断功能，包括故障部位、故障性质、故障程度的判断和设备寿命的预测功能等。

#### 3.2 输变电设备在线监测技术的发展趋势

- (1) 多功能多参数的综合监测和诊断，即同时监测能反映某电气设备运行状态的多个特征参数。
- (2) 对电站或变电站的整个输变电设备实行集中监测和诊断，形成一套完整的分布式在线监测系统。
- (3) 无线通信等信息技术在在线监测与诊断系统的深入应用，实现对电站、变电站、输电线路设备的分布式、网络化监测。
- (4) 不断提高监测系统的可靠性和灵敏度。
- (5) 在不断积累监测数据和诊断经验的基础上，发展人工智能技术、建立人工智能和专家诊断系统、实现诊断的自动化、智能化。
- (6) 具有远程监测和故障诊断的能力。
- (7) 在线监测与故障诊断系统与状态检修管理系统的一体化发展。

## 第 2 章 输变电设备在线监测与故障诊断系统的构成

### 1 在线监测与故障诊断系统的基本结构

在线监测与故障诊断系统按其使用场所分为便携式和固定式，一般由以下 6 个部分构成，组成框图如图 11.2-1 所示。

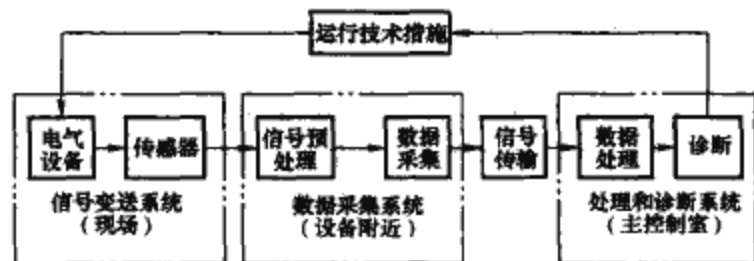


图 11.2-1 在线监测与故障诊断系统组成框图

(1) 信号的变送。信号的变送依靠适当的传感器来从输变电设备上获取反映设备状态的物理量，并将其转换为合适的电信号（一般是模拟量）传送到后续单元，它起着将各种物理量转换（传感）为电信号的作用。

(2) 信号处理。信号处理是对传感器变送来的模拟电信号进行适当的预处理，将信号幅度调整到合适的电位；对混叠的干扰采用滤波器、极性鉴别器等硬件电路进行抑制，以提高系统的信噪比。

(3) 数据采集。对经过预处理的信号进行模拟/数字（A/D）转换和记录。

(4) 信号的传输。将采集到的信号传送到后续单元。对固定式监测系统，因数据处理单元远离现场，故需配置专门的信号传输单元；对便携式监测装置，只需对信号进行适当的变换和隔离处理。

(5) 数据处理。对所采集的数据进行处理和分析，以提高信噪比，同时获取反映设备状态的特征值，为诊断提供有效的数据和信息。

(6) 诊断。对处理后的数据和历史数据、判据及其他信息进行比较、分析后，对设备的状态或故障部位作诊断，必要时采取进一步措施。

整个监测系统可归纳为以下 3 个子系统：

(1) 被监测设备和传感器，在设备现场。

(2) 信号预处理和数据采集子系统，一般在被监测设备附近，也在现场（有些在线监测系统因具有良好的传感器性能，可以实现现场无数据采集系统，直接将传感器二次侧信号传送到处理和诊断系统后，再进行信号处理和数据采集）。

(3) 数据处理和诊断系统，实则为一台微型计算机和监测系统专用软件，位置在距现场约数十至数百米的主控室内。

### 2 在线监测系统的信号传感

在线监测系统的信号传感（或信号变送）依靠各类传感器来实现。用于在线监测的传感器主要有电流传感器、电压传感器、温度传感器、红外线传感器、振动传感器、光电传感器、气敏传感器、湿敏传感器等，分别用于监测电流（泄

漏电流、脉冲电流等）、电压、温度、非接触物体的温度、振动参量（位移、速度、加速度）、以光为输出的信号参量（电压、电流、温度等）、微量气体含量、湿度等物理参量。

(1) 电流传感器可分为高频电流传感器、低频电流传感器、霍尔电流传感器和光纤电流传感器等。高频电流传感器一般采用罗戈夫斯基线圈（Rogowski coil）结构，分自积分式和外积分式，分别用于宽带和窄带，测量局部放电类等脉冲电流信号。低频电流传感器一般采用高磁导率的电流互感器式结构，用于测量工频及其谐波电流。霍尔电流传感器利用半导体的磁敏特性测量电流，交直流、大电流均可测量，频率响应的上限高达 1GHz。光纤电流传感器致力于高电位处信号的测量，较好地解决了测量时的绝缘问题。

(2) 电压传感器有电磁隔离式电压传感器，即传统 PT 式；霍尔隔离式电压传感器（原理同霍尔电流传感器，只是需先将被测电压变成电流，然后经传感器转换测量）；电场传感器，常用 Pockels 效应电场传感器，其线性关系好，频率特性好，对被测电场无影响，可测量从直流到脉冲的各种形式波形的电压。

(3) 温度传感器分为固体温度传感器、半导体温度传感器和光纤温度传感器。其中固体温度传感器的主要构成是热电偶和电阻式温度计；半导体温度传感器由热敏电阻、温敏二极管和晶体管构成；光纤温度传感器的温敏元件也是二极管。

(4) 红外线传感器通过接收不同温度物体辐射出的不同能量和波谱的红外线谱线，并转换为相应的电信号，从而测得物体的温度。主要分热探测器和光子探测器两类，热探测器包含热敏电阻、热电偶、热释电探测器，光子探测器包含光电导（光敏电阻）、光伏、多元阵列探测器。

(5) 振动传感器可根据振动频率的上升分别选用位移传感器、速度传感器和加速度传感器。

(6) 光电传感器是以光电器件作为转换元件的传感器，按其输出性质可分为模拟式光电传感器和开关式光电传感器。

(7) 气敏传感器可分为干式和湿式两大类，干式又分为接触燃烧式、半导体式、固体电解质式、红外线吸收式、导热率变化式等。

(8) 湿敏传感器主要有聚合物薄膜、电解质、半导体陶瓷、多孔氧化物（膜）传感器，主要利用感湿材料吸水后的介电常数变化而使电容变化来测量湿度。

信号变送是在线监测中十分重要的环节，因此，不断研究出灵敏度高、响应时间小、测量范围宽、线性度好、稳定性好、频率特性佳的新型传感器是提升在线监测技术性能的重要技术工作。

### 3 在线监测系统的信号处理与数据采集

#### 3.1 信号处理

经传感器二次侧的信号一般先经信号处理、传输部分再



到 A/D 转换单元。因此,信号处理部分主要是对模拟信号进行处理,提高抗干扰能力和传送能力。它通常由测量放大、滤波、特殊抗干扰处理、程控放大等几部分组成。

(1) 测量放大。对微电量信号,经由高共模抑制比测量放大电路后,可提高抗干扰能力。

(2) 滤波。有低通、高通、带通、带阻、全通等电路,主要用于提高抗干扰能力。对幅频特性要求较高时采用二阶压控电压源滤波器;对相频特性要求较高时常采用贝塞尔滤波器。

(3) 特殊抗干扰处理。根据监测系统的需要而存在,如局部放电监测中的差动平衡抗干扰技术,目的是抑制共模干扰。

(4) 程控放大或衰减。对传送过来的信号进行自动放大或衰减,以满足计算机 A/D 转换幅值的需要。可采用程控放大集成电路。

### 3.2 数据采集

数据采集系统的主要功能是将模拟信号数字化,一般由以下 3 部分组成。

(1) 多路转换单元。一个 A/D 转换器可以完成对多个单元信号的 A/D 转换,所以需要有一个多路转换器来进行对各个单元的切换。

(2) 采样保持电路。A/D 转换从开始到结束需要一定的时间,这期间若被测信号变化较快,则 A/D 转换输出信号不能真实反映转换起始时的值,所以需要采样保持电路来使被测信号在转换时间内保持不变。采样保持器性能的主要指标有孔径时间、采样时间、捕捉时间和保持电压的衰减速率。

(3) A/D 转换器。将模拟信号转换为数字信号,监测量的分辨率和模拟数字转换器 (Analogue Digital Convert, ADC) 的分辨率有关,后者又和 ADC 的位数有关,位数多则分辨率更高。此外还要考虑采集卡的存储容量,容量越大,记录信号的持续时间越长。ADC 的基本误差是量化误差,它等于  $\pm \text{LSB}/2$  (LSB 为最低有效位),其大小也取决于位数。但这只是静态下误差,使用时的动态特性不同于静态,例如高速 ADC 由于内部噪声将使量化误差增为  $\pm 1\text{LSB}$ ,此外还存在非线性误差、幅值误差和相位误差等。

### 3.3 信号的传输

(1) 模拟信号传送。模拟信号传送一般采用同轴射频电缆,实用中可采用多芯合一的方法增大直径以及使用铠装电缆等,提高电缆的机械强度。

(2) 光纤信号传送。采用光电隔离方式可以隔离两个系统之间的干扰,光信号的传送用光纤来完成,特别适用于远距离的信号传输,抗干扰能力强,光纤的耐压值高。

1) 信号的调制方式。光纤信号传输系统的光端部分(也称光端机)由光源、光纤、光检测器组成,传输系统中的光信号可以看成是光频载波,这种调制和无线电通信不同,并不是指光频载波的外差调制,而是指光载波的光强度调制。实际应用中对光频载波的调制方式有调幅式调制、调频式调制和脉码调制三种。

2) 光电器件的选择。包括光源(电光变换)选择、光检测器件(光电变换)选择和光纤选择。

3) 信号解调。根据调幅、调频调制方式分别确定相应的解调电路。

4) 信号的多路复用。常用的复用方式有两种,频分复

用和时分复用。频分复用是将多路信号调制成不同中心频率的调频波后进行光电传送还原成调制前的多路信号,复用路数越多则中心频率越高些,频分复用适用于模拟信号的传输;时分复用是在不同时间上分别传送不同的信号,适用于数字信号(脉码调制方式)的传送,结构简单、传输时间较长。

(3) 数据的传送。从数据采集系统采集到的数据最后要送入微机处理和诊断,数据传送根据微机的不同接口,分为并行传送和串行传送两种方式。

1) 并行传送。即通过微机的并行口传送,特点是可并行传送 8 位或更多位数据,即通过 8 根(或更多根)数据线同时传送 8 位(或更多位)数据,故传送速度快。它又可分为三种常用的传送方式,即程序查询传送、程序中断传送和直接存储器存取传送(又称 DMA 方式)。

2) 串行传送。通过微机的 RS-232 异步串行通信端口传送,缺点是传送时间长。当然,由于计算机技术的发展,无论是串行还是并行通信方式,其传送速度均在不断提高。

## 4 在线监测系统的数据处理

在线监测系统的的目的准确获取反映设备运行状况的特征量。主要包含两个方面的内容,一是抑制干扰,提高信噪比,“去伪存真”,即软件抗干扰技术;二是数字信号的特征量分析,即通过一些数学分析手段,寻找到能够较准确反映输变电设备健康状况的特征量。软件抗干扰技术详见本章第 5 节抗干扰技术,数字信号的特征量分析方法主要有以下几种:

(1) 时域分析。显示或记录信号的波形,据此可分析幅值和时间或相位的关系,出现的次数等。

(2) 频域/频谱分析。将时域波形经 A/D 变换后变成一组有相同时间间隔的离散值,再经过 FFT 变换成一组有相同频率间隔的频域内的离散值,从而分析各种特征或根据不同的频谱特征来识别干扰或故障的性质。可分析信号的某些特征在频域上的变化,如幅度谱、相位谱、能量谱和功率谱等。

(3) 相关分析。在时域上研究两个信号间或信号自身间的相互关系,前者称为互相关,后者称为自相关,所谓相互关系指的是波形的相似性。相关分析可用于抑制干扰以鉴别信号是否存在,估计两个相似信号间的时延(如用于电缆的放电故障定位)。

(4) 统计分析。对监测到的随机性信号进行统计分析,统计分析的主要内容有:

1) 均值计算,不仅可了解信号取值的集中程度而且可提高其信噪比。

2) 直方图,以局部放电的监测为例,可统计其放电量  $q$  随时间或相位  $\varphi$  分布的直方图,即  $\varphi-q$  图,或者放电次数  $n$  随放电量  $q$  分布的直方图,即  $q-n$  图。

3) 三维谱图,例如局部放电的  $\varphi-q-n$  图。

对监测到的随机性信号进行统计分析,可以了解故障的严重程度或发展阶段以及故障的性质和模式。

## 5 故障诊断

### 5.1 故障诊断内容

故障诊断是根据监测系统提供的信息,包括监测到的数据和数据处理的结果,对设备的健康状态进行分析,以确定该设备可否继续运行,是正常运行还是要加强监测,是安排



计划检修还是立即停机检修等。诊断一般包括以下内容:

- (1) 判断设备有无故障。
- (2) 判断故障的性质、类型和原因。
- (3) 判断故障的状况和预测设备的剩余寿命, 即对故障的严重程度及发展趋势作出判断。
- (4) 判断故障的部位, 即故障定位。
- (5) 作出全面的诊断结论和相应的反事故对策。

## 5.2 故障诊断方法

输变电设备故障诊断中常用的方法主要有以下几种。

(1) 阈值诊断。阈值诊断是一种通过测试, 按照所得特征是否超过规定阈值来判断设备状态的方法。当设备的特征量及状态较多、相互关系较复杂时, 借助逻辑运算有利于作出阈值诊断。在各种国家标准、规程和导则中, 规定了反映设备绝缘状况或其他状况的某些特征参数的正常值和注意值, 以此作为阈值诊断的参照标准。阈值诊断一般用来判断设备是否有故障, 也可判断故障的严重程度以及故障类型和原因。

阈值诊断较简单易行, 但存在判断不够全面、易误报等缺点。需由工程技术人员根据情况进行纵向和横向的对比分析, 或借助于逻辑判断, 或对多个监测参数进行综合分析, 以作出正确判断。这目前是输变电设备故障诊断的重要方式。

(2) 时域波形诊断。由设备监测到的某特征量随时间变化的曲线, 与事先已测到的标准曲线进行对照, 以判断设备的状态称为时域波形诊断。它仍然是一种直观、简洁的诊断方式。

(3) 频率特性诊断。系统(包括开环系统和闭环系统)对正弦输入信号的稳态反应是用以描述系统性能的一种广泛应用的工程方法。频率特性描述了系统在正弦输入信号作用下, 其输出信号与输入信号之间的关系。频率特性诊断是由设备上测得的频率特性或频谱和已知的标准频谱进行对比, 以诊断设备是否存在故障。

(4) 指纹诊断。由设备监测到的数据进行统计分析处理后, 可得到一些特殊的谱图, 如三维谱图或二维谱图, 通过分析谱图或将谱图和已知的标准图形进行对比, 从而判断设备的绝缘状态, 称为指纹诊断。

以输变电设备局部放电谱图识别为例。输变电设备的局部放电量  $q$ , 放电发生时工频电压的相位  $\varphi$ , 每秒内的放电次数  $n$ , 包含了局部放电的丰富信息。画出  $q-n$ 、 $\varphi-q$ 、 $\varphi-q-n$  谱图, 得到“指纹”, 如图 11.2-2 和图 11.2-3 所示, 将这些指纹与样板对比, 可对设备状态进行诊断。

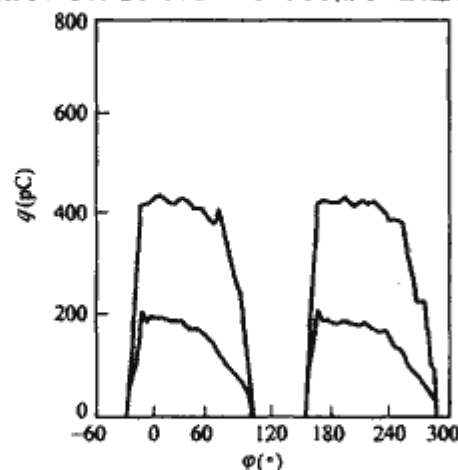


图 11.2-2 绝缘结构的  $\varphi-q$  谱图

相对于仅根据最大放电量进行的阈值诊断, 指纹诊断显得全面一些。指纹诊断包括目测诊断和参数诊断。目测诊断

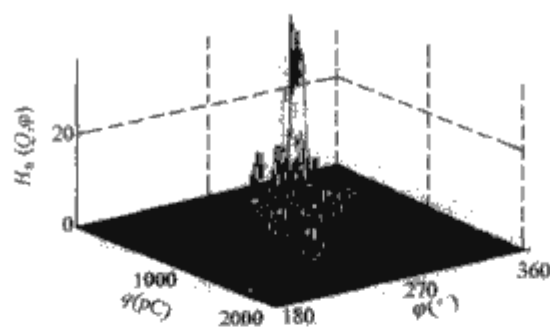


图 11.2-3 绝缘结构的  $\varphi-q-n$  谱图

的准确度在很大程度上取决于操作人员的经验。由于目测诊断的科学性不够, 对有些设备的  $\varphi-q$  谱图可采用图形的偏斜度  $S_k$  等参数来进行指纹参数诊断。偏斜度  $S_k$  本来是用于衡量统计分布图形的不对称性的

$$S_k = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - m)^3 f(x_i) / \sigma^3}{\sum_{i=1}^N f(x_i)} \quad (11.2-1)$$

式中:  $x$  为随机变量的取值;  $f(x)$  为概率密度分布函数;  $N$  为组数;  $x_i$  为组中值;  $m$  为均值;  $\sigma$  为标准差;  $S_k > 1$  为分布函数均值正不对称,  $S_k = 1$  为分布函数均值完全对称,  $S_k < 1$  为分布函数均值反不对称。对  $\varphi-q$  谱图也可用  $S_k$  来衡量其不对称性, 在上述公式中  $x_i$  用  $\varphi_i$  代替,  $f(x_i)$  用  $q_i$  代替, 即可求得  $\varphi-q$  谱图的不对称度。对某些绝缘结构可以用偏斜度作为诊断依据。例如, 对某种绝缘结构, 当老化十分严重时, 其  $\varphi-q$  谱图很不对称, 往右倾斜。因此, 对这种类型的绝缘结构, 可以根据是否为负作为其老化是否严重的判据。

(5) 智能诊断。阈值诊断、时域波形诊断、频率特性诊断、指纹诊断等传统的诊断方法需要人工识别, 为了实现诊断的自动化、智能化, 很多智能的诊断方法被引入到输变电设备的诊断中, 其原理是将智能化数学方法与人工经验结合对设备的特征参量进行综合判断分析, 主要有神经网络诊断、模糊诊断、灰色系统诊断、粗糙集理论诊断和专家系统诊断等, 具体原理和应用参见相关各章内容。

## 6 在线监测系统的抗干扰技术

### 6.1 干扰特点分析

通过传感器进入监测系统和信号混叠在一起的干扰信号是外部干扰的主要来源, 应在预处理(特别在监测微弱的瞬态脉冲信号)时予以抑制。干扰信号按照其波形特点可分为:

(1) 周期性干扰信号。

1) 连续的周期性干扰信号, 如广播等, 其波形一般是正弦形。

2) 脉冲型周期性干扰信号, 其特点是该脉冲干扰周期性地出现在工频的某相位上。

(2) 脉冲型干扰, 高压输电线的电晕放电等无规律的随机性干扰均是脉冲型干扰信号。

### 6.2 硬件抗干扰技术

(1) 电源系统的抗干扰方法。为抑制电网波动对在线监测系统的影响, 控制系统电源一般都经过交流稳压器、隔离变压器、低通滤波器以降低对系统的干扰。

(2) 接地保护的抗干扰方法。

1) 一般强电系统中线均接大地, 弱电系统中的“地”不能随便与之相连, 因强电部分接地点多, 将产生回路不平



衡电流,如弱电“地”与其零线相接,势必引起干扰。

2) 采取屏蔽接地措施。将系统的控制部分、元件、电路、电缆和传输线等屏蔽,将电源变压器一次、二次侧之间加上屏蔽层,将系统装置的金属外壳实行屏蔽接地。

(3) 信号隔离和耦合的抗干扰方法。

1) 光电隔离抗干扰方法。光电隔离器又称光电耦合器,在线监测系统中微型计算机控制部分中一般都有大量的开关量和脉冲量 I/O 信号,光电隔离器能有效地将这些信号的外部与微型计算机内部隔离起来而又不影响信号的传输。其工作过程是将发光二极管电信号转换为光信号,光敏三极管接收该光信号又转换成与原电信号一致的电信号,其 I/O 电信号在电气上完全隔离,但输出信号又完全跟随输入信号。一路光电隔离器原理图如图 11.2-4 所示。根据输入输出具体情况,可以选用带一路或多路的光电隔离器集成块,它已成为最可靠的抗干扰措施之一。

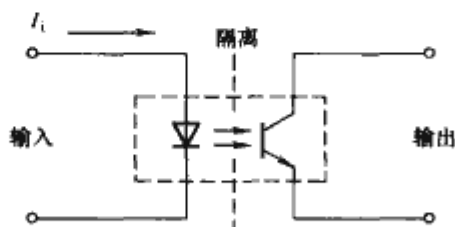


图 11.2-4 一种光电隔离的原理图

2) 隔离放大器抗干扰方法。在监测系统的微型计算机控制部分中有大量的模拟信号,这些信号有时为大电流、高电压,有时为 mV 和  $\mu$ V 级的微弱信号。采用隔离放大器不仅能将这类信号缩小或放大到微机能接受的信号,同时又将其输入信号端和接至微型计算机内部的输出端实行电的隔离,所以隔离放大器能很好地抑制微机的共模干扰。

(4) 硬件滤波。使用各种通带滤波器可以有效地消除或抑制连续的周期性干扰。滤波器带宽和中心频率的选择视干扰信号的频带而定。窄带滤波器抗干扰性能好,能有效抑制通带外的大部分干扰信号,但也容易造成有用信号本身某些频率成分的过度丧失。宽带滤波器可获得的信号的频率成分比较丰富,但不利于干扰的抑制。

(5) 其他硬件抗干扰技术。主要是根据监测系统本身特性和要求设计的专用抗干扰电路,例如局部放电在线监测中的差动平衡系统、电子鉴别系统、极性鉴别法和多端调节等用于抑制共模干扰,硬件“看门狗”电路用于防止系统死机等。

### 6.3 软件抗干扰技术

软件稳定运行的抗外界干扰技术,主要有:

(1) 指令冗余。这是在线监测系统中采用单字节指令,并在关键的地方人为地插入一些单字节指令,或将有效单字节指令重复书写的方法,有利于在线监测系统的正常运行。

(2) 软件陷阱。所谓软件陷阱,就是一条引导指令,强行将捕获的程序引向对程序出错进行处理的程序。

(3) “看门狗”技术。在线监测受到干扰引起程序失控,有可能使程序进入“死循环”,指令冗余和软件陷阱技术都不能解决这个问题,通常可采用“看门狗”技术。“看门狗”技术既可由硬件实现,也可由软件来实现,二者还可以结合

使用。实际使用中,系统易受干扰而无法定时“喂狗”,使硬件“看门狗”失效。而软件“看门狗”技术可有效避免此类问题。

采样获得数据的各种数据处理技术抗干扰方法,主要有:

(1) 平均技术。这是用软件即数据处理的方法抑制干扰,主要是随机性干扰。采用平均技术需确定采样率、每次采样样本的容量以及样本数,而这些采样值的采样周期必须是严格相同的。

(2) 逻辑判断。从逻辑推理上设定一些判据去判断测得的是真实信号还是干扰信号。

(3) 软件的时域开窗法。对已知相位固定的干扰或者能够识别的干扰,采用软件方法对这些信号不予采集,或者不予显示,或者置零。它可以抑制随机脉冲型干扰和周期脉冲干扰,包括直接的时间轴处理和相域处理。直接的时间轴处理包括软件的差动和极性鉴别等。相域处理则是将采集的时域信号(如局放)变换到工频相域  $0 \sim 360^\circ$  中,利用周期脉冲型干扰相位固定的特点采用神经网络或模糊逻辑等将其消除。

(4) 数字滤波技术。运用软件的方法来抑制干扰,可对周期性、脉冲性干扰进行处理。它常用的两种算法是理想滤波器和自适应数字滤波器,理想滤波器相当于模拟滤波器,但与模拟滤波器相比,它具有可任意改变滤波阶数、中心频率和带宽的优点。自适应数字滤波器主要抑制连续的周期性干扰,如可用于局部放电监测中对放电脉冲信号的干扰抑制。

目前,也有学者利用近年来兴起的形态滤波这一非线性数字信号处理技术研究用基于数学形态的滤波器抑制局部放电窄带周期性干扰即引入非线性数学形态学变换,构造一种自适应组合形态滤波器。这种数学形态滤波器是基于信号的几何结构特性,利用预先定义的结构元素(相当于滤波窗)对信号进行匹配或局部修正,以达到提取信号、抑制噪声的目的。该方法在频域有效地滤除窄带周期性干扰的离散谱时很好地保留了局部放电信号本身的特征谱线,提高噪声抑制效果,并且干扰频带的变化和新干扰谱线的出现对滤波效果影响小。因此这种非线性的滤波器可以较有效地消除噪声而保留原信号的一些必要形状。

(5) 小波变换法。利用小波变换分离局放信号(属于非平稳信号)和窄带周期型干扰(属于平稳信号),包括二次小波变换、离散小波变换、小波反变换、小波包变换和小波变换局部模极大值法等。经小波变换后平稳信号随尺度的增加迅速趋于零,而非平稳信号在大部分尺度上都有较大幅值,故可通过平稳—非平稳滤波器辨识局部放电信号。利用小波变换奇异点(如过零点极值点)在多尺度下的表征信号突变特征的能力,也可以对随机的白噪声干扰进行抑制。小波分析法去除窄带周期性干扰和白噪声干扰有一定的优越性,但局部放电微弱时难以选取合适的小波和恰当的小波系数。

(6) 分层式抗干扰法。由于许多方法能很好地抑制某一种干扰,但无法独立地去除所有干扰,而现场实际存在多种不同类型的干扰,采用分层式抗干扰方式可有效去除各种干扰。这种方法适用于软件抗干扰,也适用于硬件抗干扰。



## 第3章 变压器、电抗器的在线监测与故障诊断

大型变压器和电抗器内绝缘都采用油纸绝缘结构。根据变压器故障统计,变压器绕组、套管等单元的绝缘故障占总体故障的80%以上,因此,变压器故障诊断的重点在于绝缘故障的诊断。变压器和电抗器的状态信息可通过巡视检查和定期试验项目获得。巡视检查项目主要包括:油温和油位、箱体及管路和油枕的漏油情况、呼吸器动作、氮气泄漏和设备音响等基本信息。定期试验项目可获得关于绕组、绝缘油、调压开关等试验数据,包括油中溶解气体含量、变压器绕组和套管介质损耗、绕组电阻和变比、热点温度等。这些状态信息是实施设备故障诊断的重要基础。

但是,巡视和常规测量技术无法满足及时获取变压器和电抗器状态信息的需要。因此,油中溶解气体、局部放电、变压器油温和绕组温度、油中微水含量、套管介质损耗、绕组变形、调压开关温度、器身振动等在线监测技术得到发展和应用。同时,在变压器在线监测技术基础上,逐步发展了变压器故障智能化诊断技术,包括油中溶解气体智能化诊断、局部放电模式识别以及变压器振动信号的指纹分析等。模糊数学、人工神经网络、灰色系统理论、专家系统、遗传算法等人工智能诊断方法在变压器故障诊断技术中得到了应用。

本章主要介绍变压器和电抗器的油中溶解气体、局部放电、油中微水含量和有载分接开关的在线监测方法,以及专家系统、人工神经网络和模糊诊断等人工智能诊断方法。

### 1 变压器和电抗器的油中溶解气体在线监测

对于运行中的充油变压器和电抗器:在热和电的作用下,变压器油和有机绝缘材料将逐渐老化和分解,产生少量的各种低分子烃类及二氧化碳、一氧化碳等气体。当存在潜伏性的热或放电性故障时,这些气体产生的速度会加快。随着故障的发展,分解出的气体形成的气泡在油里经对流、扩散,不断溶解在油中。当产气量大于溶解量时,将会有一部分气体进入气体继电器。导致充油变压器和电抗器内部析出气体的主要原因为局部过热(铁心、绕组和触点等)和局部电晕及电弧等放电(匝、层间短路、沿面放电和触点断开等)引起变压器油和固体绝缘的裂解,从而产生气体。由于对判断充油变压器和电抗器内部故障有价值的气体是氢气( $H_2$ )、甲烷( $CH_4$ )、乙烷( $C_2H_6$ )、乙烯( $C_2H_4$ )、乙炔( $C_2H_2$ )、一氧化碳( $CO$ )和二氧化碳( $CO_2$ ),因此称这些气体为特征气体(Characteristic Gases),而把 $CH_4$ 、 $C_2H_6$ 、 $C_2H_4$ 和 $C_2H_2$ 含量的总和称为烃类气体含量的总和或总烃(Total Hydrocarbon)。由于特征气体的组分含量与故障类型及故障严重程度密切相关,因此,本节主要以这些特征气体为监测对象说明油中溶解气体在线监测的原理及方法。

变压器油中溶解气体在线监测系统的重点在于解决油中气体的提取(即油气分离技术)和多组分混合气体的监测(即气体监测技术),也就是说,变压器油中溶解气体在线监测的原理即为油气分离和混合气体的监测原理。根据不同的被测气体,选择不同的气体监测方法并配合不同的油气分离技术,可以组合成多种在线或便携式的油中溶解气体在线监

测装置,下面着重说明几种典型的油气分离技术的原理和气体监测技术的原理。

#### 1.1 变压器油中溶解气体在线监测的油气分离技术原理

(1) 高分子聚合物分离膜的油气分离技术。用于油气分离的高分子聚合物分离膜主要有聚酰亚胺膜、聚六氟乙烯膜和聚四氟乙烯膜等。高分子膜渗透脱气的原理为:油中溶解气体渗透分离膜的过程是一个扩散过程,气体分子从油中向气室的一侧扩散,在一定温度下和一定时间后,膜两侧的气体压力趋于平衡,达到动态平衡,即自动地实现了油、气分离。

气体在膜内溶解符合亨利(Henry)定律,扩散则符合菲克(Fick)定律,据此可以导出渗透膜两侧气体组分的气、液两相的浓度关系式

$$c = (9.87k v_0 - c_0) \left[ 1 - \exp \left( 1 - \frac{1.013 \times 10^5 H A}{v_0 d} t \right) \right] + c_0 \quad (11.3-1)$$

式中: $c$ 为渗透过分离膜在气室中的气体浓度, $\mu L/L$ ;  $k$ 为 $40 \sim 50^\circ C$ 时,浓度转换系数; $v_0$ 为在 $1.0133 \times 10^5 Pa$ 下油中气体的浓度, $\mu L/L$ ;  $H$ 为分离膜的渗透系数, $m^2/s \cdot Pa$ ;  $A$ 为分离膜有效渗透面积, $m^2$ ;  $d$ 为分离膜的厚度, $m$ ;  $t$ 为渗透时间, $s$ ;  $c_0$ 为气室中初始的气体浓度, $\mu L/L$ 。当渗透时间相当长后,透析到气室的气体浓度将达到稳定。

(2) 真空取气的油气分离技术。根据产生真空的方式不同,又可以分为波纹管法、真空泵脱气法和油中吹气法等三种形式。

波纹管法是利用小型电动机带动波纹管反复压缩,多次抽真空,将油中溶解气体抽出来,废油仍回到变压器中。日本三菱株式会社利用该原理开发成功了变压器油中总的可燃气体在线监测装置。以抽真空法的变压器油中溶解气体在线监测装置,虽然每次测试需要40min,测试周期可在1~99h或1~99a内调整。但由于积存在波纹管空隙里的残油很难完全排出,将污染下一次检测时的油样,不能真实地测出油中溶解气体组分含量及其变化趋势,特别是对含量低、在油中溶解度大的乙炔,残油中乙炔的影响就更显著。

真空泵脱气法是利用常规色谱分析中的抽真空脱气原理,用真空泵抽真空来抽取油中溶解气体,废油仍回到变压器油箱,也可以实现变压器油中溶解气体的在线监测。例如,我国某研究院用氢火焰离子检测器(Flame Ionization Detector, FID)检测器监测 $CH_4$ 、 $C_2H_6$ 、 $C_2H_4$ 和 $C_2H_2$ 四种烃类气体的在线装置,可在1~99h或1~99a内任意选择监测周期,自动打印出各气体组分的含量及谱图,可直接对变压器的运行状态、故障类型和严重程度进行判断及声光报警;日本东芝公司利用红外监测器监测 $H_2$ 、 $CO$ 和 $CH_4$ 三组分的变压器油中溶解气体在线监测装置,每测一次需要15min。

油中吹气法的油气分离技术是采用不同的吹气方式,将溶于油中的气体替换出来,使油面上某种气体的浓度与油中该气体的浓度逐渐达到平衡状态,即

$$v = C/K \quad (11.3-2)$$

式中: $v$ 为油中该气体成分的浓度, $\mu L/L$ ;  $C$ 为达平衡后油



面上该气体的浓度,  $\mu\text{L/L}$ ;  $K$  为该脱气装置的脱气率。

当吹气结束后, 再将油面上的气体送入检测器, 如图 11.3-1 所示。采用这种基本原理的吹气方法主要有载气洗脱法、空气循环法和比色池法三种。

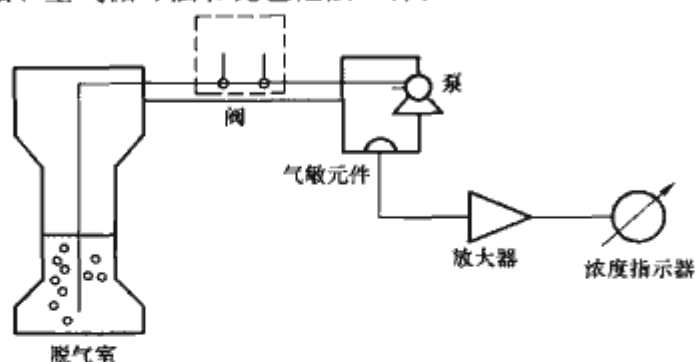


图 11.3-1 吹气法脱气及气敏元件气体检测示意图

综上所述, 三种脱气法各有其优缺点, 但从在线监测的角度看, 高分子聚合物分离膜透气法应用最多。

## 1.2 变压器油中溶解气体在线监测的气体检测技术原理

(1) 半导体传感器的气体检测技术。通常用于气敏元件的半导体传感器有钨栅极场效应管和以氧化锡 ( $\text{SnO}_2$ ) 为主体的烧结型半导体。由于钨栅极场效应管的开路电压随气体中含氢量而变, 比较敏感, 不仅对  $\text{H}_2$  具有独特的选择性, 而且基本不受其他气体组分的干扰, 因此是最早用于油中溶解氢气在线监测的装置。钨栅极场效应管测氢的机理是: 当氢分子吸附在催化金属钨上时, 氢分子在钨的外表面发生分解生成氢原子, 透过钨膜, 迅速通过钨栅并吸附在金属钨和绝缘介质界面上, 形成偶极层, 使金属钨的电子功函数减少。这种现象表现为金属氧化物半导体场效应管 (Metallic Oxide Semiconductor Field Effect Transistor, MOS-FET) 阈值电压 (又称为开启电压)  $V_{\text{TS}}$  降低, 其降低值  $\Delta V$  与  $\text{H}_2$  浓度有定量关系,  $\Delta V$  经放大和线性化处理后转换为气体的浓度值, 单位为  $\mu\text{L/L}$ 。实际运行发现钨栅极场效应管存在严重缺点, 一是使用寿命短; 二是零漂严重, 要经常调整, 而且多次出现误报警。

与钨栅极场效应管几乎同时用于变压器油中溶解气体在线监测的是金属氧化物半导体传感器。金属氧化物半导体传感器由涂有一层  $\text{SnO}_2$  的圆筒状陶瓷作为骨架, 加热器穿过陶瓷骨架内部以使沿着整个陶瓷骨架保持恒温。 $\text{H}_2$  和  $\text{O}_2$  发生反应时释放出电子, 导致  $\text{SnO}_2$  的电导增大, 电导的变化引起电压的变化。当溶解气体中氢的含量增高时,  $\text{SnO}_2$  层的电导增大, 传感器的输出电压将随含氢量的增大而近于线形下降。通过在  $\text{SnO}_2$  内加不同比例的催化剂, 可以控制对不同气体的敏感程度。因此, 目前国内外大多采用这种半导体传感器作为变压器油中溶解气体在线监测装置的检测元件。但是, 目前国内外以半导体传感器为检测元件的在线监测装置大多数检测的气体种类少, 检测的灵敏度在  $10\mu\text{L/L}$  以上, 难以达到 IEC 60599—2007《运行中的油浸式电气设备溶解和游离气体分析解释导则》和 DL/T 722—2000《变压器油中溶解气体分析和判断导则》规定的运行变压器乙炔含量为  $1\mu\text{L/L}$  (330kV 以上) 和  $5\mu\text{L/L}$  (220kV 及以下) 的注意值的要求。

通过在氧化锡内加入催化剂, 并控制氧化锡内添加的贵金属的比例, 可以明显提高传感器对不同气体的分辨率和灵敏度。我国已研制出可分别测量  $\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$  和  $\text{C}_2\text{H}_6$  六种气体的 MQ 型系列传感器, 并使  $\text{C}_2\text{H}_2$  的检测灵敏度达到  $1\mu\text{L/L}$ , 并能在油气、高湿度和温度变化中

能保持长期的稳定性。

(2) 催化燃烧型传感器的气体检测技术。催化燃烧型传感器的基本原理是在一根铂丝上涂上燃烧型催化剂, 在另一根铂丝上涂上惰性气体层, 组成阻值相等的一对元件, 由这一对元件和外加两个固定电阻组成桥式检测回路。在温度一定的桥流下, 当与可燃气体接触时, 一根铂丝发生无烟燃烧反应, 发热, 其阻值发生变化; 另一根铂丝不燃烧, 阻值不变, 使原来平衡的电桥失去平衡, 输出一个电信号, 该信号与可燃气体浓度呈线性关系。目前采用此类技术的油中溶解气体在线监测装置一般只能监测  $\text{H}_2$  等可燃性气体。

(3) 燃料电池型传感器的气体检测技术。燃料电池是一种将储存在燃料和氧化剂中的化学能直接转化为电能的一种发电装置, 其原理是: 由电解液隔开两个电极, 阳极的氢以化学方式被氧化, 阴极周围的空气提供氧, 经催化, 氢、氧起反应, 氧被还原, 电极提供电子转移的通道。以燃料电池作为油中溶解  $\text{H}_2$  检测的原理是基于作为燃料的氢在氧化还原反应的同时, 燃料电池输出正比于  $\text{H}_2$  浓度的电流, 通过电流—电压转换成  $2\sim 10\text{V}$  的电压信号, 输出并显示。

早在 20 世纪 70 年代, 加拿大就开始利用燃料电池作为检测充油设备油中  $\text{H}_2$  的传感器研究, 现已批量生产便携式 103B 型和在线式 201R 型氢气在线监测装置。其测试的原理是: 安装在变压器上或用注射器将油样抽入聚四氟乙烯进样口, 溶解在油中的氢气透过聚四氟乙烯分离膜迅速扩散并在多孔的透气铂电极上被氧化; 与此同时, 周围有空气的另一个电极上的氧被还原, 两电极间的电解质是呈胶状的、浓度为 50% 的硫酸溶液; 由燃烧电池所产生的电流, 通过一个  $100\Omega$  的电阻显示电压值, 这个电压值被放大 1000 倍, 并用指针显示出油中氢气的浓度; 废油从微孔结构的电极空腔中排出。燃料电池的反应值与氢的浓度成正比, 从几个  $\mu\text{L/L}$  到几千  $\mu\text{L/L}$ , 加拿大和南非的测试结果都证实了这一点。

尽管燃料电池型的监测仪检测的精度较高, 重复性好, 但燃料电池的使用寿命有限、造价也高。同时还应该指出, 燃料电池中的电化学反应实际为氧化—还原反应, 当油中溶解有大量的  $\text{CO}$  气体时, 它会透过聚四氟乙烯分离膜, 不可避免地参与反应, 因此测试结果实际为  $\text{H}_2$  和 12% 左右的  $\text{CO}$  之总, 将会影响真实的氢气的组分含量。此外, 以这种传感器为检测器的油中溶解气体在线监测装置仅测量氢气, 如果要知道该变压器油中的特征气体组分含量, 该装置并不能直接测量, 而只有通过氢气换算的方法得到。因此, 其监测灵敏度只有  $(25\pm 10\%) \mu\text{L/L}$ 。

(4) 光敏气体传感器的气体检测技术。基于红外原理, 以一个加热器作为红外线的热源制作出检测  $\text{C}_2\text{H}_2$  的传感器。由于  $\text{C}_2\text{H}_2$  在红外区域存在固定的吸收光谱, 如果将可允许此相应波长的光线能够通过的干扰滤波器安装于光谱及接收侧, 根据热电检测器处所接收到的光强度变化, 即可测得气室中的  $\text{C}_2\text{H}_2$  含量, 同时实验证明, 这种  $\text{C}_2\text{H}_2$  传感器对气室内的其他气体的敏感性很低。据有关文献报道, 国外已研制出基于分子吸收光谱原理的微量  $\text{C}_2\text{H}_2$  检测仪, 其灵敏度已达  $1\mu\text{L/L}$ 。在环境污染监测技术中, 目前已用红外线吸收式传感器不经分离而直接测量  $\text{CO}_2$ , 同时也可监测环境中的  $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{NO}_2$  等气体。这类传感器经一定的改进, 在变压器油中溶解气体在线监测技术中也会有良好的应用前景。

(5) 变压器油中溶解气体光声光谱检测法。光声光谱是基于光声效应的一种高灵敏度、高选择性、大动态检测范围的微量气体光谱检测技术, 其原理如图 11.3-2 所示:

光线经调制、滤光以后进入气体样品池, 其上开孔并以



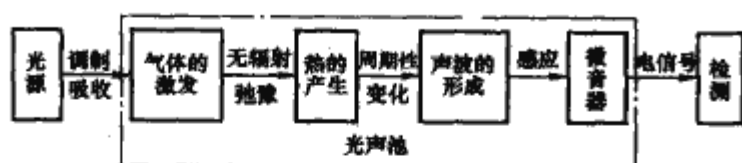


图 11.3-2 光声光谱原理图

恒定速率转动的调制盘将光线调制为闪烁的交变信号，并由一组滤光片实现分光。经调制后的各气体特征频率处的光线以调制频率反复激发样品池中相应的气体分子，被激发的气体分子会通过辐射或非辐射两种方式回到基态；对于非辐射弛豫过程，体系的能量最终转化为分子的平动能，引起气体局部加热，从而在气池中产生压力波（声波），使用麦克风可以检测这种压力的变化。光声技术就是利用光吸收和声激发之间的对应关系，通过对声信号的探测从而了解光吸收过程。由于光吸收激发的声波的频率由调制频率确定；而其强度则只与可吸收该窄带光谱的特征气体的体积分数有关，因此，建立气体体积分数与声波强度的定量关系，就可以准确计量气池中各气体的体积分数。由于光声光谱测量的是样品吸收光能的大小，因而反射、散射光等对测量干扰很小，尤其在对弱吸收样品以及低体积分数样品的测量中，尽管其吸收很弱，但不需要与入射光强进行比较，因而仍然可以获得很高的灵敏度。因油气分析仅需检测几种已知化合物，采用一系列透射波长一定的滤光片分光即可奏效。故障气体的分子红外吸收光谱虽有不同化合物分子特征谱线交叠重合的现象，但可选择相对独立的特征频谱区域，从根本上消除检测过程中不同气体间发生干扰的问题，以满足检测要求。

(6) 可供油中溶解气体在线监测选用的其他气体检测技术。由于现代检测技术的发展，各种传感器不断问世，这给研制变压器油中溶解气体在线监测装置所需要的传感器提供了许多选择的余地。例如，利用光量子的能量使气体分别电离的光离子检测器，可根据各种气体分子电离能不同将气体检测出来，显然利用这种检测器可使装置简单、灵敏度高，制成便携式仪器是可能的，但用于在线监测还有相当难度；又如国内某传感器技术研究所研制的  $\text{CH}_4$  气敏元件和常温

振动式  $\text{CO}$  气敏元件，以及用  $\text{BaCO}_3$ — $\text{LiCO}_3$  作电极的固体电池式  $\text{CO}_2$  传感器，用浸渍法研制的添加 Pt 的  $\text{SnO}_2$  分离膜式气体传感器都对  $\text{CO}$  有很高的灵敏度，并在很宽的浓度范围内呈线性。这些新型传感器都为研制检测灵敏度高的变压器油中溶解气体在线监测装置开创了良好的前景。但由于在线监测的自然环境恶劣，强电磁干扰十分复杂，在选用这些传感器作气体检测器时还有大量的工作需要研究。

### 1.3 典型装置及应用实例

(1) 国外某 3 组分和 6 组分变压器油中溶解气体的在线监测装置。该装置采用熔结 PFA 膜分离油中气体，并有 3 组分 ( $\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CH}_4$ ) 和 6 组分 ( $\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$ ) 两种油中气体的监测装置。两者的构成基本相同，后者仅色谱柱复杂一些，它的装置框图如图 11.3-3 所示。气敏元件为可燃气体传感器，对碳氢类气体较为敏感。气体检测单元和诊断单元也可和气体分离单元分开，单独做成便携型仪器。

(2) BSZJ 系列变压器油中 6 种溶解气体在线监测及诊断装置。该装置以聚四氟乙烯、聚六氟乙烯混合膜自动分离油中气体，以 MQ 型智能分布式传感器（不用气体分离柱）在线分离和分别检测变压器油中  $\text{H}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_6$  6 种溶解气体的 BSZJ 系列在线监测装置（见图 11.3-4），可以实现远程监测及诊断。

1) 典型实例 1。安装在某 220kV 变电站 2 号主变压器的 BSZJ-IV 型油中 6 种溶解气体在线监测装置，自 1998 年 6 月以来该变压器油中总烃含量一直超标，但又无法停电检修，溶解气体在线监测装置连续监测总烃值无上升的趋势（与常规油色谱分析一致），监测系统诊断结果为中温过热；1999 年 12 月主变压器大修时发现，滤油吊心发现内部有连接点螺钉松动，导致局部过热。

2) 典型实例 2。某发电厂 1 号主变压器安装的 BSZJ-IV 型油中 6 种溶解气体在线监测装置，于 2002 年 2 月 2 日~4 月 27 日，发现  $\text{C}_2\text{H}_2$  超标，三比值编码均为 002 码，与 6 次油样离线化验分析结果一致。

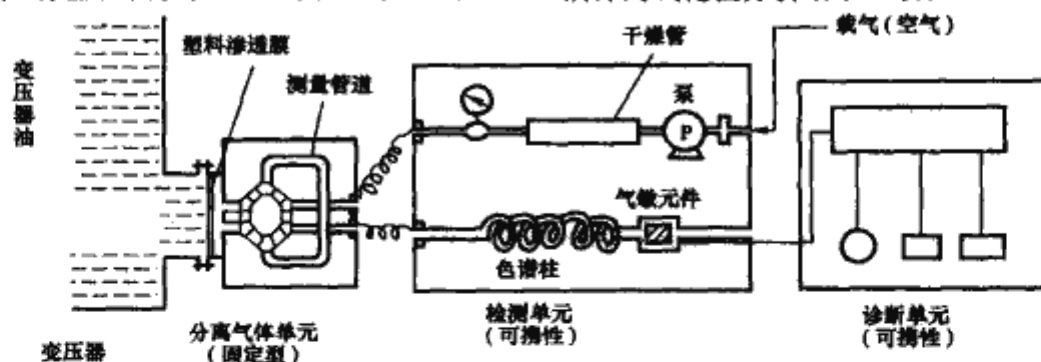


图 11.3-3 国外某公司研制的多组分油中气体的监测装置

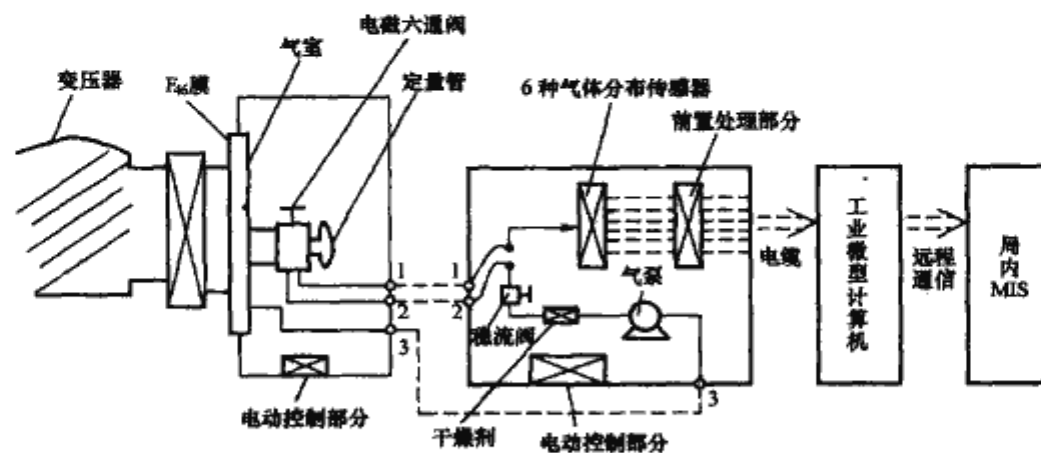


图 11.3-4 BSZJ-IV 型变压器油中 6 种溶解气体在线监测及诊断装置



## 2 变压器局部放电在线监测

目前,取得较好应用效果的局部放电在线监测方法主要有脉冲电流法、超声法和超高频法三种方法。脉冲电流法和超高频法属于电测法,超声监测法属于非电监测法。脉冲电流法是通过测量局部放电产生电荷变化在变压器外部引线上流过的脉冲电流,对局部放电量进行测量,其优点是灵敏度高,监测系统频带可达到数兆赫兹,可按照 IEC—270、GB/T 7354—2003《局部放电测量》、DL/T 417—2006《电力设备局部放电现场测量导则》等标准进行放电量的标定后,得到变压器的放电量指标,其缺点是由于现场存在严重的电磁干扰,将大大降低监测灵敏度和信噪比。超声法利用变压器发生局部放电时产生的声波来进行测量,其优点是基本不受现场电磁干扰的影响,信噪比高,可以确定放电源的位置;缺点是灵敏度低,不能确定放电量。超高频法是通过测量 300MHz 至数千兆赫兹频带范围内的局部放电超高频信号分量,以避免电晕放电和无线电干扰等噪声,具有抗干扰能力强的优点,但是还难以实现放电量的定量分析。

### 2.1 脉冲电流法

脉冲电流法的基本原理可用如图 11.3-5 所示电路阐述:当试品  $C_x$  产生一次局部放电时,脉冲电流经过耦合电容  $C_k$  在检测阻抗两端产生一个瞬时的电压变化,即脉冲电压  $\Delta U$ ,脉冲电压经传输、放大和显示等处理,可以测量局部放电的基本参量。脉冲电流法是对局部放电频谱中的较低频段(一般为数千赫兹至数百千赫兹或至多数兆赫兹,局部放电信号能量主要集中在该段频带内)成分进行测量,以避免无线电干扰。传统的测量仪器一般配有脉冲峰值表指示脉冲峰值,并有示波管显示脉冲大小、个数和相位。放大器增益很大,测试灵敏度相当高,而且可以用已知电荷量的脉冲注入校正定量,从而测出放电量  $Q$ 。

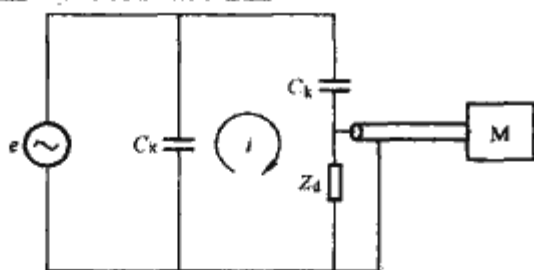


图 11.3-5 脉冲电流法基本原理

采用脉冲电流法的变压器局部放电在线监测系统,其监测频带根据 IEC-270 和 GB/T 7354—2003 的相关规定确定。脉冲电流法通过脉冲电流传感器提取变压器内部局部放电产生的脉冲信号,脉冲电流传感器分为窄带型脉冲电流传感器和宽带型脉冲电流传感器。基于脉冲电流法的变压器局部放电在线监测系统的基本结构如图 11.3-6 所示。图中,传感

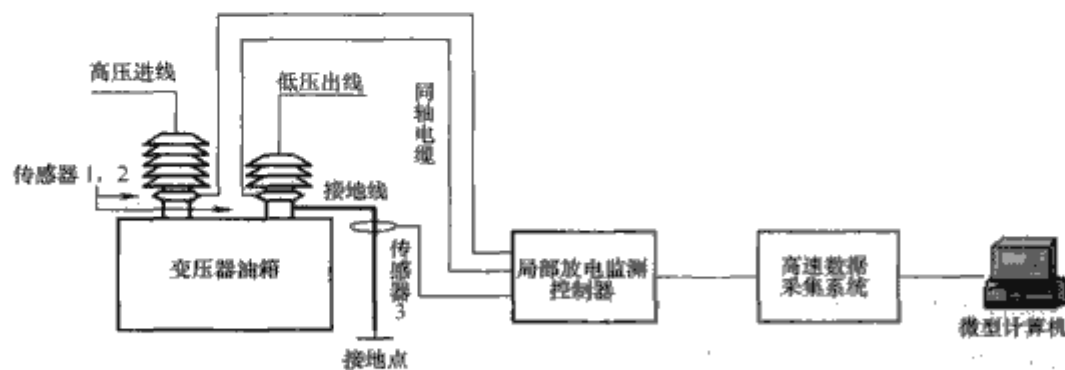


图 11.3-6 基于脉冲电流法的变压器局部放电在线监测系统基本结构

器 1, 2 为窄带型脉冲电流传感器,安装于套管末屏最后一个伞群和法兰之间,传感器 3 为宽带型脉冲电流传感器,安装于套管末屏接地线。

窄带型脉冲电流传感器通常采用空心罗戈夫斯基线圈绕制而成,传感器的中心频率通常在几兆赫兹,检测带宽较窄,通常为几十千赫兹。优点是能够抑制工频大电流和低频干扰,故可以安装于变压器套管末屏耦合变压器内部局部放电信号;缺点是灵敏度较低,对信号的畸变较大。宽带型脉冲电流传感器通常采用磁心罗戈夫斯基线圈绕制而成,磁心可选用锰锌材料或镍锌材料,传感器的检测频带通常为几兆赫兹,下限频率为几百千赫兹,上限频率可以达到几兆赫兹。优点是灵敏度高,对信号的畸变小;缺点是抗干扰能力较差,且在工频大电流作用下磁心容易饱和,故将其安装于变压器套管末屏接地线耦合变压器内部局部放电信号。为了减小空间电磁波的干扰,同时出于设备安装的需要,脉冲电流传感器采用金属外壳封装。一套监测系统需要安装的传感器数量根据被监测变压器确定。通常,各相高、低套管均需要安装两种传感器,铁心接地小套管可根据具体情况选择安装宽带型传感器或窄带型传感器。

下面介绍罗戈夫斯基线圈脉冲电流传感器的应用特性。如图 11.3-7 (a) 所示为罗果夫斯基线圈的外形结构,如图 11.3-7 (b) 所示为罗戈夫斯基线圈脉冲电流传感器的等效电路。

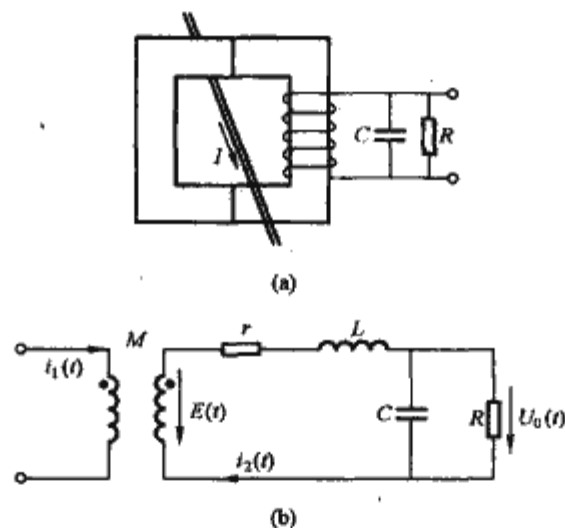


图 11.3-7 罗戈夫斯基线圈脉冲电流传感器的结构和等效电路  
(a) 罗戈夫斯基线圈的结构 (b) 等值电路

图中:  $M$  为线圈的互感;  $L$  为二次侧线圈的自感; 一次侧线圈的自感很小,可忽略不计;  $C$  为线圈的杂散电容;  $r$  为线圈的等效电阻;  $R$  为线圈的负载电阻;  $E(t)$  为由于互感产生的电动势;  $U_0(t)$  为线圈负载电阻上的电压,自感  $L$  按式 (11.3-3) 计算

$$L = \mu \frac{N^2 S}{l} \quad (11.3-3)$$

式中:  $\mu$  为相对磁导率;  $N$  为二次侧线圈的匝数;  $S$  为线圈截面积;  $l$  为磁路长度。

传感器在频域内的传递函数为  $H(j\omega)$ , 即

$$H(j\omega) \approx \frac{R}{N} \times \frac{1}{1 - j[R/(\omega C) - \omega RC]} \quad (11.3-4)$$

如图 11.3-8 (a) 和 (b) 所示分别为改变线圈匝数  $N$  和负载电阻  $R$  时,脉



冲电流传感器的幅频特性与相频特性的变化情况。由图中可以看出,当脉冲电流传感器的灵敏度减小时,传感器的通频带相应地变宽,相频特性也相应地变平坦。因此可以根据具体应用的需要,调整传感器参数,以达到最佳的检测效果。

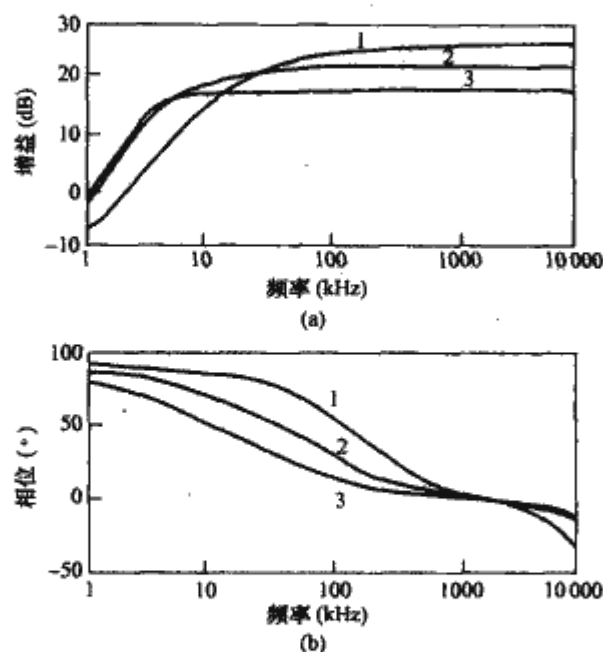


图 11.3-8 脉冲电流传感器幅频特性和相频特性  
(a) 幅频特性; (b) 相频特性  
1— $N=10$  匝及  $R=100\Omega$  时仿真结果; 2— $N=20$  匝及  $R=200\Omega$  时仿真结果; 3— $N=20$  匝及  $R=100\Omega$  实测结果

基于脉冲电流法的变压器局部放电在线监测系统的硬件构成如图 11.3-9 所示。局部放电监测控制器主要由滤波放大电路和电缆驱动电路组成,滤波器的通频带根据电流传感器的检测频带确定。多路开关实现多路信号的选通,控制信号由计算机发出。高速数据采集系统和计算机构成微机控制系统。高速数据采集系统实现信号的 A/D 转换,并将数字信号传输到计算机,采集系统的控制信号由计算机发出。在计算机中,由信号处理软件完成信号的去噪,局部放电特征量的提取以及生成局部放电信号数据库,数据库存储局部放电信号的各种信息,如平均放电量、最大放电量 and 放电次数等,并能够根据用户需要输出相关信息,如专家意见和各种局部放电特征图谱。

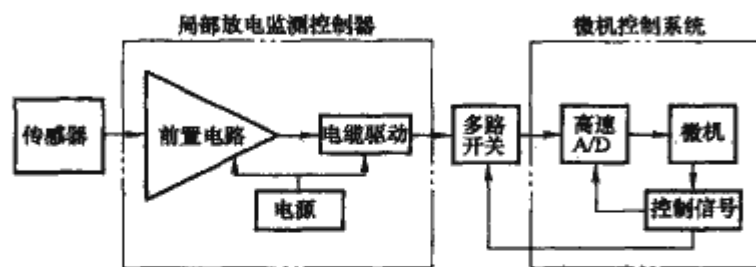


图 11.3-9 基于脉冲电流法的变压器局部放电在线监测系统硬件构成

## 2.2 超声法

采用超声法的变压器局部放电在线监测系统检测频带介于几十千赫兹至几百千赫兹之间。超声法主要依靠超声传感器接收变压器内部局部放电发射的超声信号,属于非电测法,因此能够避开现场电磁干扰,且具有较高的灵敏度。超声传感器的设计是变压器局部放电超声监测系统的关键,可采用的超声传感器种类很多,需要结合超声传感器的应用环

境与制作超声传感器的材料特性,设计满足检测要求的超声传感器。应用中,超声传感器通过硅胶被固定在变压器箱体上。目前,由于超声检测法无法实现局部放电量的定位,所以主要作为脉冲电流法的辅助检测方法,用来帮助局部放电源的定位。基于超声检测法的变压器局部放电在线监测系统的基本结构如图 11.3-10 所示。

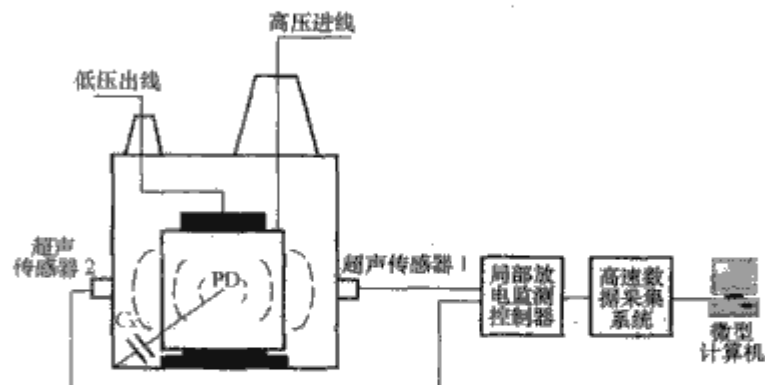


图 11.3-10 基于超声检测法的变压器局部放电在线监测系统

超声传感器种类很多,常用的主要分为以下 3 类:

- (1) 压电式传感器。体积小、声电转换系数大、成本低,检测频带介于  $20\text{kHz}\sim 10\text{MHz}$ 。
- (2) 磁致伸缩式传感器。检测频带较低,通常不高于  $40\text{kHz}$ ,但通过优化设计,可将检测频带扩展至  $100\text{kHz}$ 。
- (3) 静电换能器。既可以用作低强度超声发射器,又可以用作超声接收器,检测频率最高可达到  $100\text{MHz}$ 。

超声传感器的设计要结合超声信号的频谱和现场噪声的频谱,选择恰当检测频带,确保超声传感器在检测频带内具有较高的灵敏度,并能够具有较强的抗干扰能力。现场的干扰主要来自现场设备振动产生的噪声,如铁心、冷却风扇、冷却泵和有载分接开关等设备振动产生的噪声。为了对噪声达到良好的抑制效果,超声波传感器还需要配合具有窄带滤波放大前置电路,带通滤波器的通频带介于几十千赫兹至二百千赫兹,通频带内增益为 100 倍左右。信号采集装置和信号处理流程与基于脉冲电流法的变压器局部放电在线监测系统类似。

超声法与脉冲电流法同时应用于变压器局部放电在线监测,可以实现电声联合定位。如图 11.3-11 所示为某一监测系统实测信号,可通过超声波信号时延达到定位目的。

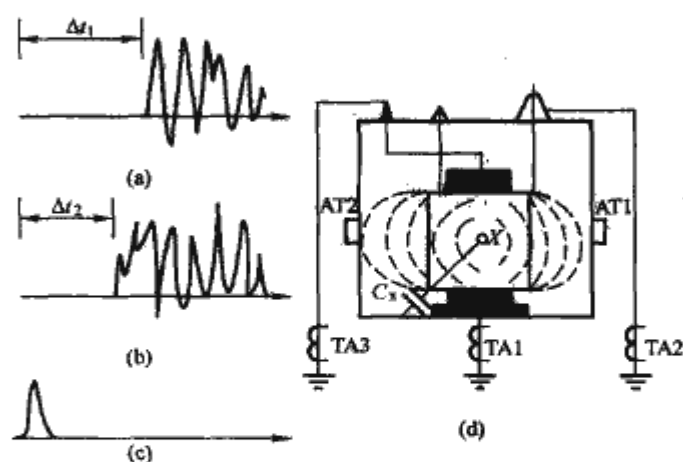


图 11.3-11 电流传感器和声发射传感器安装示意图  
(a), (b) 局部放电的声信号; (c) 局部放电的电信号;  
(d) 电、声传感器在变压器上的安装位置  
 $x$ —局部放电位置; TA1, TA2, TA3—分别为外壳、套管末屏、铁心接地线上的电流传感器; AT1, AT2—声发射传感器;  $\Delta t$ —声信号的时延



### 2.3 超高频法

变压器局部放电在线监测超高频法检测频带介于 300~1500MHz 之间, 避开了低频干扰和无线电波干扰。超高频法主要依靠超高频天线接收局部放电产生的超高频电磁波, 根据天线的安装位置可分为外置式天线和内置式天线。早期的研究将天线置于变压器套管末屏接地线附近检测局部放电, 近期的研究倾向于将天线通过变压器放油阀、检修孔或探孔置于变压器内部。基于超高频检测法的变压器局部放电在线监测系统的基本结构如图 11.3-12 所示。

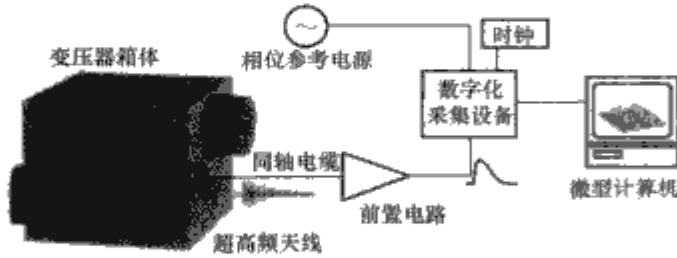


图 11.3-12 超高频检测法的变压器局部放电在线监测系统示意图

目前, 由于在超高频检测法中应用的超高频天线种类较多, 变压器内部局部放电超高频信号的衰减程度随变压器内部绝缘结构不同变化很大, 因此并没有形成统一的国际标准。特别是在定量分析局部放电量的问题上, 由于受到超高频天线类型、超高频天线安装位置、超高频信号传播路径等诸多因素的影响, 还未能实现局部放电量的在线标定。

超高频天线的设计与优化是超高频检测的关键技术之一。可供选择的的天线类型很多, 如单极子天线、偶极子天线、倒锥体天线、阿基米德双臂平面螺旋天线等。天线的性能主要取决于天线的几何尺寸, 在设计和优化过程中, 要综合考虑天线的各个几何参数之间的关系, 使天线的性能, 如增益、驻波比、方向性和接收阻抗等特征参数, 达到变压器局部放电超高频检测的要求。

超高频天线的设计和优化设计和优化原则如下: ①小型化; ②检测频带介于 300~1500MHz 之间; ③检测频带内具有较高的灵敏度; ④具有一定的抗干扰能力。

下面介绍两种具有较好应用特性的超高频天线, 倒锥体天线和阿基米德双臂平面螺旋天线。如图 11.3-13 (a) 和

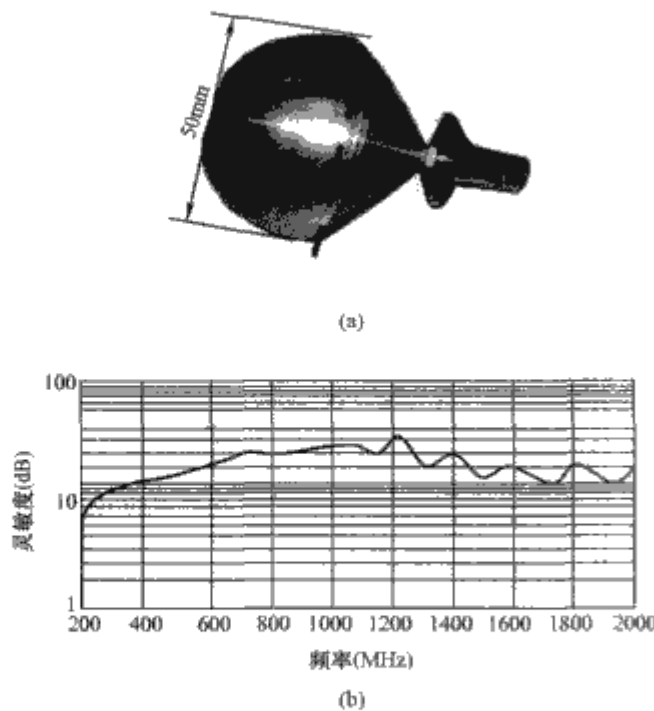


图 11.3-13 倒锥体天线外形结构及实测灵敏度  
(a) 倒锥体天线的外形结构; (b) 随频率变化的天线灵敏度

(b) 所示分别为倒锥体天线的外形结构和随频率变化的天线灵敏度。如图 11.3-13 (a) 所示, 锥头的直径为 50mm, 馈电点位于锥尖, 选用 NK 型电缆接头, 匹配 50Ω 同轴电缆。如图 11.3-13 (b) 所示, 倒锥体天线的灵敏度在 400~1600MHz 之间大于 10dB, 具有良好的检测性能。

图 11.3-14 (a)、(b) 分别为阿基米德双臂平面螺旋天线的外形结构和随频率变化的天线灵敏度。如图 11.3-14 (a) 所示, 阿基米德双臂平面螺旋天线的直径为 50mm, 采用 A、B 两点对称馈电。天线的输出阻抗固定, 需要采用阻抗变换器实现与 50Ω 同轴电缆的匹配, 另外, 由于天线双臂的电荷分布不完全对称, 导致天线的方向图发生倾斜, 需采用平衡变换实现平衡馈电。实际应用中, 可采用磁心阻抗变换器 (又称传输线变压器) 同时完成阻抗变换和平衡变换。

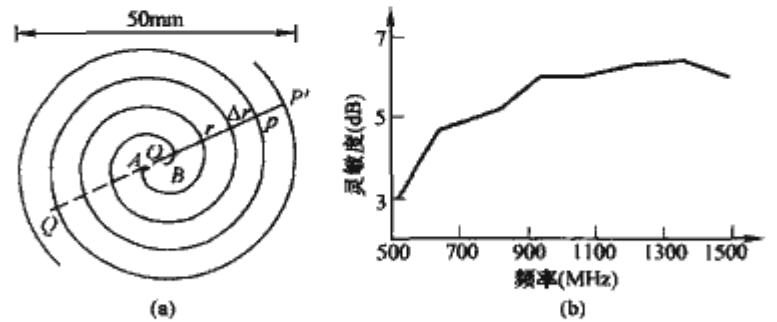


图 11.3-14 阿基米德双臂平面螺旋天线外形结构及实测灵敏度  
(a) 阿基米德双臂平面螺旋天线外形结构;  
(b) 随频率变化的天线灵敏度

变压器局部放电超高频监测系统总体基本结构如图 11.3-15 所示。超高频天线接收的信号由性能优异的前置放大器和高频放大器进行预处理。处理后的信号可通过检波电路, 得到超高频信号幅值的包络线。检波得到的是高频信号中的“低频”分量, 使监测装置可以用较低采样率的模数转换器进行模数转换, 降低了监测装置的制造成本。变压器的局部放电信息, 最后由微机作进一步的分析处理。

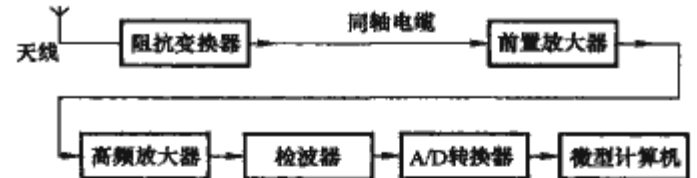


图 11.3-15 超高频监测装置原理框图

荷兰某公司将超高频天线插入接近变压器油箱底部的放油阀中, 选择监测频带为 300~600MHz 或 600MHz~1.2GHz, 但带宽选为 40MHz 或 80MHz 的特定频带内以提高信噪比。在 1998~2002 年间, 该公司成功地用该系统对 22~400kV 间所有高压变压器进行了监测。

英国某大学用于电力变压器局部放电监测的超高频传感器则是应用了他们在 GIS 上用的外部传感器的结构和材料, 至今英国有关 GIS 超高频传感器的技术已成功应用于电力变压器。但变压器没有方便的安装位置, 需先在箱盖上焊接一个圆环形凸台, 其上安装尼龙介质窗, 传感器在 500~1500MHz 之间有一宽带的频率响应。另外, 国际大电网会议 (GIGRE) A2.27 工作组正在讨论用于变压器局部放电超高频监测的介质窗的标准化问题。

### 2.4 局部放电监测抗干扰技术

(1) 定向耦合差动平衡系统。如图 11.3-16 所示为单台变压器的差动平衡监测系统, 两个定向耦合传感器 TA1 和 TA2 测量到的局部放电脉冲信号为差模信号, 而测量到的



两路干扰信号为共模信号,可采用差动平衡放大器进行干扰抑制。当仅有一台变压器(或两台变压器结构差别极大)时,往往只能由外壳接地点(或高压套管的末屏接地线上)和绕组中性点接地线上的信号进行比较。显然,由于变压器绕组和外壳的各自的脉冲传输路径不同,两个传感器上的脉冲波形是不同的。在时间上也常有明显的时延。为此可选择合适的测量频带,在这个频带下干扰信号能被差动系统较好地抑制,而局部放电信号则能更多地被监测到。

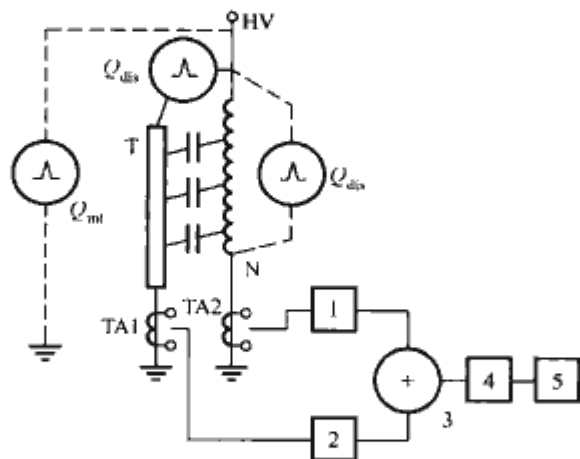


图 11.3-16 单台变压器的差动平衡监测系统

具体做法是:在离线停电情况下,对变压器和监测系统进行调整,在外部加上校准用脉冲方波,模拟干扰信号  $Q_{int}$ ,并对传感器上测得的电流脉冲作频谱分析。同样可在高压端对外壳 T 或中性点 N 间注入电荷  $Q_{dis}$ ,以模拟变压器内的局部放电,并对传感器上测得的电流脉冲进行频谱分析。对两个传感器上的脉冲频谱进行比较,可以了解到哪个频段的干扰信号易于抑制。同时,可实测不同频率下的抑制比和信噪比,由此得到一个较好的监测频段。

显然这是个窄带监测系统,实际上,在电流传感器后接有窄带滤波器。该法在单相 500kV 变压器上对来自输电线的共模干扰,得到了 40dB 的抑制能力。

(2) 极性鉴别系统。与定向耦合差动平衡系统类似,当两个传感器测量到的局部放电脉冲信号的极性相反,而干扰脉冲信号极性相同,可以通过极性鉴别电路或者极性鉴别分析软件去除脉冲干扰。如图 11.3-17 所示为清华大学研制的 JFY-1 型局部放电监测仪在一台三相模拟变压器局部放电监测系统实测结果。TA1 从外壳接地线上取信号,TA2 从相当于三个套管的末屏接地线上取信号(从高压端接三个高压电容来模拟套管电容),A 相内部有局部放电(用尖板放电模拟),B 相及 C 相有电晕放电的干扰(也用尖板放电模拟)。图 11.3-17 (a)、(b) 分别是 TA2、TA1 上监测到的波形,图 11.3-17 (c) 是 TA1 经过脉冲鉴别系统后的波形。可见局部放电信号经鉴别系统后完全保留下来,而 B 相及 C 相的电晕干扰信号则明显被抑制,抑制比为 10~25dB。

(3) FIR 数字滤波法。在局部放电在线监测中,要监测的是具有随机性的宽频带电流脉冲信号,需要抑制和消除的主要是背景噪声中属于窄带的高频干扰信号。同时,窄带信号在谱域中为离散的谱线,周期性干扰信号的频率也是时变的。由于宽频信号的自相关性差,而窄频信号的自相关性却较强,利用自适应数字滤波器可以自动跟踪窄频信号,并从监测信号中减去窄频干扰信号,仅剩下宽频的电流脉冲信号序列,从而达到了自适应干扰信号对消的目的。如图 11.3-18 所示为局部放电在线监测中自适应数字滤波器的原理框图。

$X_t$  为  $t$  时刻得到的  $N$  个值的离散局部放电在线监测数字信号序列

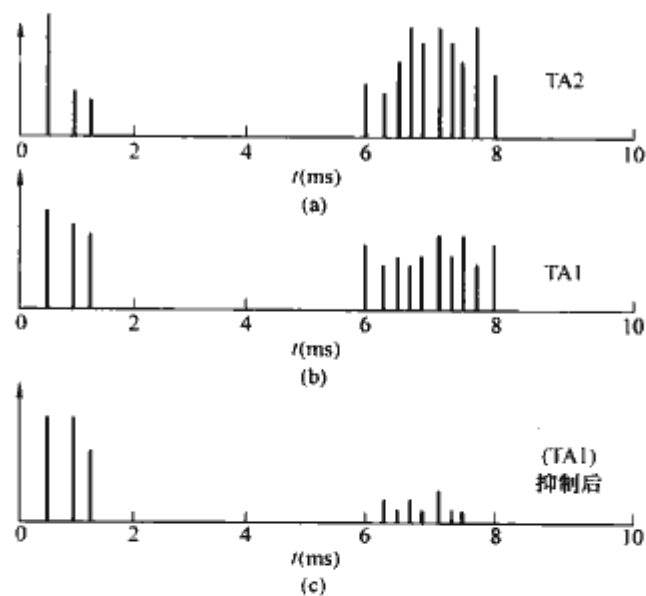


图 11.3-17 局部放电监测系统实测结果  
(a) TA2 上监测到的波形; (b) TA1 上监测到的波形; (c) TA1 经过脉冲鉴别系统后的波形

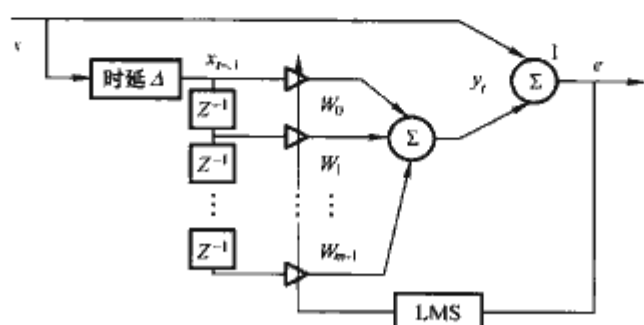


图 11.3-18 局部放电在线监测中  
自适应数字滤波的原理框图

$$X_t^T = [X_{t-1} X_{t-2} \cdots X_{t-N}] (N > 0) \quad (11.3-5)$$

其中,线性组合器是  $N$  阶的有限冲激响应型(FIR)数字滤波器,滤波器的时变权系数由最小均方法(LMS)自动调整;输入的离散序列经延时环节延时  $\Delta$  之后,输入到自适应数字滤波器。其输出为

$$y_t = \sum_{i=1}^N W_i X_{t-\Delta-i} \quad (11.3-6)$$

式中:  $N$  为滤波器阶数。

延时后的序列为

$$X_{t-\Delta}^T = [X_{t-\Delta-1} X_{t-\Delta-2} \cdots X_{t-\Delta-N}] \quad (11.3-7)$$

线性组合器的输入序列加入时延  $\Delta$  的目的是使输入  $X_t$  中的局部放电脉冲信号与延序列  $X_{t-\Delta}$  中的局部放电脉冲信号尽量不相关,使经 LMS 法调整权值后的滤波器输出  $y_t$  中只含有周期性的干扰信号,则监测信号  $X_t$  减去仅含周期性干扰信号的  $y_t$ ,就只剩下了局部放电脉冲信号,从而实现了滤掉周期性干扰信号的目的。

(4) II R 数字陷波法。二阶级联 II R 格型陷波滤波器的传递函数为

$$H(z) = \frac{1 + k_0(1 + k_1)z^{-1} + k_1z^{-2}}{1 + a_0(1 + a_1)z^{-1} + a_1z^{-2}} \quad (11.3-8)$$

式中:  $a_0 = \frac{\alpha k_0(1 + k_1)}{1 + \alpha^2 k_1}$ ,  $a_1 = \alpha^2 k_1$ ,  $\alpha = 0.95$ ,  $k_1 = 1$ ,  $k_0$

$= -\cos \frac{\pi}{4}$ 。可看成一个全零点格型滤波器  $R(z) = 1 + k_0(1 + k_1)z^{-1} + k_1z^{-2}$  和全极点格型滤波器  $G(z) = 1 + a_0(1 + a_1)z^{-1} + a_1z^{-2}$  的级联。设数字滤波器的输入信号序列为  $f(n)$ , 数字滤波器的输出信号序列为  $y(n)$ , 则  $y(n)$  与  $f(n)$  的时域关系式为



$$y(n) = \sum_{k=0}^2 r_k f(n-k) - \sum_{k=1}^2 g_k y(n-k) \quad (11.3-9)$$

式中:  $r = [1, 2k_0, 1]$  为零点格型滤波器  $R(z)$  的参数;  $g = [1, (1+\alpha)k_0, \alpha]$  为极点格型滤波器  $G(z)$  的参数。当已知需抑制的某一周期性干扰的频率时, 就可计算出抑制该周期性干扰的滤波器参数。显然由多个二阶级联 IIR 格型陷波滤波器级联而成的多阶陷波滤波器可抑制多谐波成分的周期性干扰。

(5) 小波阈值去噪法。用于局部放电监测的小波去噪方法主要有模极大值法、系数相关法和阈值法两类, 前两种方法过程复杂, 重构信号误差较大。阈值法算法简捷, 在局部放电监测去噪中应用较多, 并取得了良好的应用效果, 以下对这种方法进行介绍。

S. Mallat 提出了多尺度分析的理论, 在不同尺度对信号的逼近可通过对  $L^2(R^n)$  平方可积空间序列的投影来实现 ( $n$  为空间维数), 得到的信号细节是按小波基展开。  $L^2(R^n)$  的一个多尺度分解, 是通过尺度函数  $\varphi(t)$  和小波函数  $\psi(t)$  在两个空间  $V_j$  与  $W_j$  展开。小波多尺度分解的基本原理如图 11.3-19 (a) 所示, 信号的重构如图 11.3-19 (b) 所示, 与图 11.3-19 (a) 相反。

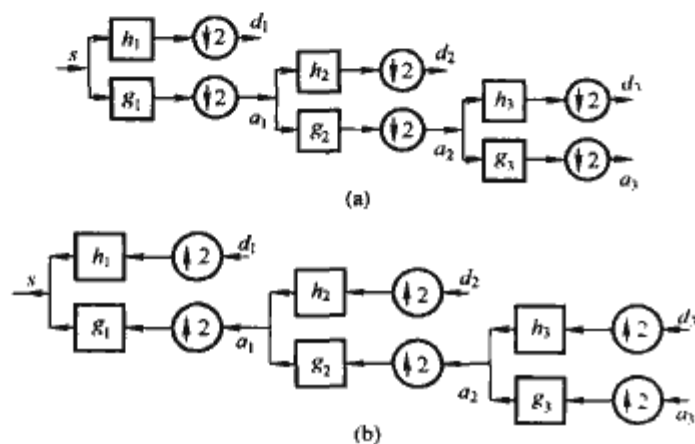


图 11.3-19 一维信号的小波多尺度分解示意图  
(a) 信号分解; (b) 信号重构

如图 11.3-19 所示, 给定信号  $s$ , 通过离散小波变换对  $s$  进行分解, 第 1 步分解由高通滤波器  $h_1$  与信号  $s$  卷积并降维采样得到小波系数 (细节系数)  $d_1$ , 由低通滤波器  $g_1$  与信号  $s$  卷积并降维采样得到尺度系数 (近似系数)  $a_1$ , 通过对尺度系数进行第 2 和第 3 步分解, 则得到小波系数  $d_2$  和  $d_3$  以及尺度系数  $a_3$ 。

多尺度分解信号对应于不同的频带。如图 11.3-20 所示,  $V_0$  为被测信号  $s$  对应的频带。如果  $s$  对应的频带为  $0 \sim f$ , 则小波空间  $W_1, W_2$  及  $W_3$  对应的频带依次为  $f/2 \sim f$ ,  $f/4 \sim f/2$  及  $f/8 \sim f/4$ , 三个小波空间分别对应于小波系数  $d_1, d_2$  及  $d_3$ ; 尺度空间  $V_3$  的频带为  $0 \sim f/8$ , 对应于尺度系数  $a_1$ 。由此可知, 局部放电超高频信号经过小波多尺度分解, 各尺度上信号分量为原始信号在不同频带上的信号分量。

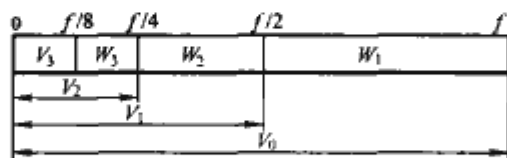


图 11.3-20 多尺度分解信号分量频带示意图

给定放电脉冲信号序列  $S = \{s_i : i = 1, 2, \dots, n\}$ , 小波阈值法去噪可分为以下三个基本步骤:

(1) 对信号  $S$  进行离散小波变换, 得到小波系数  $w_{j,k}$ ,  $k$

为第  $j$  层小波空间的小波系数阶数。

(2) 各尺度对应的小波系数经过阈值函数处理后, 得到估计小波系数  $\hat{w}_{j,k}$ 。

(3) 采用阈值处理后的小波系数进行离散小波反变换, 得到估计信号  $\hat{s}$ 。

在小波阈值法去噪中, 可根据式 (11.3-10) 作全局阈值估计, 即各尺度上小波系数阈值相等, 其表达式为

$$\lambda = \sqrt{2 \ln(n)} \quad (11.3-10)$$

式中:  $n$  为信号长度。该方法估计的  $\lambda$  与小波分解的尺度无关, 在所有尺度上, 使用同一阈值对小波系数进行收缩处理。如果选择  $n$  为各尺度上的小波系数的长度, 则  $\lambda$  成为与尺度相关的小波系数阈值。Donoho 等给出了如式 (11.3-11) 所示的尺度相关阈值计算方法

$$\lambda_i = \sigma_i \sqrt{2 \ln(n_i)} \quad (11.3-11)$$

式中:  $n_i$  为各尺度上的小波系数的长度;  $\sigma_i = \text{MAD}(|w_{j,k}|)$ ,  $0 \leq k \leq 2^{j-1} - 1/q$ , 其中  $\text{MAD}(\cdot)$  表示取序列的中值;  $w_{j,k}$  为各尺度上的小波系数;  $q$  根据经验可在  $0.4 \sim 1$  之间选取, Donoho 等人取  $q = 0.6745$ 。

小波系数阈值化, 也称为小波缩减 (Wavelet Shrinkage), 主要分为软阈值法和硬阈值法。硬阈值法采用阈值化函数  $\eta_h$ , 如式 (11.3-12) 所示, 仅保留绝对值大于阈值  $\lambda$  的小波系数, 并且被保留的小波系数与原始系数相同; 软阈值法采用阈值化函数  $\eta_s$ , 如式 (11.3-13) 所示, 对绝对值小于阈值  $\lambda$  的小波系数值取零, 对绝对值大于阈值  $\lambda$  的小波系数数值用  $\lambda$  来缩减

$$\eta_h(w_{j,k}, \lambda) = \begin{cases} w_{j,k} & |w_{j,k}| \geq \lambda \\ 0 & |w_{j,k}| < \lambda \end{cases} \quad (11.3-12)$$

$$\eta_s(w_{j,k}, \lambda) = \begin{cases} w_{j,k} - \lambda & w_{j,k} \geq \lambda \\ 0 & |w_{j,k}| < \lambda \\ w_{j,k} + \lambda & w_{j,k} \leq -\lambda \end{cases} \quad (11.3-13)$$

图 11.3-21 直观地反映了这两种阈值化方法的区别。这两种方法虽然在实际中得到广泛应用, 也取得了较好的效果, 但这两种方法本身有一些潜在的缺点, 比如: 硬阈值方法中,  $w_{j,k}$  在  $\lambda$  处是不连续的, 利用  $\hat{w}_{j,k}$  重构所得信号可能会产生一些振荡; 由软阈值方法估计出来的  $\hat{w}_{j,k}$  虽然整体连续性好, 但是当  $|w_{j,k}| > \lambda$  时,  $\hat{w}_{j,k}$  与  $w_{j,k}$  总存在偏差, 直接影响着重构信号与真实信号的逼近程度。

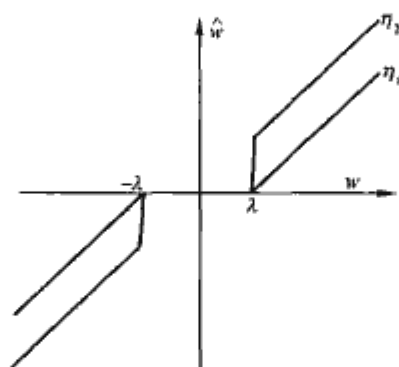


图 11.3-21 小波软、硬阈值方法

## 2.5 典型应用实例

如图 11.3-22 所示为变压器局部放电定向耦合在线监测系统实测信号及去噪结果一例, 两路定向耦合传感器实测信号经过二阶级联 IIR 陷波、小波阈值去噪和数字化脉冲极性鉴别分析后, 去噪信号中干扰已大幅度降低。

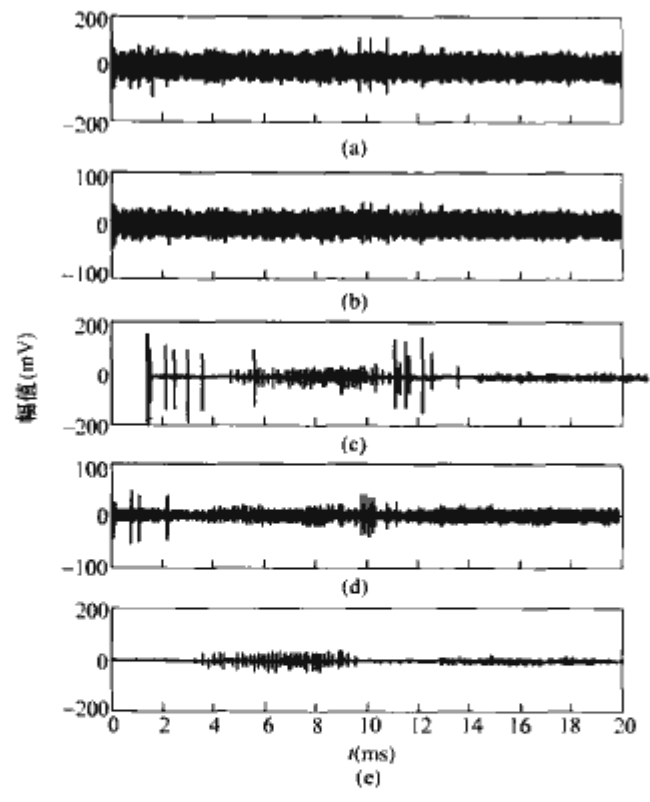


图 11.3-22 局部放电在线监测系统实测信号去噪结果 (a)、(b) 两路定向耦合传感器实测信号；(c)、(d) 经二阶 II R 格型陷波和小波去噪后的两路信号；(e) 数字化脉冲极性鉴别分析去噪信号

3 变压器油中微水含量的在线监测

高分子薄膜电容式湿度传感器是变压器油中微水在线监测装置最常用的湿度传感器。此类传感器具有线性好、重复性好、滞后小、响应快、尺寸小，能在较大温度范围内使用等优点。

高分子电容式湿度传感器是以高分子感湿膜为感湿介质，通过吸湿和脱湿过程，达到水分的动态平衡。单纯高分子材料的介电系数很小，而水的介电系数却很大。因此，吸湿后的高分子材料的介电系数，因吸附水分量的变化而具有明显变化。这样，其介电系数就随周围环境的含水量的变化而变化，从而引起电容值的变化。高分子湿度传感器的感湿原理正是基于高分子膜吸入水分子后组成异质层的介电常数随环境相对湿度的变化而改变。根据 Looyenga 方程和 Dubinin 公式，高分子和吸附水分的异电介质的介电常数  $\epsilon$  可表示为

$$\epsilon = \left\{ v_m^0 \exp[-(RT \ln RH / E)^n - \alpha(T - T_0)] \times \left( \epsilon_2^{\frac{1}{3}} - \epsilon_1^{\frac{1}{3}} \right) + \epsilon_1^{\frac{1}{3}} \right\}^3 \tag{11.3-14}$$

式中： $v_m^0$  是温度为  $T_0$  时材料中的水所占的最大容积比； $R$  为气体普氏常数； $T_0$ 、 $T$  分别为环境温度变化前后的绝对温度； $RH$  为被测环境的相对湿度； $E$  为吸收自由能； $\alpha$  为极限吸附热力学系数； $\epsilon_1$ 、 $\epsilon_2$  分别是高分子材料和水的介电常数。

在不同的相对湿度范围内，当测定周围环境湿度值时，可以由式 (11.3-14) 计算出感湿膜的介电常数；当湿敏元件构造一定时，则可以得到湿敏元件的电容值，从而实现非电量到电量的转化。

为了准确测量油中的微水含量，需要将湿度传感器和温度传感器安装在变压器的油流回路中。同时对湿度和温度信号采样，以便能真实地反映油中的微水含量。如图 11.3-23 所示为国内研制的某变压器油中微水含量的在线监测装置示意图，温湿度传感器通过电缆接入二次测量电路，二次测量电路输出信号经采集、处理后送入主机进行进一步的数据处

理和分析，最终计算出变压器油中水分含量。

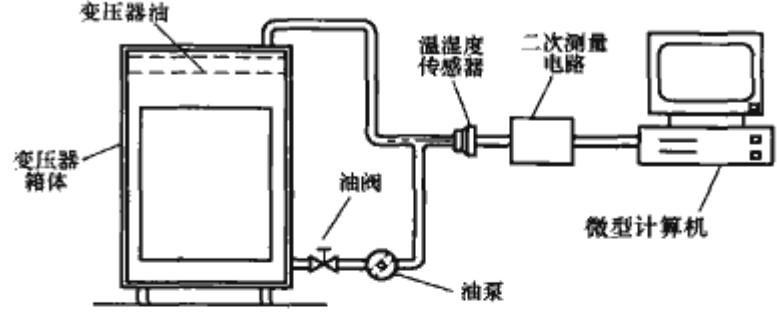


图 11.3-23 某变压器油中微水含量在线监测装置示意图

4 变压器有载分接开关的在线监测

有载分接开关 (On-Load Tap Changer, OLTC) 是变压器完成有载调压的核心部件，其性能状况直接关系到有载调压变压器的安全运行。据国内、外有关资料统计，有载分接开关故障占到了有载调压变压器故障的 41%。因此，开展有载分接开关在线监测技术的研究和应用，对于保证有载调压变压器的安全运行具有重要意义。

有载分接开关故障包括电气和机械性能两种类型故障。电气性能故障主要指由于触头松动、烧损导致接触头接触电阻增大，引起触头过热及烧损。机械性能故障指有载分接开关操作过程中选择开关和切换开关等部件的动作顺序和时间配合，以及切换过程中是否存在卡塞和触头切换不到位等。有载分接开关的机械故障也能导致触头、过渡电阻甚至变压器绕组烧损的严重事故。有载分接开关在线监测主要方法见表 11.3-1。

表 11.3-1 有载分接开关在线监测主要方法

序号	监测量	监测内容
1	外壳温度	触头发热
2	转轴力矩	机械驱动力
3	电动机电流或功率	机械驱动力
4	机械振动	机械状态、触头状态
5	主轴转角	机构转角

已有研究表明，变压器主油箱表面温度与有载分接开关油箱表面温度的差值可用于判断有载分接开关触头发热情况。异常的有载分接开关油箱表面温升可以诊断出有载分接开关的电气的和机械的故障。但是，由于有载分接开关油箱表面温度与触头温度存在差异，故障检测的灵敏度受到限制。

有载分接开关机械驱动力监测可应用力矩传感器监测传动轴上转矩的变化达到监测目标；同时，应用电流传感器监测控制电动机电流的变化可以检测出电动机输出功率的变化，从而达到有载分接开关机械故障监测的目标；有载分接开关操作时的机械振动监测也是一种监测机械故障的方法，由各振动事件的强度、波形或代表波形的各特征量及各时间间隔作为特征参数，在有载分接开关处于正常状态时，各次事件满足一定的时序、强度、特征量和时间分散性应小于一定的范围，当超出这个范围时，可以判断有载分接开关机械状态异常。

此外，有载分接开关的一次切换操作包含一系列的动作事件，如选择开关下台 (向下调节分接头)、选择开关上台 (向上调节分接头)、切换开关动作等，这些动作事件需要满足一定的时序才能保证有载分接开关的正常切换。在有载分接开关预防性维修时，通常需要测量选择开关、切换开关动作与有载分接开关传动杆旋转角度的关系，以确定动作时序



是否正常。应用安装在驱动轴上的角传感器可以反映驱动过程驱动轴角度随时间的变化,与其他传感器信号相配合,可以反映有载分接开关的工作状态。

如图 11.3-24 所示是 OLTC 在线监测系统的结构框图,它包括了信号传感、信号采集和便携式微机,微机完成信号特征提取、数据归档和结果显示打印等工作。

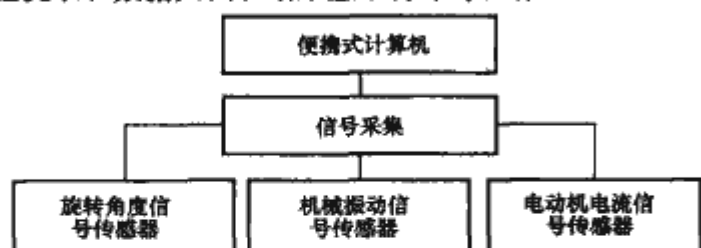


图 11.3-24 OLTC 在线监测系统结构框图

图 11.3-25 显示了 OLTC 动作全过程的转角信号和振动信号,振动信号指示了选择开关下台、选择开关上台和切换开关动作三个事件。

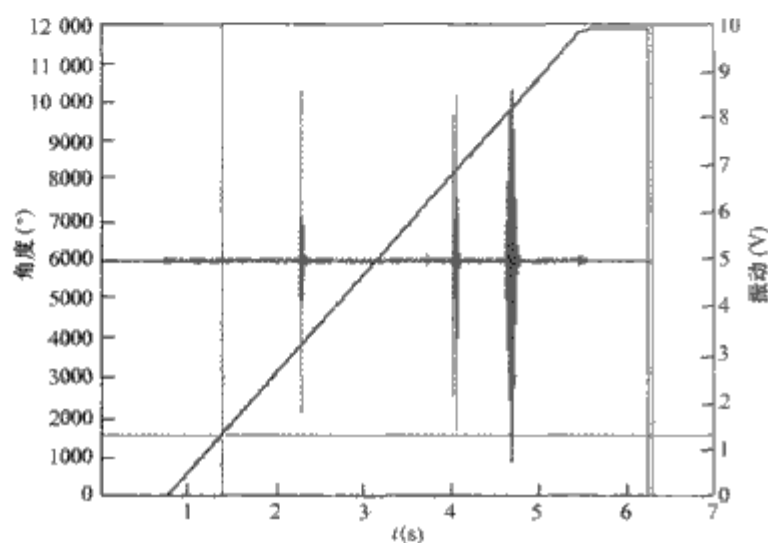


图 11.3-25 OLTC 动作全过程的转角信号和振动信号

图 11.3-26 显示了 OLTC 动作全过程中电动机的电流、功率和电压信号(曲线由上至下排列),除起动阶段外,基本是平稳的。

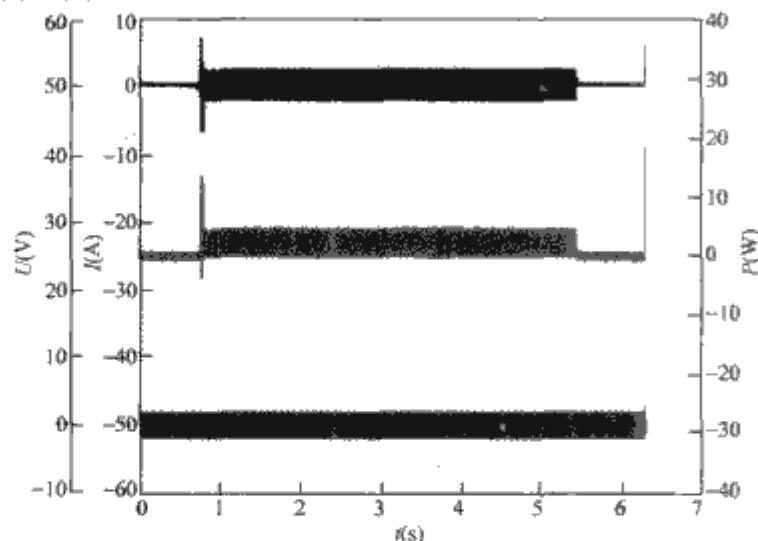


图 11.3-26 OLTC 动作全过程中电动机的电压、电流和功率信号

图 11.3-27 是展开的 OLTC 切换开关动作的振动信号,它包含很多细节,借此有可能分析触头弹跳、触头烧蚀和三相同期等情况。

图 11.3-28 是展开的 OLTC 驱动电流、功率和电压信号(曲线由上至下排列),借此有可能发现机构卡塞等故障。

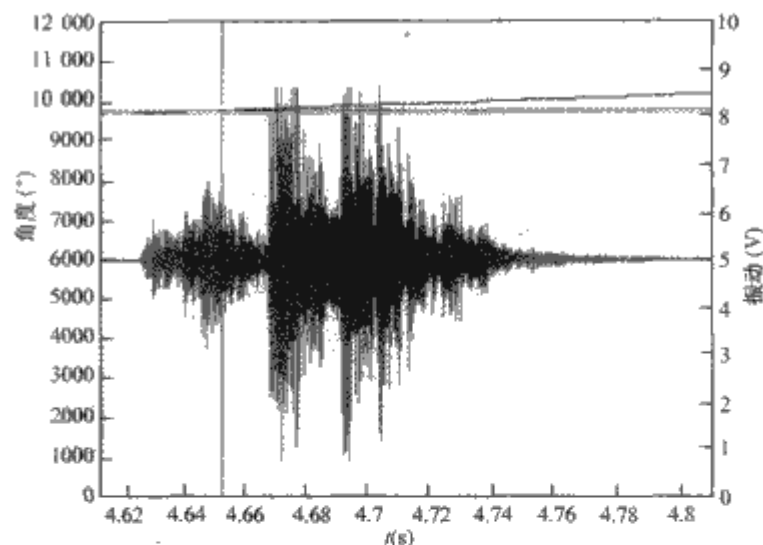


图 11.3-27 展开的 OLTC 切换开关动作的振动信号

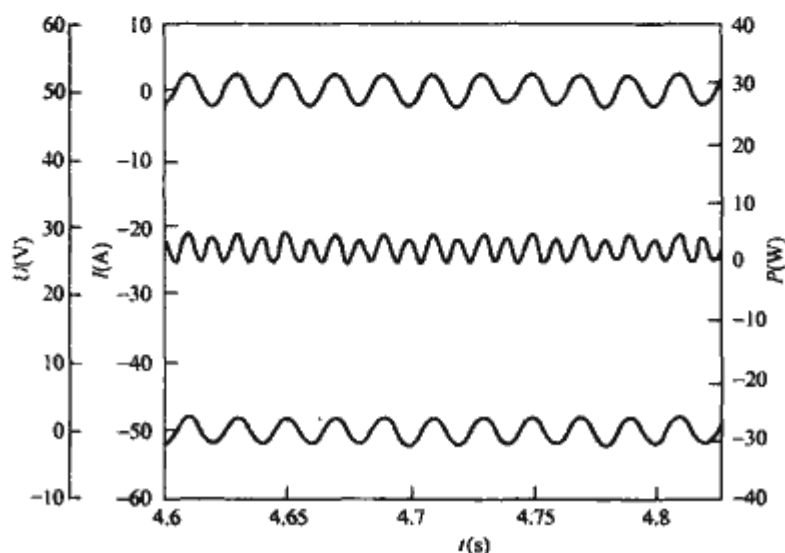


图 11.3-28 展开的 OLTC 驱动电流、功率和电压信号

## 5 变压器综合在线监测系统

大型电力变压器综合在线监测系统是将多种监测装置综合在一起,对一个变电站的一台或多台主变压器多种参数同时进行自动在线监测,实时反映运行变压器的绝缘状态,并对其绝缘状况作出分析、诊断和预测,为大型电力变压器等高压电气设备长期安全运行提供更加安全的保障。

变压器综合在线监测系统集成了局部放电在线监测、油中溶解气体监测、油中微水监测、油温、套管介质损耗监测、铁心接地故障等绝缘状态监测项目以及有载调压和冷却系统监测等项目。其中,变压器高压套管属于电容型设备,介质损耗监测方法与互感器介质损耗监测方法相同;铁心接地电流异常能够反映出铁心多点接地故障,用于铁心接地电流监测的微电流传感器的原理及形式与电容型设备介质损耗监测电流传感器相同;油温监测传感器集成在油中微水监测装置中,通常安装于变压器箱体下部,变压器顶层油温测量装置也能够获取油温数据。各监测项目监测数据通过网络传输技术传送到监控中心,或者通过远程通信装置与已有的电力通信专用网、电话网、Internet 等通信网连接发往远方数据分析部门、配电管理系统及维护部门,实现远程监控和运行状态分析,在第一时间内发现变压器等高压电气设备内部潜伏性故障。大型电力变压器综合在线监测系统结构示意图如图 11.3-29 所示。

变压器状态综合监测系统软件结构如图 11.3-30 所示,具有以下功能:①局部放电、油中气体、油中微水、温度湿度、负荷数据分析和快速超限报警功能,所有数据连续记录、自动保存。②在局部放电监测中应用了天线门控抗干扰

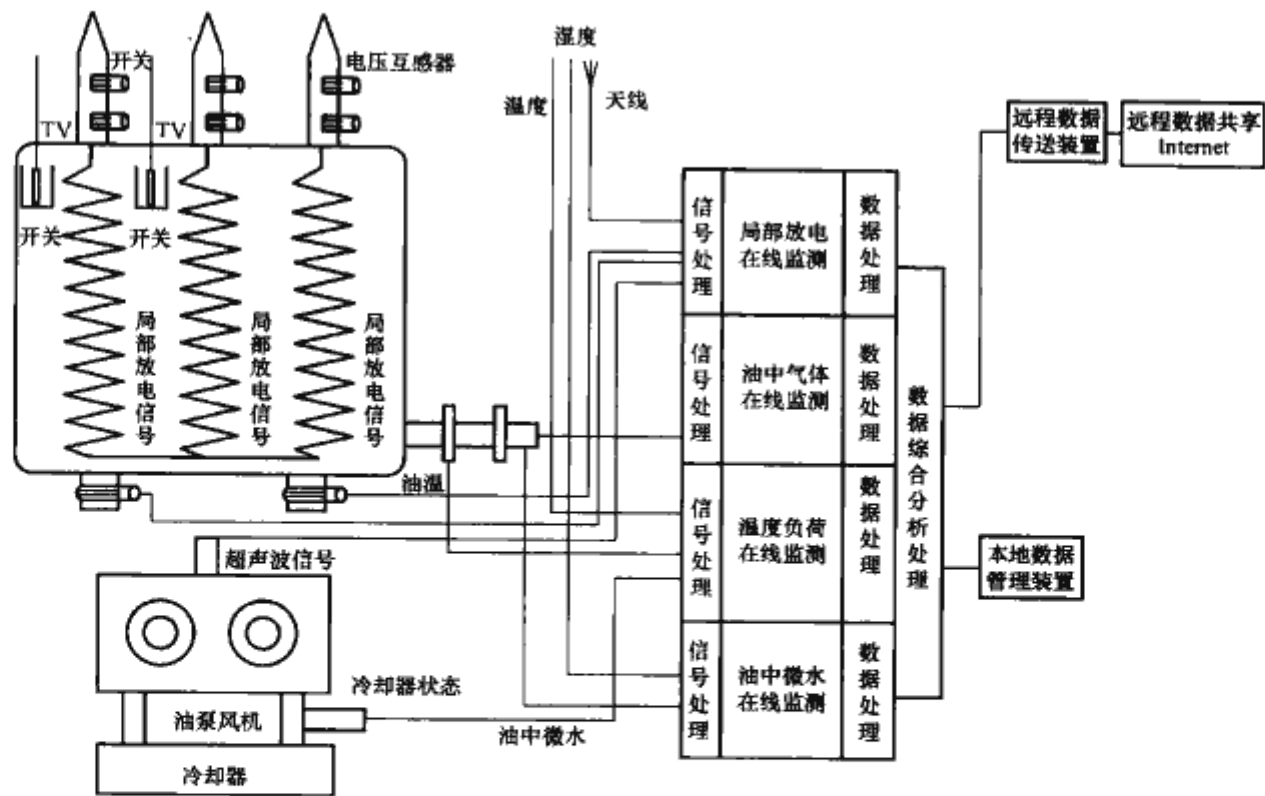


图 11.3-29 大型电力变压器综合在线监测系统结构示意图

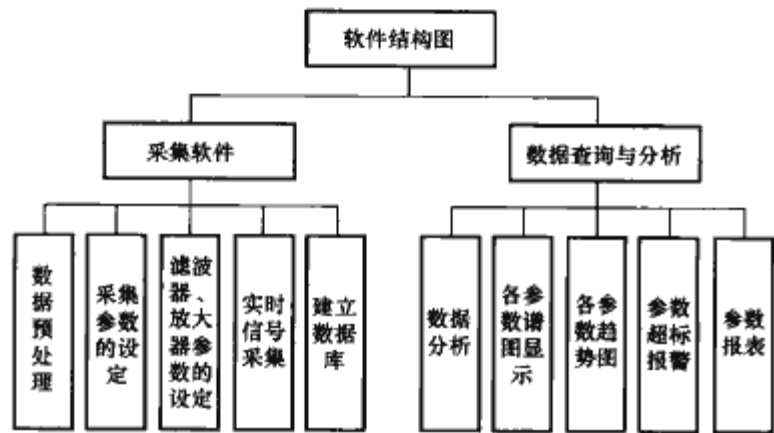


图 11.3-30 变压器状态综合监测系统软件结构图

技术，能完全去除空间电磁干扰，利用数字与模拟混合滤波技术有效滤除来自电网的干扰信号。③油中溶解气体智能化分析，详细记录监测数据和报警信息，及时发现故障并报警。④实时监测变压器冷却装置工作状态并采集设备运行的温度负荷参数，计算变压器绕组热点温度，按照 IEC 354 提供的变压器运行寿命损失计算方法，估算出变压器的运行寿命损失。⑤油中微水在线监测装置实时监测油中微水含量和变化趋势，详细记录监测信息，发现故障并报警。⑥通过通信控制器与现有数字保护系统、数据采集和监控系统、电网调度系统、配电管理系统等联网，通过 RS-485 通信接口系统接入本地监控中心，进行本地数据接收和状态记录，通过电话网或 Internet 网，在任何时间、任何地点分析变压器的运行状态。

6 变压器的故障诊断方法及典型应用

6.1 以油中特征气体诊断故障的方法及应用

对于运行中的充油电气设备，因为局部（铁心、绕组、触点等）过热和局部电晕及电弧等放电（匝、层间短路、沿面放电和触点断开等），变压器油和有机绝缘材料将逐渐老化和分解，产生少量的各种低分子烃类及二氧化碳、一氧化碳等气体。故障性质不同、严重程度不同所产生的气体组分

和气体量也不同。故障点产生烃类气体的不饱和度与故障源的能量密度之间有密切关系。采用特征气体判断法对故障性质有较强的针对性，比较直观、方便，缺点是没有明确量的概念。

通过大量故障变压器色谱分析数据与故障类别的统计分析，在表 11.3-2 中列出了油中溶解气体组分含量变化与内部故障的关系。从表 11.3-2 可知：总烃与故障类型总有一定关联性；当变压器内部故障处于早期发展阶段时，气体的产生比较缓慢，产气的速率随故障的发展而增大；变压器内绝缘纸等固体绝缘材料在运行中承受多种因素作用，将逐渐老化而分解，产生的主要气体是 CO 和 CO<sub>2</sub>。

表 11.3-2 特征气体与变压器内部故障的关系

主要特征气体	故障类型	主要特征气体	故障类型
H <sub>2</sub> 高，总烃不高，CH <sub>4</sub> 为总烃的主要成分，有微量 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	油中电晕（火花放电时总烃高）	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> 、H <sub>2</sub> 、CO、CO <sub>2</sub> 及总烃均较高	绝缘局部过热或固体绝缘散热不良
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 高，总烃和 H <sub>2</sub> 较高，C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 为总烃的主要成分	高温电弧放电	总烃高，H <sub>2</sub> 和 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 均较高	油中裸金属过热并有电弧放电，固体绝缘损伤
总烃及 H <sub>2</sub> 较高，但 C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> 未构成总烃中的主要成分	高温热点或局部高温过热	总烃不高，H <sub>2</sub> > 100，CH <sub>4</sub> 占总烃主要成分	局部放电

6.1.1 以总烃为特征量诊断故障

（1）根据总烃含量及产气速率诊断。当变压器油经过真空滤油脱气后，宜及时做好绝对产气速率的测量，并可利用如下经验进行诊断。

1) 总烃的绝对值小于注意值，总烃产气速率小于注意值，可诊断为变压器运行正常。

2) 总烃大于注意值，但不超过注意值的 3 倍，总烃产气速率小于注意值。可诊断为变压器有故障，但发展缓慢，还可继续运行并注意观察。

3) 总烃大于注意值，但不超过注意值的 3 倍，总烃产



气速率为注意值的 1~2 倍。可诊断为变压器有故障，应缩短试验周期，密切注意故障发展趋势。

4) 总烃大于注意值的 3 倍，总烃产气速率大于注意值的 3 倍。可诊断为变压器有严重故障，发展迅速，应立即采取必要的措施，有条件时可进行吊罩检修。

同时，对放电性为主的变压器故障，一旦确诊，应立即停运检修，不要求进行产气速率的追踪，追踪产气速率只能适用于过热性为主的变压器故障。我国现行的 DL/T 722—2000《变压器油中溶解气体和判断导则》给出了绝对产气速率的注意值。

(2) 根据总烃变化趋势诊断。

当变压器发生磁路过热故障或导电回路过热故障时，利用总烃含量与电压平方或电流平方成正比关系的总烃安伏法，能比较准确地诊断过热故障回路。总烃安伏法的依据是：当变压器发生磁路故障时油色谱分析出的各种气体成分、气体组合、总和及总烃的含量或它们的变化量和速率均大致上与电压平方成正比；当变压器发生导电回路过热故障时，前述参量与电流平方成正比。因此，可根据总烃含量与变压器某段时间内每日平均电压及电流变化的关系来诊断故障回路。通常总烃安伏法有曲线比较、直线拟合及相关系数三种基本分析方法，可单独使用任一方法。

现以某变电站 OSFPSL-120000/220 主变压器故障诊断的实例，说明曲线比较法诊断故障的过程。此变压器经油色谱分析发现有潜伏性缺陷，部分数据如表 11.3-3 所示。

表 11.3-3 OSFPSL-120000/220 主变压器色谱数据  $\mu\text{L/L}$

日期	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>
3月2日	80	121	29	297	19	766	7810	466
3月6日	78	128	25	268	20	758	7798	441
3月10日	76	115	41	276	15	728	10 851	446
3月14日	107	144	31	291	22	883	9272	487
3月19日	110	134	39	361	23	761	7871	558

由变电站运行日志查得有关电压、电流值，计算出该主变压器在自然运行状态下每日平均电压、电流，作出总烃、电压、电流的三条曲线（见图 11.3-31）。对图 11.3-31 中 3 条曲线比较分析后，可以明显看出：关键点（3 月 19 日）电压显著升高、电流显著下降，而总烃剧升，反映出是磁路故障；总烃曲线的变化趋势与电压曲线  $U$  的变化趋势较类似，而与电流曲线  $I$  的差别较大，也反映出磁路故障。停电后电气试验没有发现问题，但吊罩检查发现铁心接地铜片过热变色，铁轭通过夹件方铁等形成短路环流，硬纸板局

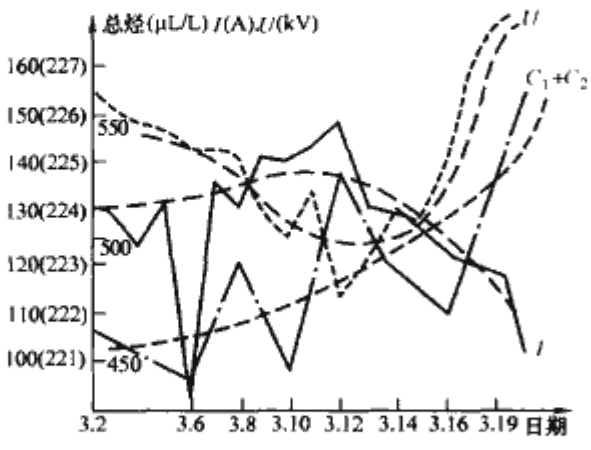


图 11.3-31 总烃、电压及电流曲线  
----电压变化曲线；-.-总烃变化曲线；  
——电流变化曲线；····变化趋势曲线

部炭化，说明是磁路引起过热故障。

6.1.2 以 CO、CO<sub>2</sub> 为特征量进行诊断

当大型变压器发生低温过热性故障时，因温度不高，往往油的分解不剧烈，烃类气体含量并不高，而 CO 和 CO<sub>2</sub> 含量变化却较大。因此，可用 CO 和 CO<sub>2</sub> 的产气速率和绝对值来诊断变压器固体绝缘老化状况，若再以油的糠醛分析相配合，完全可能发现一些绝缘老化、低温过热故障。

我国现行 DL/T 722—2000 指出，当故障涉及到固体绝缘时，会引起 CO 和 CO<sub>2</sub> 含量的明显增长，但固体绝缘正常老化过程与故障情况下的劣化分解相比，油中 CO 和 CO<sub>2</sub> 的含量一般没有严格界限，规律也不明显。其原因主要是经泄漏而进入变压器油中被吸收的 CO<sub>2</sub>、固体绝缘老化及油的长期氧化形成 CO 和 CO<sub>2</sub> 的基值过高。因此，IEC 相关导则和我国 DL/T 722—2000 以油中 CO<sub>2</sub> 和 CO 的比值为诊断变压器固体绝缘老化引起的故障，我们将在下一节结合比值诊断法进行研究。

6.2 以油中特征气体组分比值诊断故障的方法及应用

油中特征气体组分比值诊断故障的方法有 IEC 三比值法、改良三比值法、四比值法和无编码比值法等。我国现行的 DL/T 722—2000 推荐的是改良的三比值法。在这里主要介绍改良三比值法（以下简称三比值法）。但必须指出，只有根据气体组分含量的注意值或气体增长率的注意值有理由判断变压器可能存在故障时，比值诊断法才有实际意义。

6.2.1 三比值法的基本原理

通过大量的研究证明，充油电气设备的故障诊断也不能只依赖于油中溶解气体的组分含量，而应取决于气体的相对含量；通过绝缘油的热力学研究结果表明，随着故障点温度的升高，变压器油裂解产生烃类气体按 CH<sub>4</sub>→C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>→C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>→C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> 的顺序推移，并且 H<sub>2</sub> 是低温时由局部放电的离子碰撞游离所产生。基于上述观点，产生了以 CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> 的四比值法。其中 C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/CH<sub>4</sub> 的比值只能有限地反映热分解的温度范围，于是 IEC 将其删去而推荐采用三比值法。随后，在人们大量应用三比值法的基础上，IEC 对与编码相应的比值范围、编码组合及故障类别进行了改良，得到了目前推荐的改良三比值法。

由此可见，三比值法的原理是：根据充油电气设备内油、低绝缘在故障下裂解产生气体组分含量的相对浓度与温度的相互依赖关系，从五种特征气体中选用两种溶解度和扩散系相近的气体组分组成三对比值，以不同的编码表示；根据表 11.3-4 的编码规则和表 11.3-5 的故障类型判断分法作为诊断故障性质的依据。这种方法消除了油的体积效应影响，是判断充油电气设备故障类型的主要方法，并可以得出对故障状态较可靠的诊断。表 11.3-4 和表 11.3-5 是我国 DL/T 722—2000 推荐的改良三比值法（也是 IEC 推荐的改良三比值法）的编码规则和故障类别判断方法（图中各气体比值范围用  $f$  表示）。

表 11.3-4 编 码 规 则

气体比值 范围 $f$	比值范围的编码		
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
$f < 0.1$	0	1	0
$0.1 \leq f < 1$	1	0	0
$1 \leq f < 3$	1	2	1
$f \geq 3$	2	2	2



表 11.3-5 故障类型判断方法

编 码 组 合			故障类型判断	故障实例 (参考)
$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_2/C_2H_6$		
0	0	1	低温过热 (低于 150℃)	绝缘导线过热, 注意 CO 和 CO <sub>2</sub> 的含量以及 CO <sub>2</sub> /CO 值
	2	0	低温过热 (150~300)℃	分接开关接触不良, 引线夹件螺钉松动或接头焊接不良, 涡流引起制过热, 铁心漏磁, 局部短路, 层间绝缘不良, 铁心多点接地等
	2	1	中温过热 (300~700)℃	
	0, 1, 2	2	高温过热 (高于 700℃)	
	1	0	局部放电	高湿度、高含气量引起油中低能量密集的局部放电
2	0, 1	0, 1, 2	低能放电	引线对电位未固定的部件之间连续火花放电, 分接抽头引线和油隙闪络, 不同电位之间的油中火花放电或悬浮电位之间的电火花放电
	2	0, 1, 2	低能放电兼过热	
1	0, 1	0, 1, 2	电弧放电	线圈匝间、层间短路, 相间闪络, 分接头引线间油隙闪络, 引起对箱壳放电, 线圈熔断, 分接开关飞弧, 因环路电流引起电弧, 引线对其他接地体放电等
	2	0, 1, 2	电弧放电兼过热	

同时, DL/T 722—2000 还提示利用三对比值的另一种判断故障类型的方法, 即溶解气体分析解释表 (见表 11.3-6) 和解释简表 (见表 11.3-7)。

表 11.3-6 是将所有故障类型分为 6 种情况, 这 6 种情况适合于所有类型的充油电气设备, 气体比值的极限依赖于设备的具体类型可稍有不同; 表 11.3-6 显示了 D1 和 D2 两种故障类型之间的某些重叠, 但又有区别, 这说明放电的能量有所不同, 因而必须对设备采取不同的措施。表 11.3-7 给出了粗略的解释, 对于局部放电、低能量或高能量放电以及热故障可有一个简便粗略的区别。

表 11.3-6 溶解气体分析解释表

情况	特征故障	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
DP	局部放电 <sup>①</sup>	NS*	<0.1	<0.2
D1	低能量局部放电	>1	0.1~0.5	>1
D2	高能量局部放电	0.6~2.5	0.1~1	>2
T1	热故障 $t < 300^{\circ}C$	NS*	>1 但 NS* >1	<1
T2	热故障 $300^{\circ}C < t < 700^{\circ}C$	<0.1	>1	1~4
T3	热故障 $t > 700^{\circ}C$	<0.2**	>1	>4

注 1. 上述比值在不同地区可稍有不同。  
2. 以上比值在至少上述气体之一超过正常值并超过正常增长速率时计算才有效。  
3. 气体比值落在极限范围之外, 而不对应于本表中的某个故障特征, 可认为是混合故障或一种新的故障。这个新的故障包含了高含量的背景气体水平。在这种情况下, 本表不能提供诊断。但可以使用图示法给出直观的、在本表中最接近的故障特征。  
① 在互感器中  $CH_4/H_2 < 0.2$  时为局部放电, 在套管中  $CH_4/H_2 < 0.7$  为局部放电。  
\* NS 表示无论什么数值均无意义。  
\*\*  $C_2H_2$  的总量增加, 表明热点温度增加, 高于 1000℃。

表 11.3-7 溶解气体分析解释简表

情况	特征故障	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$
PD	局部放电		<0.2	
D	低能量或高能量放电	>0.2		
T	热故障	<0.2		

6.2.2 三比值法的应用原则、不足和影响因素

- (1) 三比值法的应用原则。
- 1) 只有根据气体各组分含量的注意值或气体增长率的注意值有理由判断设备可能存在故障时, 气体比值才是有效的, 并应予以计算。对气体含量正常, 且无增长趋势的设备, 比值没有意义。
- 2) 假如气体的比值与以前的不同, 可能有新的故障重叠在老故障或正常老化上。为了得到仅仅相应于新故障的气体比值, 要从最后一次的分析结果中减去上一次的 analysis 数据, 并重新计算比值 (尤其是在 CO 和 CO<sub>2</sub> 含量较大的情况下)。在进行比较时, 要注意在相同的负荷和温度等情况下和在相同的位置取样。
- 3) 由于溶解气体分析本身存在的试验误差, 导致气体比值也存在某些不确定性。利用 DL/T 722—2000 所述的方法分析油中溶解气体结果的重复性和再现性。对气体浓度大于 10μL/L 的气体, 两次的测试误差不应大于平均值的 10%, 而在计算气体比值时, 误差提高到 20%。当气体浓度低于 10μL/L 时, 误差会更大, 使比值的精确度迅速降低。因此在使用比值法判断设备故障性质时, 应注意各种可能降低精确度的因素。尤其是对正常值普遍较低的电压互感器、电流互感器和套管, 更要注意这种情况。
- (2) 三比值法的不足。

由于故障分类本身存在模糊性, 每一组编码与故障类型之间也具有模糊性, 三比值还未能包括和反映变压器内部故障的所有形态, 存在很多不足之处, 比如在实际应用中, 当有多种故障联合作用时, 可能在表中找不到相对应的比值组合。同时, 在三比值编码边界模糊的比值区间内的故障, 往往易误判。所以它还在不断发展和积累经验, 并继续进行改良, 其发展方向之一是把比值法与故障稳定的关系变为模糊关系矩阵来联系, 以便更全面地反映故障信息。

由于三比值法存在上述不足, 因此在对运行中的充油电力变压器进行故障诊断时, 还需要一些配套的辅助方法。为此, 我国现行的 DL/T 722—2000 推荐了几种其它的辅助方法: 比值  $CO_2/CO$ 、比值  $O_2/N_2$ 、比值  $C_2H_2/H_2$  和图示法等。

- (3) 比值法的影响因素。
- 电力变压器长时在复杂大气环境中运行, 结构又复杂, 事故又相对较多, 制造、安装、检修及运行环境等都可能隐藏下不属于变压器在运行中发生的故障, 所产生的气体使油中溶解的故障特征气体组分含量增长, 影响比值法诊断的准确性, 甚至造成误诊断。主要的影响因素如下:

- 1) 变压器组件。绕组及绝缘中残留吸收的气体, 强制冷却系统附属设备故障, 压紧装置故障, 切换开关室的油渗漏, 变压器套管端部接线松动过热, 传导到油箱本体内也会使油受热分解产气; 冷却系统中风扇停转或反转、散热器堵塞等异常现象将使变压器的油温升高, 引起变压器油热分解产气。上述变压器组件原因产生的气体溶解于油中, 增加了油中故障特征气体的组分含量, 容易导致对变压器内部故障的误诊断。
- 2) 外部影响因素。假油位、压器油箱补焊和超负荷运



行等。

6.2.3 三比值法故障诊断的步骤

我国 DL/T 722—2000 指出：对出厂的设备，按《导则》规定的注意值进行比较，并注意积累数据；当根据试验结果怀疑有故障时，应结合其他检查性试验进行综合诊断。对运行中的变压器，可按下述步骤进行故障诊断。

(1) 将试验结果的几项主要指标（总烃、甲烷、乙炔、氢）与 DL/T 722—2000 列出的油中溶解气体含量注意值作比较，同时注意产气速率，与 DL/T 722—2000 列出的产气速率注意值作比较。短期内各种气体含量迅速增加，但尚未超过油中溶解气体含量注意值，也可诊断为内部有异常状况；有的设备因某种原因使气体含量基值较高，超过气体含量注意值，但增长速率低于产气速率的注意值，仍可认为是正常设备。

(2) 当认为设备内部存在故障时，可用特征气体法、三比值法并参考其他方法，对故障的类型进行诊断。

(3) 按本节所述方法对一氧化碳和二氧化碳进行诊断。

(4) 在气体继电器内出现气体的情况下，应将继电器内气样的分析结果按本节所述的方法进行诊断。

(5) 根据上述结果以及其他检查性试验（如测量绕组直流电阻、空载特性试验、绝缘试验、局部放电试验和测量微量水分等）的结果，并结合该设备的结构、运行、检修等情况进行综合分析，诊断故障的性质及部位。根据具体情况对设备采取不同的处理措施（如缩短试验周期，加强监视，限制负荷，近期安排内部检查，立即停止运行等）。

6.2.4 三比值法诊断的应用实例

如表 11.3-8 所示为变压器油色谱试验结果的三比值诊断实例，在运用三比值的基础上判断故障性质：裸体金属过热并有高能量放电；电气诊断情况为高压绕组三相直流电阻不平衡，互差 30%，C 相分接开关接触不良。综合分析结论为绝缘不合格。吊罩（心）检查内部情况：C 相分接开关接触不良，两个动/静触头严重烧伤。

表 11.3-8 变压器油色谱试验结果的三比值诊断实例

设备名称	发现缺陷时间	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	总烃
变压器 SFL-15000/10	1985.10.12	500	109.8	35.2	134.4	4.19	283.6
	1986.7	500	515	98.0	846.4	45.8	1505.4
设备名称	三比值编码						
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>			
变压器 SFL-15000/10	0	2		2			

为了进一步预测变压器的故障状况，往往还应考察故障源的温度、功率、绝缘材料的损伤程度、故障危害性，以及故障的发展导致油中溶解气体达到饱和并使瓦斯保护动作等诸多因素。

6.3 基于神经网络的故障诊断

由于神经网络具有并行分布处理、自适应、联想、记忆及聚类 and 容错性等诸多优点，适合于电气设备内部故障发生及发展的多过程、多故障的多模式系统的诊断。因此，以下介绍以 DGA 为特征量的变压器故障智能诊断人工神经网络模型及方法。

神经网络是由神经元相互连接而成的网络模块。由于神

经元有多种类型，神经元间的连接也有多种形式，因而神经网络也有多种类型，而且站在不同的角度有不同的分类方法。根据神经网络应用功能和应用特点，神经网络应用模型有 40 余种，其中代表性的有反向传播（BP）网络、自适应共振理论（ART）网络、Hopfield 网络、双向联想记忆（BAN）网络、对向传播（CPN）网络和自组织映射（SOM）网络等。

(1) 前馈神经网络。三层及三层以上的前馈网络通常被称为多层感知器（Multi-layer perceptron, MLP），其模型示意图如图 11.3-32 所示。当神经元的输出函数为 Sigmoid 函数时，在理论上可以逼近任意的多元非线性函数。三层以上的前馈神经网络学习算法比较复杂，现在主要采用反向传播（Back-propagation, BP）算法，这种网络也被称为 BP 网络。遗传学习算法及模糊 BP 算法也被用于前馈神经网络的学习训练。在变压器故障只能诊断应用中，三层和四层前馈网络得到了应用。

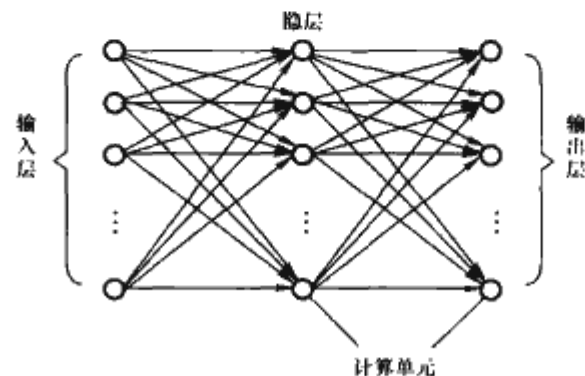


图 11.3-32 三层及三层以上的前馈网络模型示意图

(2) 自组织竞争神经网络。基于 BP 等算法的多层感知器在训练过程中需要教师指导学习；自组织竞争神经网络是一种无教师监督指导训练，具有自学习、自组织功能的网络。网络通过自身训练，能自动对输入模式进行分类。基本竞争型神经网络模型结构如图 11.3-33 所示，这种网络简单的工作过程是：网络输入模式向量后，按照某一规则让输出层结点开始竞争，当某一节点竞争获胜后，对权结构按照能使获胜节点对该类模式更加敏感的方向进行调整；当网络再输入这个模式或相近模式时，该节点更容易获胜，同时其他节点受到抑制，对该类模式不敏感而竞争失败；当有其他类模式输入时，这些节点再参与有希望获胜的竞争。

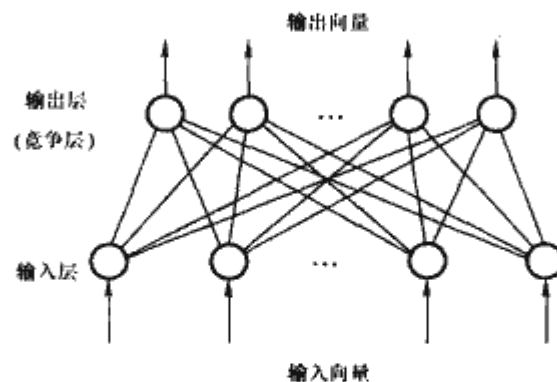


图 11.3-33 基本竞争型神经网络结构

在变压器故障诊断应用中的自组织竞争神经网络有自适应共振理论（Adaptive Resonance Theory, ART）网络、自组织特征映射（Self-organizing Map, SOM）网络和对向传播（Counter Propagation, CP）网络以及组合神经网络。

ART 网络的特点是：用生物神经细胞自兴奋与侧抑制的动力学原理指导学习，让输入模式通过网络双向连接权的识别与比较，最后达到共振来完成自身的记忆，并以同样的



方式实现网络的回想。当提供给网络的输入模式是一个网络已记忆的或与已记忆的模式十分近似时，网络将回想起这一模式并提供正确分类；如果输入模式是新模式，则网络灰记忆此模式而不影响原有记忆，并分配一个尚未被使用的输出层神经元作为这一记忆模式的分类标志。

ART 网络主要有 ART1、ART2 及 ART3 三种模型，主要区别在于 ART1 为二值输入，ART2 为连续输入，ART3 除了兼容前两种网络外，将两层神经网络扩大为任意多层神经网络，并且把化学突触的模型合并入新的网络结构中。此处，仅画出 ART1 的网络结构如图 11.3-34 所示，其学习和工作是通过反复地将学习模式由输入层自下而上地识别和由输出层自上而下的比较来实现的。当这种识别和比较达到共振时，则输出向量可以正确反映输入学习模式的分类，且原有记忆不受影响。

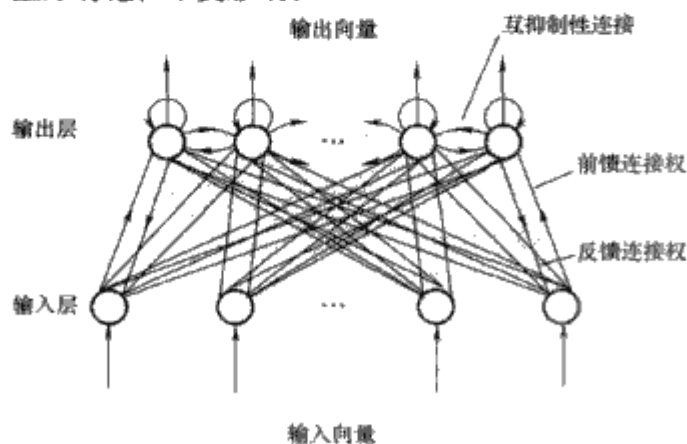


图 11.3-34 ART1 网络结构

SOM 网络也被称为 SOFM (Self-organizing Feature Map) 网络，常用的学习算法是 Kohonen 算法，又被称为 Kohonen 网络。SOM 网络模型基本结构如图 11.3-35 所示。它是由输入层和竞争层组成的。输入层神经元数为  $n$ ，输出层由  $M = m^2$  个神经元组成，且构成一个二维平面阵列。输入层每一个神经元与输出层各神经元之间相连，输出节点之间也可能局部相连。在输出层的竞争中，对于获胜的神经元，在其周围区域内，神经元不同程度上都得到兴奋，兴奋区以外区域神经元被抑制，只要训练时间足够长，兴奋区域会达到预定范围，即得到反映输入模式的输出区。SOM 网络通过对输入模式的反复学习，可以使连接权向量空间分布密度与输入模式概率分布一致，因此可用于模式分类及特征检测。

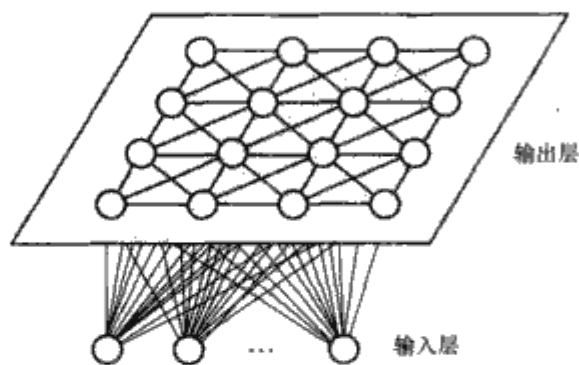


图 11.3-35 SOM 网络模型基本结构

LVQ (Learning Vector Quantization) 网络也能用于变压器故障诊断。LVQ 网络是由 SOM 网络和线性网络组合成，即输入层到竞争层按 Kohonen 学习规则产生竞争获胜神经元，并调整相应输入层至竞争层的连接权，从竞争层到输出层为线性网络，竞争层中神经元被分为不同区域，各区域神经元分别与一个输出神经元相连，输出神经元数与放电类别相同。

CP 网络是将 SOM 网络与 Grossberg 的外星结构巧妙组合，形成一种新的特征映射神经网络。其基本的仅有前向传递的 CP 网络 (Forward-only CP Network, FCPN) 模型结构如图 11.3-36 所示。FCPN 由输入层、竞争层和输出层组成。由输入层与竞争层构成 SOM 网络、竞争层和输出层构成基本竞争网络。由输入层至竞争层，网络按 Kohonen 学习规则产生竞争获胜神经元，并调整相应输入层至竞争层的连接权；由竞争层至输出层按基本竞争学习规则，得到输出层各神经元输出值。CP 网络同 BP 网络一样，可以用来近似一般连续函数；但是，如果要达到一定精度，所需神经元数比 BP 网络大得多。尽管如此，CP 网络在图像处理与数据压缩等方面具有潜在应用前景。

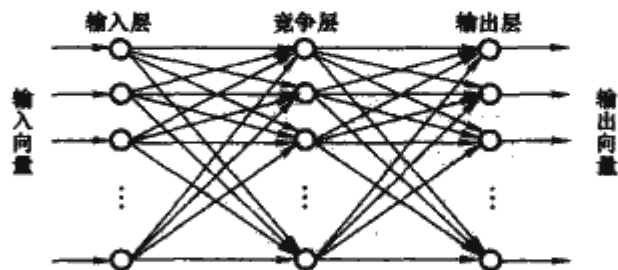


图 11.3-36 FCPN 模型结构

(3) 组合神经网络。如图 11.3-37 所示为一种用于变压器故障诊断的组合神经网络，它将基本 SOM 网络和 BP 网络组合在一起，输入层到竞争层为 SOM 网络，竞争层到输出层为 BP 网络，分别按照 Kohonen 学习算法和 BP 学习算法进行训练并调整连接权值。

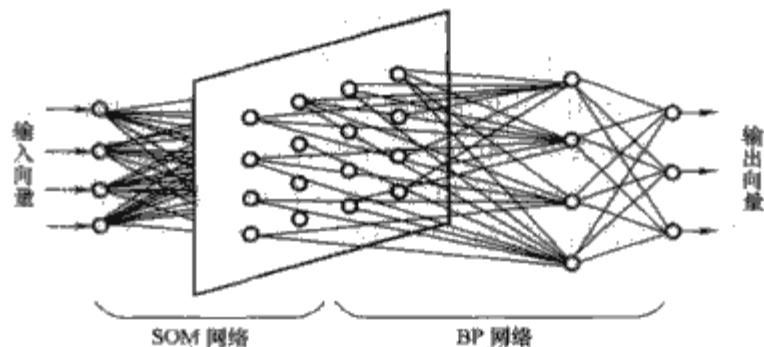


图 11.3-37 SOM 与 BPNN 的组合神经网络

(4) 以 DGA 为特征量的神经网络法对变压器故障诊断实例。相比较而言，在众多的神经网络模型中，BP 网络具有良好故障分类能力，在变压器故障诊断中应用较多。以变压器故障 DGA 诊断为例，变压器油中溶解气体故障诊断 BP 神经网络模型中，通常选取合适的气体组分（如六种气体的相对百分含量，三比值、四比值等）作为输入向量，各种故障类型（低能放电、高能放电、正常、高温过热和低温过热等）作为输出向量。在选取学习样本时，样本中各类故障的百分比应当和实际变压器故障发生的比率相当。

对于训练好的 BP 网络，用实际检测到的变压器故障来加以验证。此例中采用两种输入方式，即以  $H_2/\Sigma$ 、 $CO/\Sigma$ 、 $CO_2/\Sigma$ 、 $CH_4/\Sigma$ 、 $C_2H_4/\Sigma$ 、 $C_2H_6/\Sigma$ 、 $C_2H_2/\Sigma$  为输入量的输入方式，称为输入方式一；以  $C_2H_2/C_2H_4$ 、 $CH_4/H_2$ 、 $C_2H_6/C_2H_4$ 、 $C_2H_2/(CO+CO_2)$  为输入量的输入方式，称为输入方式二，两种方式均采用相同的故障样本集，将神经网络诊断出来的结果同实际结果、IEC 三比值法的诊断结果进行比较，比较结果见表 11.3-9、表 11.3-10。表中的“对错”栏用来标记神经网络诊断结果和三比值法诊断结果与实际故障比较的对错。BP 网络仿真结果及分析如下：

1) 神经网络的诊断结果同实际结果基本上是相吻合的，三种诊断方法的对比见表 11.3-11。



表 11.3-9 神经网络的诊断结果（输入方式一）

编号	实际故障类型	神经网络输出（输入方式一）					BP 网诊断结果		比值编码	比值法诊断结果	
		高热	中热	低热	高放	低放	故障类型	对错		故障类型	对错
1	电弧放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	电弧放电	✓	202	火花放电	✓
2	电弧兼过热	1.000	0.000	0.000	0.998	0.000	电弧兼过热	✓	122	电弧放电	✓
3	电弧放电	0.005	0.000	0.000	0.993	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
4	电弧放电	0.000	0.000	0.000	0.999	0.000	电弧放电	✓	122	电弧放电	✓
5	电弧放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
6	高温过热	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	高温过热	✓	022	高温过热	✓
7	过热	0.000	0.994	0.000	0.000	0.000	中温过热	✓?	021	中温过热	✓?
8	放电	0.000	0.000	0.000	0.000	0.999	低能量放电	✓?	202	火花放电	✓?
9	高温过热	0.188	0.000	0.000	0.000	0.000	高温过热（程度很低）	✓	022	高温过热	✓
10	高能量放电	0.414	0.000	0.000	1.000	0.000	高放兼一定的过热	✓	102	高放	✓
11	高放兼高热	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000	高放兼过热	✓	122	电弧放电	✓
12	低温过热	0.000	0.000	0.986	0.001	0.000	低温过热	✓	001	低温过热	✓
13	高温过热	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	高温过热	✓	022	高温过热	✓
14	电弧放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
15	过热	0.000	0.961	0.000	0.000	0.000	中温过热	✓?	022	高温过热	✓?
16	电弧放电	0.000	0.001	0.000	0.999	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
17	过热	0.000	0.950	0.000	0.000	0.000	中温过热	✓?	122	电弧放电	×
18	高能量放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	高能量放电	✓	100	电弧放电	✓
19	放电兼过热	0.000	0.000	0.896	1.000	0.000	高放兼过热	✓	100	电弧放电	✓
20	放电	0.000	0.000	0.011	0.771	0.000	高能量放电	✓?	212	火花放电	✓?
21	过热	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	高温过热	✓?	022	高温过热	✓?
22	放电	0.000	0.000	0.000	0.000	0.984	低能量放电	✓?	102	电弧放电	✓?
23	高能量放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	高能量放电	✓	102	电弧放电	✓
24	低能量放电	0.000	0.000	0.000	0.000	0.985	低能量放电	✓	020	低温过热	×
25	高能量放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	高能量放电	✓	110	电弧放电	✓
26	高能量放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	高能量放电	✓	110	电弧放电	✓
27	低温过热	0.000	0.997	0.000	0.000	0.000	中温过热	✓	000	无法判断	×
28	某台变压器的跟踪检测数据	0.000	0.967	0.000	0.000	0.265	清楚地反映了该台变压器故障由轻到重的渐近变化过程		无法反映出故障由轻到重的渐近变化过程		
29		0.000	0.000	0.000	0.982	0.000					
30		0.000	0.000	0.000	1.000	0.000					

注 符号“✓”表示诊断结果同实际故障完全符合；“✓?”表示诊断结果同实际故障基本符合，但因为实际故障不是十分确定（如：实际故障为过热，但并不明确是高温过热、中温过热还是低温过热），所以不能确定诊断结果是否完全符合实际；“✓”表示不完全符合，如实际故障为高温过热，诊断结果为中温过热；“×”表示不符合。

表 11.3-10

神经网络的诊断结果 (输入方式二)

编号	实际故障类型	神经网络输出 (输入方式二)					BP 网诊断结果		比值编码	比值法诊断结果	
		高热	中热	低热	高放	低放	故障类型	对错		故障类型	对错
1	电弧放电	0.001	0.000	0.000	0.964	0.000	电弧放电	✓	202	火花放电	✓
2	电弧兼过热	0.793	0.000	0.000	0.745	0.000	电弧兼过热	✓	122	电弧放电	✓
3	电弧放电	0.000	0.000	0.000	0.997	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
4	电弧放电	0.000	0.000	1.000	0.001	0.000	低温过热	✓	122	电弧放电	✓
5	电弧放电	0.000	0.000	0.000	0.977	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
6	高温过热	1.000	0.000	0.000	0.019	0.000	高温过热	✓	022	高温过热	✓
7	过热	0.000	0.997	0.000	0.000	0.000	中温过热	✓?	021	中温过热	✓?
8	放电	0.005	0.000	0.000	0.000	0.999	低能量放电	✓?	202	火花放电	✓?
9	高温过热	0.999	0.000	0.000	0.015	0.000	高温过热	✓	022	高温过热	✓
10	高能量放电	0.000	0.000	0.000	0.974	0.000	高能量放电	✓	102	高能量放电	✓
11	高放兼高热	1.000	0.000	0.000	0.973	0.000	高放兼过热	✓	122	电弧放电	✓
12	低温过热	0.000	0.000	0.977	0.015	0.000	低温过热	✓	001	低温过热	✓
13	高温过热	0.979	0.000	0.000	0.000	0.000	高温过热	✓	022	高温过热	✓
14	电弧放电	0.000	0.000	0.000	0.978	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
15	过热	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	高温过热	✓?	022	高温过热	✓?
16	电弧放电	0.164	0.000	0.000	1.000	0.000	电弧放电	✓	102	电弧放电	✓
17	过热	0.000	0.000	0.999	0.000	0.000	低温过热	✓?	122	电弧放电	×
18	高能量放电	0.000	0.000	0.000	0.987	0.000	高能量放电	✓	100	电弧放电	✓
19	放电兼过热	0.000	0.000	1.000	0.508	0.000	高放兼过热	✓	100	电弧放电	✓
20	放电	0.135	0.000	0.000	0.000	0.980	低能量放电	✓?	212	火花放电	✓?
21	过热	0.000	0.000	0.999	0.000	0.000	低温过热	✓?	022	高温过热	✓?
22	放电	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	高能量放电	✓?	102	电弧放电	✓?
23	高能量放电	0.009	0.000	0.000	0.000	0.864	低能量放电	✓	102	电弧放电	✓
24	低能量放电	0.000	0.000	0.360	0.000	0.955	低能量放电兼轻微过热	✓	020	低温过热	×
25	高能量放电	0.000	0.000	0.000	0.980	0.000	高能量放电	✓	110	电弧放电	✓
26	高能量放电	0.000	0.000	0.000	0.987	0.000	高能量放电	✓	110	电弧放电	✓
27	低温过热	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	低温过热	✓	000	无法判断	×
28	某台变压器的跟踪检测数据	0.115	0.000	0.000	0.000	0.837	清楚地反映了该台变压器故障由轻到重的渐近变化过程		无法反映出故障由轻到重的渐近变化过程		
29		0.449	0.000	0.000	0.000	0.963					
30		0.002	0.000	0.000	0.892	0.000					

注 符号“✓”表示诊断结果同实际故障完全符合;“✓?”表示诊断结果同实际故障基本符合,但因为实际故障不是十分确定(如:实际故障为过热,但并不明确是高温过热、中温过热还是低温过热),所以不能确定诊断结果是否完全符合实际;“✓”表示不完全符合,如实际故障为高温过热,诊断结果为中温过热;“×”表示不符合。



表 11.3-11 三种诊断方法的比较

诊断方法	完全符合 (✓)	基本符合 (✓?)	不完全符合 (√)	不符合 (×)
神经网络 (输入方式一)	66.7%	26%	7.3%	0%
神经网络 (输入方式二)	66.7%	26%	3.6%	3.7%
三比值法	51.85%	22.2%	14.85%	11.1%

2) 对于比值编码为 000 时, IEC 三比值法 (或改良电协研法) 是无法判断的, 而神经网络仍可以作出很好的判断。如: 表 11.3-9 和表 11.3-10 中的第 27 组数据, 两种方式均作了较准确的判断。虽然, 学习样本集中并没有包含比值编码为 000 的样本, 但神经网络自身有很好的归纳和抽象能力, 所以仍能很好地判断。

3) 对于在比值判断区间交界处附近的数据, IEC 三比值法 (或改良电协研法) 可能会误判, 而神经网络则可以避免; 如: 表 11.3-9 和表 11.3-10 中的第 1 组数据对应的  $C_2H_2/C_2H_4 = 3.14$ ,  $CH_4/H_2 = 0.103$ ,  $C_2H_4/C_2H_6 = 21.8$ ; 按 IEC 三比值法得到故障编码为 202, 应当为火花放电故障, 而实际故障及 BP 网的诊断结果都为电弧放电。比值法误判的原因是, IEC 三比值法 (或改良电协研法) 编码中的 102 对应于电弧放电,  $C_2H_2/C_2H_4 = 3.14$  在判断点  $C_2H_2/C_2H_4 = 3.00$  处附近, 但规则却只能将编码定成 202 而不能定成 102, 从而导致了故障类型的误判。

4) 神经网络对既有过热又有放电的复合类故障的判断准确性要比三比值法高, 表 11.3-9 和表 11.3-10 中的第 2、11、19 等组反映出这种情况。

5) 从两个表中可以看出, 总体上讲方式一神经网络判断得更准确一点, 但方式二神经网络输入神经元个数较少, 所以学习训练时间相对较短, 相应所需的存储空间也小一些。

6) 从另一方面看, 神经网络的输出可以理解为出现某种故障的可能性或该类故障的严重程度, 为研究变压器某种故障的严重程度提供了一个新思路。

7) 综上所述, 两种输入方式的 BPNN 诊断法都比现行三比值诊断方法优越。

#### 6.4 基于模糊理论的故障诊断

变压器的绝缘电阻、吸收比、泄漏电流和介质损耗等电气试验能从不同侧面灵敏地反映变压器绝缘状况的优劣。因此, 将这些试验数据综合考虑, 运用模糊理论, 建立基于模糊综合评判方法的变压器故障诊断模型, 对变压器进行故障诊断。

(1) 模糊输入矩阵  $[K]$ 。模糊输入矩阵  $K = [K_1, K_2, \dots, K_j, \dots, K_n]^T$  表示变压器的故障原因集, 可由变压器的绝缘电阻、吸收比、泄漏电流和介质损耗与历年相比的变化率等各项试验数据, 根据恰当的隶属度函数, 量化处理后得到。其中,  $K_i$  表示第  $i$  种故障原因。

(2) 模糊输出矩阵。

模糊输出矩阵  $D = [D_1, D_2, \dots, D_i, \dots, D_m]^T$  表示变压器的故障现象集 (即故障类型), 可用模糊语义表示法, 将变压器的绝缘运行状态, 如良好、合格、有缺陷、不合格等绝缘状况类型进行量化处理, 形成  $[D]$ 。其中,  $D_j$  表示第  $j$  种故障类型。

(3) 模糊关系矩阵  $[R]$ 。

将  $D$  和  $K$  分别表示矩阵的行和列, 就得到故障原因与故障现象之间模糊关系的矩阵  $R$ , 称为模糊矩阵。 $m$ 、 $n$  分别为故障原因与故障现象的总数

$$R = \begin{matrix} & \begin{matrix} x_1 & x_2 & \cdots & x_j & \cdots & x_n \end{matrix} \\ \begin{matrix} y_1 \\ y_2 \\ \cdots \\ y_i \\ \cdots \\ y_m \end{matrix} & \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1j} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2j} & \cdots & a_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{i1} & a_{i2} & \cdots & a_{ij} & \cdots & a_{in} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mj} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (11.3-15)$$

式中:  $a_{ij}$  表示  $y_i$  原因导致  $x_j$  现象出现的隶属度, 用数值表示则取  $a_{ij} \in [0, 1]$ , 其中  $a_{ij} = 0$  表示  $y_i$  不可能导致  $x_j$  出现,  $a_{ij} = 1$  表示  $y_i$  必然导致  $x_j$  出现,  $a_{ij}$  越接近 1, 可能性愈大。

模糊矩阵  $[K]$ 、 $[R]$ 、 $[D]$  构成如下的模糊关系方程

$$[D] = [R][K] \quad (11.3-16)$$

模糊诊断就是根据模糊关系矩阵及特征向量各元素的隶属度  $[K]$ , 求得状态向量各元素的隶属度。

在模糊综合评判过程中,  $[K]$  和  $[R]$  正确与否是模糊诊断的关键。 $[K]$  可用模糊语义加以处理, 而  $[R]$  可用辨识技术来确定, 即由已知的若干输入和输出以及确定的对应法则, 辨识出系统的数学模型。

一种采用改进最小二乘递推算法确定  $[R]$  的辨识模型的算法步骤如下:

- 1) 设待辨识的参数初值矩阵  $R^{(0)} = [0]$ 。
- 2) 由  $R^{(0)} * [K]$  得出  $D^{(0)}$ , 可得残差阵  $E^{(0)} = (D^{(0)} - D)^2$ , 其中  $e_{ij}^{(0)} = (d_{ij}^{(0)} - d_{ij})^2$ ; 设  $\epsilon > 0$ , 若任意  $e_{ij}^{(0)} < \epsilon$ , 则停止运算; 反之进行下一步。
- 3) 取修正因子  $1 > \omega > 0$ , 则  $R^{(1)} = R^{(0)} + \omega E^{(0)} [K]$ , 再由  $R^{(1)} [K] = D^{(1)}$ , 从而得出  $E^{(1)}$ ; 同样, 任意  $e_{ij}^{(1)} < \epsilon$ , 停止运算; 反之进行下一步。
- 4) 同理, 可得  $D^{(n)}$ 、 $E^{(n)}$ , 直到计算出合理的结果。

#### 6.5 以油中特征气体为特征量的故障诊断专家系统及应用

(1) 专家系统基本结构图及各部分功能。如图 11.3-38 所示。

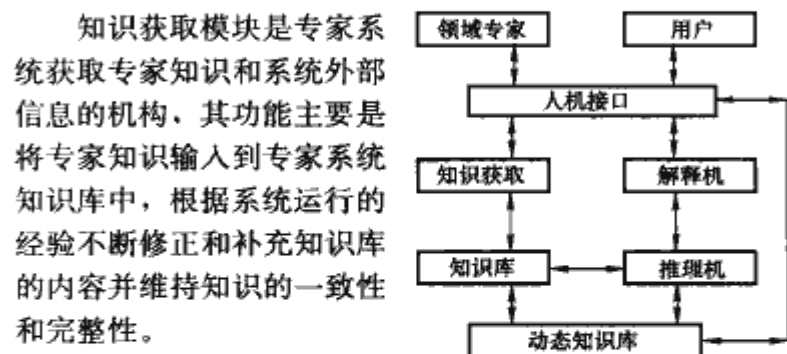


图 11.3-38 专家系统基本结构

知识库是存储专家知识的机构, 其主要功能是存储从领域专家那里获得的专家经验和知识。专家系统就是基于知识库的智能系统, 也就是运用这些知识进行推理的计算机程序。知识库中的知识来源于知识获取模块, 同时它又为推理机提供求解问题所必需的信息。

动态知识库是存储动态信息的机构, 被用于存储系统从外部获得的实时信息和在推理过程中产生的中间结果和论



据。由于动态知识库中存储的信息是实时变化的,所以将其称为动态知识库,而相应地将专家系统的知识库称为静态知识库。通常系统将静态知识库与动态知识库结合起来,为推理机提供信息。

推理机是专家系统的逻辑推理机构,它可以模拟领域专家的思维过程,对复杂问题进行求解。它可以根据从动态知识库获得的实时信息,利用知识库中的知识按指定的推理方法和控制策略进行推理,得出相应结论。实际专家系统中,推理机是存储了各种推理策略的控制程序模块。

解释机是解释用户对专家系统的推理结果询问之类的问题的机构。由于专家系统在得出推理结果时,可能已经进行了很多步推理,使得推理结果对用户来说是并不是很明确,这时就需要解释机对推理结果进行适当的分析和解释,帮助用户更好地理解专家系统的推理过程和推理结果。

人机接口是用户与专家系统之间交换信息的接口,一般包括输入和输出两大部分。用户通过输入接口将一些必要的信息输入到专家系统,引导和辅助专家系统进行推理;专家系统则通过输出接口将其推理结果和对推理结果的解释信息传递给用户,方便用户理解专家系统的工作行为。

### (2) 变压器绝缘故障诊断黑板型专家系统。

电力变压器绝缘故障诊断技术综合了机械、电气、化学和热力学等多学科知识和丰富的运行、维护以及检修经验,在实际现场诊断时,专家们总是尽可能测试包括油中溶解气体分析、电气试验、微水分析在内的多种项目,从而得出绝缘状况的正确评价。在开发专家系统时要综合多位专家的知识经验和知识,实现多专家协同合作诊断变压器绝缘状况,提高专家系统的诊断准确性。黑板模型是基于多知识源协同求解问题的最有效途径之一,应用最多。

1) 诊断系统结构。电力变压器绝缘故障诊断黑板型专家系统主要由知识库、数据库、黑板和黑板监控调度程序组成,结构如图 11.3-39 所示。

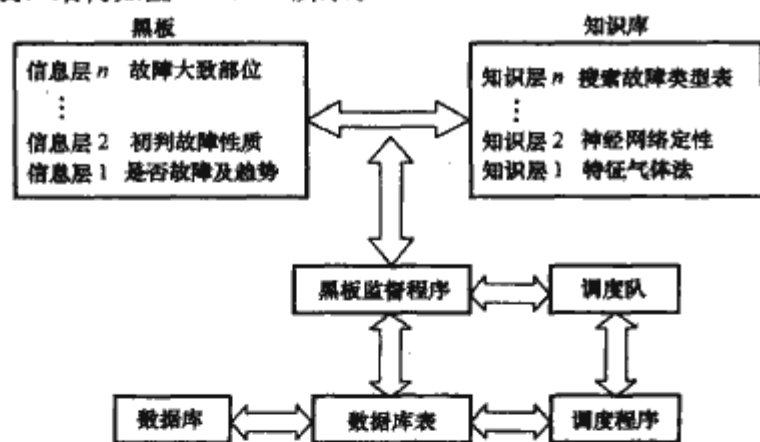


图 11.3-39 电力变压器绝缘故障诊断黑板型专家系统模型结构

2) 知识库的生成。知识库是专家系统的核心组件之一,知识库结构的好坏直接影响专家系统的性能。在采用面向对象技术建立知识库的过程中,首先确定了基类——变压器类,它的数据成员包含了变压器的基本属性,例如变电站名、所属电力企业名称、生产厂家、投运时间及故障记录等信息。变压器诊断方法类与变压器绝缘故障类是变压器类的派生类。根据在实际诊断中所采用的检测手段的不同进一步细分,确定了变压器油中气体分析诊断类和电气试验诊断类。DGA 诊断类包含的数据成员有油中多种溶解气体含量

及总烃含量、诊断结论、故障原因等;成员函数有总烃、氢气、乙炔及产气速率判断模块、特征气体分析模块、模糊诊断模块、神经网络诊断模块等。

3) 变压器绝缘故障诊断知识库的智能诊断方法。在变压器绝缘故障诊断中,专家系统负责诊断系统的输入输出、知识库的管理与维护、历史数据的存档分类、诊断调度指令的发出、诊断行为的解释功能、内部组件的协调控制以及异常情况的故障报警等全局性工作,利用变压器的油中溶解气体分析诊断变压器故障并预测故障趋势。鉴于变压器故障诊断的复杂性、经验性和模糊性,采用了集成的方法,以人工智能原理为依据研制开发。通常把模糊数学理论和人工神经网络理论相结合应用在故障诊断中,专家系统的知识库由多个分别依据模糊理论和神经网络理论而研制成的子模块组成。比如模糊诊断模块、神经网络模块和模糊神经网络模块等。

(3) 以 DGA 为特征量的专家系统对变压器故障的诊断案例。为了检验该系统的功能与效果,我们将许多电力变压器故障实例输入专家系统,实例诊断证明:该专家系统诊断结果与实际故障性质完全一致并能正确指导检查维修工作。以下是部分诊断实例。某变电站 4 号主变压器油中溶解气体 2005 年 10 月分析结果如表 11.3-12 所示。

表 11.3-12 诊断实例 1  
油中溶解气体分析数据

时间	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>
2005 年 10 月 25 日	5.49	35.89	156	28.08	—	12.79	304.56	219.97
2005 年 10 月 29 日	242.8	76.29	173.06	44.44	—	70.02	470	293.79

综合诊断结论及处理意见如图 11.3-40 所示。

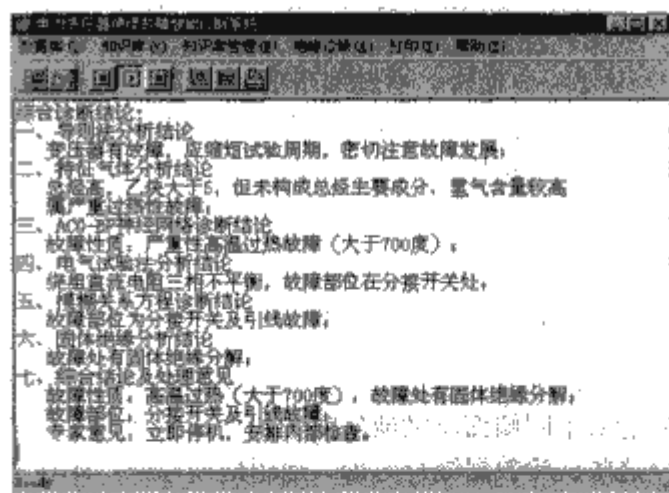


图 11.3-40 综合诊断结论

1) 故障性质。高温过热 ( $> 700^{\circ}\text{C}$ ), 故障处有固体绝缘分解。

2) 故障部位。分接开关及引线故障。

3) 专家建议。立即停机, 安排内部检查。

实际吊心检查结果为: A、B 相的分接开关引线头过热, 包缠的绝缘纸被烧焦; C 相分接开关的动触压板弹簧压力不够, 导致一次侧直流电阻三相不平衡; B 相分接开关的圆柱形定触头在安装时严重受损变形, 导致接触不良。



## 第4章 互感器的在线监测与故障诊断

### 1 电流互感器、电容式电压互感器的在线监测

互感器是电力系统中对测量和保护系统提供系统电压和电流参数及波形的设备,其可靠性要求与其他电气设备相比较,其故障一般可分为:

- (1) 因雷击、系统短路、接地等产生的过电压、过电流侵入互感器,或者绝缘老化引起的接地事故。
- (2) 二次回路的短路、断路及一次回路的故障所引起的二次回路的故障。
- (3) 因受潮、漏气和漏油等设备缺陷而引起的故障。

#### 1.1 电流互感器、电容式电压互感器在线监测的基本原理及方法

监测电容性设备的介电特性,可以有效发现其早期绝缘缺陷,对保障设备安全可靠运行有重要意义。互感器在线监测主要是监测其介质损耗角正切值  $\tan\delta$ ,并在工程实际中得到了广泛的应用。此外,被测量设备的电容  $C_d$  或流过设备的阻性电流  $I_R$ ,也能给出介质结构变化的相关信息(例如均匀受潮或严重缺油),还能发现严重的局部缺陷(绝缘局部击穿),但其灵敏程度同绝缘损坏部分与完好部分体积之比有关。

含有缺陷的设备绝缘等效电路如图 11.4-1 所示,它由  $C_d$  和  $R_d$  的并联等效电路表示,其介质损耗角正切值为

$$\tan\delta_d = \frac{1}{\omega C_d R_d} \quad (11.4-1)$$

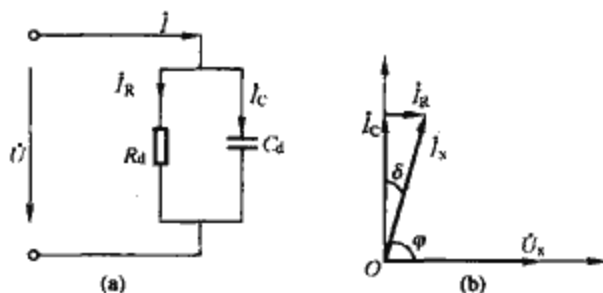


图 11.4-1 电容性设备的介质损耗  $\tan\delta$  计算示意图  
(a) 等效电路图; (b) 相量图

##### 1.1.1 过零比较法(相位差法)

在工频正弦试验电压  $u(t)$  的作用下,流经试品电流的有功、无功分量分别为  $I_R$ 、 $I_C$ , 电流  $I_x$  和电压  $U_x$  之间的夹角为  $\varphi$ , 如图 11.4-1 所示,  $\varphi$  与介质损耗角  $\delta$  的关系为  $\varphi = \pi/2 - \delta$ 。过零比较法的原理图如图 11.4-2 所示。电压、电流互感器采集到的信号经幅值调整、滤波等处理后,利用采样电路捕捉电流和电压信号的过零点,后将其转化为宽度

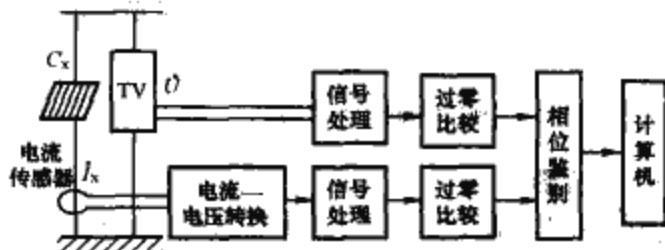


图 11.4-2 过零比较法原理框图

$\Delta T$  的方波信号,脉冲宽度反映了电压、电流信号的相位差,通过测量方波的宽度即可得到试品的介质损耗。过零比较法的关键是要准确捕捉电压和电流的过零点,以实现交流信号到方波信号的准确转换。

电压电流过零相位差比较法波形图如图 11.4-3 所示,以 50Hz 工频计算,一周波 20ms,相应于  $2\pi$ ,所以此时角差  $\varphi = \frac{\Delta T}{20} \times 2\pi$ ,从而由  $\delta = \frac{\pi}{2} - \varphi$  求得  $\tan\delta$ 。

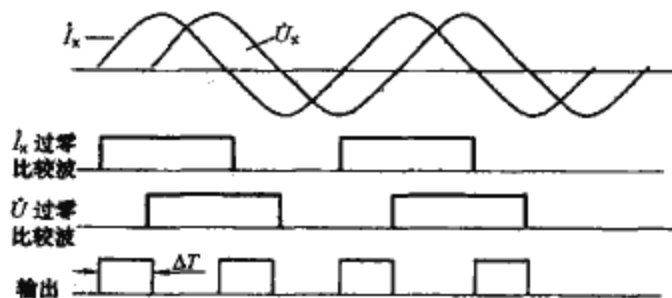


图 11.4-3 电压电流过零相位差比较法波形图

##### 1.1.2 全数字测量法

以上介绍的是以硬件为主的监测系统,其结构一般较复杂。也可采用全数字化处理,即以软件为主的监测系统,全数字测量法在实际中使用较多的是快速傅里叶分析法(FFT 分析法),其监测原理如图 11.4-4 所示。电流信号由电流传感器从设备的末屏接地线上提取;用来计算电容值的电压信号,可取自同相电压互感器的二次侧。对测得的信号经 A/D 转换后,即可用计算机进行数据处理,得到所需的监测参数,如介质损耗角正切、电容电流、电容值和三相不平衡电流等。三相不平衡电流可通过矢量相加求得。谐波影响同样可用数字滤波的方式消除。

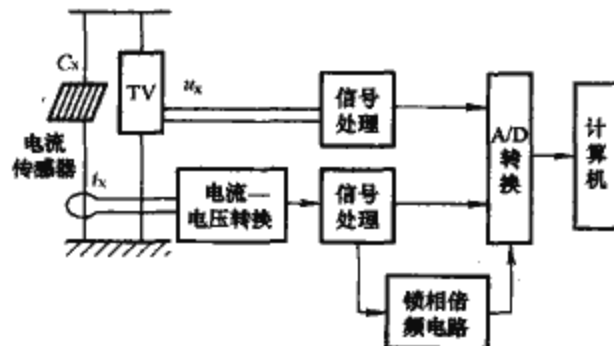


图 11.4-4 介质损耗的 FFT 数字化监测原理框图

设  $u_x$  为被测电气设备运行电压,  $i_x$  为其泄漏电流。

满足狄里赫利条件的电力系统电压  $u_x$ 、电流  $i_x$ ,按傅里叶级数分解并根据三角函数的正交特性进行处理、化简后,可得电压基波相角  $\alpha_1$

$$\tan\alpha_1 = \frac{\int_0^T u_x \cos k\omega t dt}{\int_0^T u_x \sin k\omega t dt} \quad (11.4-2)$$

电流基波相角  $\beta_1$

$$\tan\beta_1 = \frac{\int_0^T i_x \cos k\omega t dt}{\int_0^T i_x \sin k\omega t dt} \quad (11.4-3)$$

式中:  $T$  为一个工频周期,对于基波,  $k=1$ 。

对于电容性试品,由于电流相角超前于电压  $\pi/2$ ,所以,介质损耗角正切值

$$\tan \delta = \tan [\pi/2 - (\beta_1 - \alpha_1) - \Delta] \quad (11.4-4)$$

式中:  $\Delta$  为图 11.4-4 所示测量电路的电压、电流通道间存在的固定相差。

全数字 FFT 测量法的主要特点是: ①测试结果不受硬件电路零漂的影响; ②电压、电流信号需要同时采集; ③每个周波的采样次数需为  $2^n$  ( $n$  为正整数), 必须对信号进行锁相倍频跟踪处理。

虽然全数字 FFT 测量法采用了锁相倍频跟踪技术, 在很大程度上提高了测量的稳定性和精度, 但当电网频率波动、现场中电磁干扰严重时, 仍然可能造成测量误差。

### 1.1.3 全数字测量的改进算法—小波分析法

为了改进全数字 FFT 测量法中每个周波的采样次数需为  $2^n$  ( $n$  为正整数), 而电网频率有所波动所带来的测量误差, 提出了加窗插值 FFT 分析法、小波分析法等方法, 此处以小波分析方法为例介绍。

小波变换具有可同时进行时频信号局部分析的特点, 可以有效地处理突变信号。信号的小波变换本质上是信号分解为各种不同频率的细节成分, 小尺度下的变换系数含有信号较多的高频成分和噪声成分, 大尺度则包含着较多的低频分量, 因此可在选择了适当的分解尺度后将各尺度上的高频系数置零或阈值量化, 从而去除高次谐波分量和噪声分量, 再由低频系数进行重构而得到基波分量, 接着通过相关函数法进行信号分析, 最终求得介质损耗角为

$$\delta = \frac{\pi}{2} - (\varphi_i - \varphi_u) = \frac{\pi}{2} - \arccos \frac{R_m(0)}{\sqrt{R_i(0)R_u(0)}} \quad (11.4-5)$$

$$R_i(0) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i(n)i(n) \quad (11.4-6)$$

$$R_u(0) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} u(n)u(n) \quad (11.4-7)$$

$$R_m(0) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i(n)u(n) \quad (11.4-8)$$

式中:  $R_i(0)$ 、 $R_u(0)$  为自相关函数;  $R_m(0)$  为互相关函数。T 为整周期; N 为 T 内的采样点数。

由于存在电网频率波动引起的非同步采样, 可采用修正采样频率的思想, 对原始采样序列  $x_0(n)$  进行修正, 得到新序列

$$x(n) = x_0(n) + \frac{n}{N} [x_0(n) + x_0(N+n)] \quad (11.4-9)$$

式中: N 为采样点数。再对修正后的序列  $x(n)$  进行相关分析, 从而提高算法准确度。

## 1.2 电流传感器

用于监测电流互感器、电容式电压互感器等容性设备介质损耗角正切的电流传感器, 测量对象为低频的工频、谐波电流, 其数值较小, 为数十至数百毫安。

介质损耗角正切测量要求传感器具有较高的准确度, 特别是角差, 这类传感器通常可以有两种结构:

(1) 第一种典型传感器结构如图 11.4-5 所示,  $N_1$ 、 $N_2$

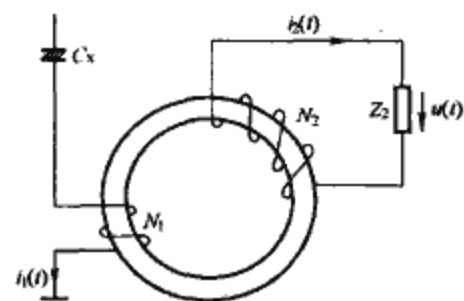


图 11.4-5 第一种典型传感器结构

分别为一次、二次线圈的匝数,  $Z_2$  是负载阻抗。如果忽略线圈的电阻和漏抗, 则引起误差的主要原因是铁心的励磁电流, 因而铁心材料宜选用高磁导率的坡莫合金。适当增大铁心截面、增加  $N_2$  和  $N_1$  的匝数、减小励磁电流在总电流中的比例, 可以有效减小测量误差。另外, 减少负载中的阻性分量也可以降低角差。

表 11.4-1 列出了额定值为 30mA 的某低频电流传感器 ( $N_1$  为 1~10 匝,  $N_2$  为 1000 匝, 采用 1J85 坡莫合金环形铁心) 在  $I_x$  不同时, 对灵敏度 K 和角差  $\Delta\varphi$  的影响。由表可知,  $I_x$  不同时, 灵敏度不变, 但角差在  $I_x$  为额定值时极小, 且随  $I_x$  减小而增加。故传感器的一次电流应工作在额定值附近, 以减小励磁电流在总电流中的比例。

表 11.4-1  $I_x$  对角差的影响

项目	$I_x$ (mA)	$K$ (V/A)	$\Delta\varphi$ (rad)
数 值	30	16.7	0
	22.5	16.6	0.000 49
	15.0	16.6	0.001 49

第二种典型传感器结构如图 11.4-6 所示, 图中放大器的输入电阻  $R_i$  相当于积分电阻,  $R_i = R_f/A_{od}$ 。放大器的开环增益  $A_{od}$  较大, 故  $R_i$  较小,  $f_L$  主要由线圈 N 的电阻  $R_L$  决定。在通频带内,  $i_2(t) = i_1(t)/N$ , 当满足条件  $i_2(t) \gg i_{ib}$  (放大器输入偏置电流),  $i_2(t)R_f \gg u_{id}$  时,  $u(t) \approx i_2(t)R_f$ , 则

$$u(t) = (R_f/N)i_1(t) = Ki_1(t) \quad (11.4-10)$$

因反馈电阻  $R_f$  对频率特性几乎无影响, 可增大  $R_f$  以提高灵敏度 K, 并联电容  $C_f$  是为了降低噪声影响。表 11.4-2 列出了该传感器的  $f_L$ 、K、N、 $R_f$  等参数关系的实测结果, 与上述分析是一致的。

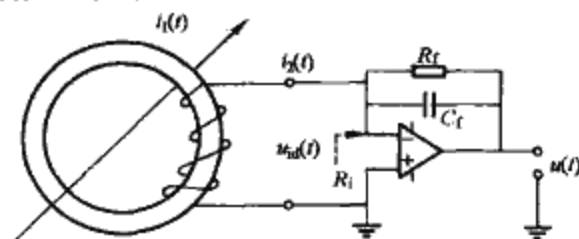


图 11.4-6 第二种典型传感器结构

表 11.4-2 低频电流传感器的参数和特性

N	$R_f$ ( $\Omega$ )	$f_L$ (Hz)	$K$ (V/A)
25	574	8	22.7
25	1124	8	44.6
25	1698	8	65.3
10	574	40	56.8
10	1124	42	103.9
10	1698	42	152.1

当被测电流很小时,  $i_{ib}$  将引起较大的测量误差, 且当温度变化时,  $i_{ib}$  也会改变而影响测量结果, 故宜选用低输入偏置、低温漂的运算放大器。反馈电阻的温度特性也会影响测量结果, 应选用低温度系数的电阻。传感器与放大器输入的连线应设置护圈或采用空间布线, 以防止杂散的泄漏电流的影响。

## 1.3 介质损耗监测的稳定性分析

### 1.3.1 温度影响

温度对油纸电容绝缘的介质损耗值有一定影响, 尤其当绝缘干燥处理不良时。试验室对介质损耗值偏大的某电流互



感器进行热稳定试验,不同温度下其介质损耗和电容量测量结果如表 11.4-3 所示,介质损耗随温度变化很大。

表 11.4-3 某电流互感器介质损耗、电容量热稳定试验结果 (试验电压 60kV)

表面温度 (°C)	25	28	30	31	33	33.5	33.5	34
介质 $\tan\delta$ (%)	2.33	2.70	3.13	3.53	4.23	4.48	4.67	4.81
电容 $C_x$ (pF)	792.1	796.1	800.3	804.2	811.3	813.9	815.8	817.3

1.3.2 湿度、表面状况及不同大气状况的影响

湿度及设备表面污秽程度对泄漏电流有很大的影响。一般预防性试验时瓷套表面应保持干净,保证试验在相对湿度不大于 65%的条件下进行,否则应采取一定的处理措施。同时不同的大气状况也对电容性设备的介质损耗值具有影响。雨天会增加泄漏电流,因而会使介质损耗值增大,表 11.4-4 是某电流互感器不同大气状况下的介质损耗测量结果。

表 11.4-4 不同大气状况下某电流互感器介质损耗测量结果 (试验电压 73kV)

相别	介质损耗 $\tan\delta$ (%)			电容 $C_x$ (pF)		
	雨后 (未屏蔽)	晴天 (未屏蔽)	晴天 (屏蔽)	雨后 (未屏蔽)	晴天 (未屏蔽)	晴天 (屏蔽)
A	0.639	0.548	0.445	728.32	727.73	722.70
B	0.648	0.595	0.506	710.87	710.74	706.01
C	0.437	0.398	0.294	706.41	706.33	703.19

从表中可见,介质损耗值受表面泄漏影响较明显,而电容值则影响不大。基本不受大气湿度的影响。

1.3.3 系统运行电压

绝缘良好的电容型设备  $\tan\delta = f(u)$  曲线基本上不随试验电压的升高而变化,然而当主绝缘严重受潮或含有离子型杂质时,互感器的介质损耗值随试验电压的升高具有不同的变化情况。这是由于在交流电压下,离子在纸层间或油中的迁移被纤维阻拦所致。在低电压下,离子运动速度慢,迁移不大,不会碰到纸上;电压升高后,离子运动速度加快,机械运动受到纸的阻拦,表现在电流上为有功分量波形畸变,致使介质损耗值减小。某电容式电压互感器 C 相耦合电容器(由上中下三相电容器串联)在不同电压下介质损耗值的变化情况见表 11.4-5,由表可见介质损耗测量结果基本不因试验电压的不同而改变。

表 11.4-5 某电容式电压互感器 C 相耦合电容器在不同电压下介质损耗测量结果

项 目		试验电压			
		20kV	40kV	60kV	80kV
介质损耗 $\tan\delta$ (%)	上	0.13	0.13	0.12	0.14
	中	0.13	0.14	0.14	0.16
	下	0.19	0.19	0.17	0.17
电容 $C_x$ (pF)	上	15 700	15 790	15 780	15 790
	中	15 490	15 810	15 800	15 810
	下	15 520	15 526	15 614	15 820

1.3.4 电压互感器角误差

用于获取电压信号的电压互感器(TV)自身会对介质损耗的测量造成一定影响,如 0.5 级电压互感器来说,使用其作为介质损耗测量的基准信号本身就可能造成  $\pm 20\%$  的测量角差,即相当于  $\pm 0.6\%$  的介质损耗测量误差,会严重影响监测结果的真实性。电压互感器的测量精度与其二次侧负荷的大小有关,随着变电站运行方式的不同,二次侧负荷随之变化,必然会导致角误差改变,从而影响介质损耗测量结果的稳定性。

另外,TV 二次侧通常是在户内保护盘处一点接地,绝缘在线监测系统的接地通常在户外,尽管共用同一个地网,但受接地电流的影响,这 2 个接地点之间的电位不会完全相同,且通常是不稳定的,此时很难获得稳定的介质损耗测量结果。

如表 11.4-6 所示结果是在某变电站分别采用同一母线(110kV)2 组不同 TV 一次侧电压作为参考信号,测量同一试品得到的测量结果,可见因 2 组 TV 自身的差异可导致高达 0.3% 的介质损耗测试误差。

表 11.4-6 同一母线 2 组不同 TV 二次侧电压作为参考信号测量同一试品结果

相别	第一组 TV		第二组 TV		介质损耗差值
	$\tan\delta$ (%)	$C_x$ (pF)	$\tan\delta$ (%)	$C_x$ (pF)	计算结果 (%)
A	1.459	681.0	1.201	688.0	0.258
B	1.413	715.1	1.084	724.0	0.329
C	1.349	652.9	1.025	661.9	0.324

1.3.5 相间耦合对介质损耗测试值的影响

现场干扰的主要成分之一是相间干扰,其等效电路图如图 11.4-7 所示。这个干扰是相对稳定的,可以修正,即使不进行修正其影响也很有限。

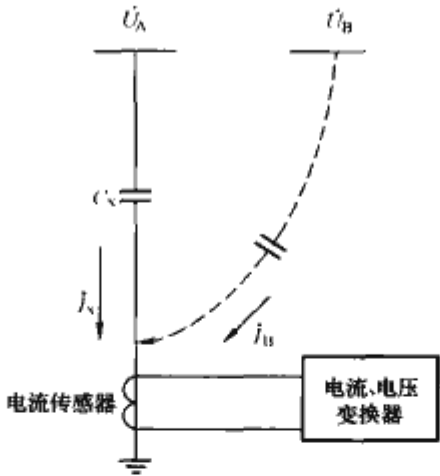


图 11.4-7 相间耦合影响的等效示意图

1.3.6 谐波的影响

$\tan\delta$  是由基波来计算的,若信号中存在谐波,特别是电力系统中常有的三次谐波,将使相差发生偏差。而谐波本身又常随负载而变化,这还将影响  $\tan\delta$  测量值的重复性。为此在监测系统中,需要对谐波进行抑制。

1.4 典型应用实例

随着数字技术的发展,微型计算机的大量使用,使用全数字测量为信号处理基础的容性设备在线监测方法得到了越来越广泛的应用,以此为基础建立的分布式电容型设备在线监测系统,其原理图如图 11.4-8 所示,该系统可以对分布在

同一个变电站内不同位置的电容型设备进行监测,监测周期可以任意设定。监测内容包括电容型设备的电容电流、电容量、三相不平衡电流和介质损耗角正切  $\tan\delta$ 。该监测系统采用采样保持电路,实现对电压和电流信号的同步采样;通过锁相环倍频电路跟踪电网频率的变化,实时调整采样率,实现对电流、电压信号的同步采样。

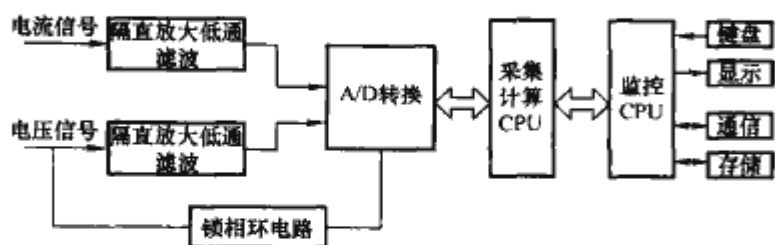


图 11.4-8 全数字化测量分布式电容型设备在线监测系统原理图

## 2 电磁式电压互感器的在线监测

监测电磁式电压互感器一次电流可以知道电压互感器是否在正常运行,当存在断线、匝间短路时,一次电流将会改变,利用电流值得变化,可以很容易知道其是否正常运行。

图 11.4-9 中,1号传感器用于监测一次电流,2号传感器用于监测一、二次之间绝缘泄漏电流。电压互感器一次电流波形如图 11.4-10 所示。

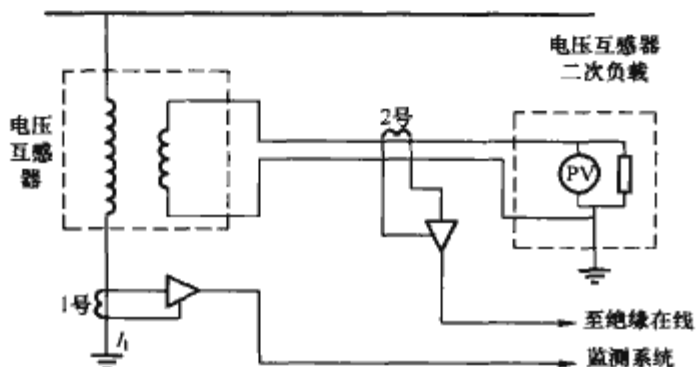


图 11.4-9 测量电压互感器一次电流和一、二次之间绝缘泄漏电流的传感器布置图

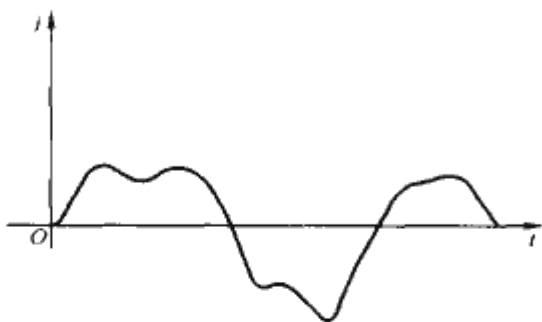


图 11.4-10 电压互感器一次电流波形示意图

## 3 互感器的故障诊断

互感器故障诊断的方法主要有基于油中溶解气体的故障诊断、基于介质损耗分析的故障诊断以及红外诊断,这里将主要对前两种方法进行介绍,红外诊断参见本篇第11章。

### 3.1 基于油中溶解气体的故障诊断

#### 3.1.1 故障及严重程度的判断

油中溶解气体分析判断故障的主要方法是阈值诊断,即将监测到的各气体组分的浓度和国家标准规定的注意值做对比,超过注意值时还应和历史数据作比较,确定气体浓度有无突然增长。必要时可缩短监测周期,进行追踪分析,主要

应分析产气速率。国家标准推荐两种方式表示产气速率(未考虑气体损失),即绝对产气速率和相对产气速率。

绝对产气速率  $\gamma_a$  按下式计算

$$\gamma_a = \frac{C_{i2} - C_{i1}}{\Delta t} \cdot \frac{G}{\rho} \quad (11.4-11)$$

式中:  $\gamma_a$  为绝对产气速率, mL/d;  $C_{i1}$  为第一次测得油中某气体浓度,  $\mu\text{L/L}$ ;  $C_{i2}$  为第二次测得油中某气体浓度,  $\mu\text{L/L}$ ;  $\Delta t$  为两次监测时间间隔中的实际运行时间, d;  $G$  为设备总油量, t;  $\rho$  为油密度,  $\text{t/m}^3$ 。

判断有无故障要将气体组分的浓度和产气速率结合起来分析,短期内各气体含量迅速增加,但尚未超过注意值,也可判为故障。有的设备因某种原因使气体含量基值较高,超过注意值,但增长速度低于其产气率注意值,仍可认为正常。若两者均超过注意值,则可判定为故障。

另外,要注意检修后的设备,由于油浸材料中残油所残存的故障特征气体释放至检修后已脱气的油中,导致在追踪分析初期,会发现故障特征气体明显增长的现象,从而误判为故障尚未消除。为此,应估算设备内部纤维材料中残油所溶解的残气含量,并从气体分析结果中扣除。

由于  $\gamma_a$  能直接反映出故障严重程度和故障性质,不同设备的  $\gamma_a$  具有可比性,不同性质故障的  $\gamma_a$  也有其独特性,因此,  $\gamma_a$  在国内得到了广泛应用。

#### 3.1.2 故障性质的诊断

不同性质的故障所产生的油中溶解气体的组分是不同的,据此可以判断故障的类型。例如过热故障产生的特征气体主要是  $\text{CH}_4$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4$ ; 而放电性故障主要是  $\text{C}_2\text{H}_2$ 、 $\text{H}_2$ 。为此,可以用体积分数之比  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  来区分是放电故障还是热故障。当温度升高或纸有过热时,  $\text{CH}_4$  还要增加,如图 11.4-11 所示。而温度的高低则可以用体积分数之比  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  来区分,原因是随着故障点温度的升高,  $\text{C}_2\text{H}_4$  占总烃的比例将增加。

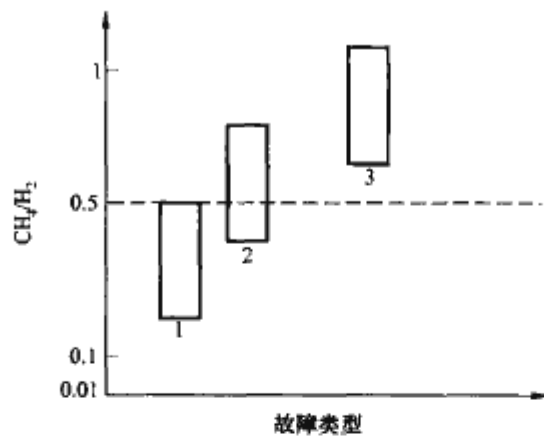


图 11.4-11  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  与故障类型关系

此外,也可用体积分数之比  $\text{CO}/\text{CH}_4$  来区分温度高低,因为纸过热虽也分解  $\text{CO}$ ,但也分解  $\text{CH}_4$ ,故温度越高,  $\text{CO}/\text{CH}_4$  越低。电弧和火花放电故障时有  $\text{C}_2\text{H}_2$  产生,其次是  $\text{C}_2\text{H}_4$ 。而局部放电一般无  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,为此,可用  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$  来区分放电故障类型。

综上所述,国际电工委员会和我国国家标准推荐用  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ 、 $\text{CH}_4/\text{H}_2$ 、 $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  三个比值来判断故障的性质。

此外,人们还试图对故障的过热点温度、故障功率、油中气体饱和水平、达到饱和所需时间、故障源的面积及部位的估计作出诊断,使能从气体分析值中获取更多的信息。

国内外在发展运用微机进行监测和诊断的基础上,也建立了故障诊断的专家系统。将模糊技术和神经网络结合起



来,组成模糊神经网络模块可用来进行故障的智能诊断与分析,该方法既能有效地体现设备故障中存在的模糊性,又能通过自身的自学习功能来提高网络本身的诊断能力。另外还

可以将模糊聚类的方法引入到油中溶解气体的分析中,采用分层模糊聚类方法来进行分析。运用阈值诊断判断电流互感器故障的实例见表 11.4-7。

表 11.4-7 油纸绝缘电流互感器的油中溶解气体分析结果综合判断

序号	设备名称	发现缺陷时间	油中气体浓度(μL/L)							判断故障性质	电气诊断情况	综合分析结论	吊罩(心)检查内部情况
			H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	总烃					
1	LCLWD3-220D 电流互感器	1986 年 10 月 16 日	14800	1505	27.7	511	3.2	206.9	内部过热,并有放电性故障	6 月测得末屏对地的 tanδ 值为 6.1%,更换端子绝缘板后,于 10 月 18 日绝缘复试正常	绝缘不合格	检查:互感器末屏与地的连接线焊接不良,烧伤,脱落,处理后,情况正常	
2	LCLWD3-220D 电流互感器	1984 年 5 月 11 日 1985 年 5 月 30 日 1985 年 6 月 3 日 1985 年 6 月 11 日	8 8 9.6 9	5 9.7 10 9	4 3.9 4.2 4.2	8 13.8 15 13	2 12 12 12	19 39.4 41.2 38.2	内部可能存在放电故障	整体绝缘电阻为 2500MΩ;末屏绝缘电阻为 1000MΩ;tanδ 为 0.7%;C <sub>x</sub> 为 861pC,正常	绝缘不合格	检查:误补充仅经过处理后的原断路器用油,经换新油后,投运后正常	
3	LCLWD3-220D 电流互感器	1981 年	0	3.8	4.7	25	3.5	42	内部存在过热故障		绝缘不合格	检查:发现互感器端部储油柜 L1 侧引出线端子的绝缘垫块上油烧伤痕迹	
4	LCLWD3-220D 电流互感器	1980 年 9 月	5420	1620	180	0.9	1.4	1802.3	内部存在过热故障	tanδ 为 2.7%,在 130kV 时, tanδ 增至 4.25%;在电热稳定试验中,9 小时后 tanδ 值为 12.97%,且接线上升,说明绝缘不合格	绝缘不合格	解剖:电容芯棒的 10 个电容屏中,有 4 个屏 tanδ 值为 7%~8%,且纸层和铝箔上有明显蜡状物(X 蜡),并发现一对电容屏间的端屏位置放错	
5	LCLWD3-220D 电流互感器	1983 年 4 月 6 日 1984 年 12 月 12 日 1984 年 12 月 20 日	75 650 650	0.43 0.46 0.33	0.21 0.45 0.29	3.2 2.6 2.7	0 0 0	5.7 4.8 4.9	氢气单独增大,但在试验报告中结论不明确,根据导则规定,应判定可能进水受潮	主绝缘(电容芯棒)的 tanδ 值正常,但未能监测末屏对地的绝缘情况	绝缘不合格	(1)1985 年 9 月 13 日互感器爆炸损坏。 (2)检查:互感器的电容芯棒在 U 形导线底部距中心 15cm 处放电击穿	

3.2 基于介质损耗分析的故障诊断

当试验电压较低时,试品绝缘内部不发生局部放电,由 tanδ 值可判断出试品有无整体受潮、污秽、老化等状态。层压板在吸潮平衡后 tanδ 与吸湿率的关系,如图 11.4-12 所示。在吸湿率小于 10% 的范围内,干纸、浸油纸的 tanδ 随吸湿率的升高几乎按指数增加。

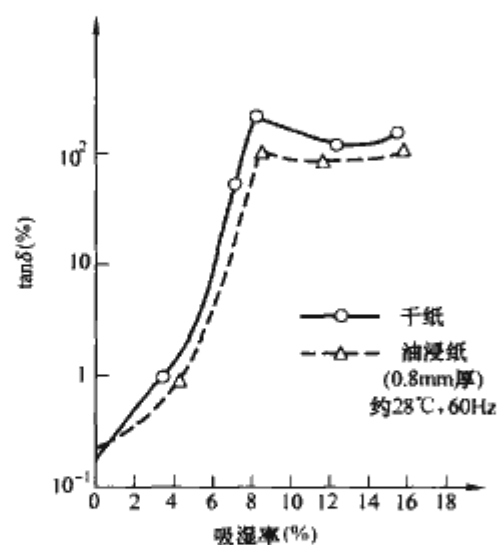


图 11.4-12 层压板吸潮平衡后 tanδ 和吸湿率的关系

实测到的电气设备的 tanδ ~ U (电压) 特性曲线按绝缘状态的不同而成各种形状,如图 11.4-13 所示。如果是良好

的绝缘,试验电压上升至额定工作电压前,tanδ 一直是恒定的,仅当电压很高时才略有增加,如图 11.4-13 (a) 中曲线 A 所示。含气隙的绝缘和外加电压达到局部放电起始电压后,tanδ 急剧增加,这是因为气隙中的放电增加了功率损失;而电压下降时的 tanδ 曲线在电压上升时曲线的上侧,直到局部放电熄灭,曲线才又重合,成为闭合回线,如图 11.4-13 (a) 中曲线 B 所示;已老化的绝缘在低电压时,其 tanδ 甚至可能比良好的绝缘还低,但当电压升至超过局部放电起始电压后,tanδ 急剧增加,且也具有闭合回线部分,如图 11.4-13 (a) 中曲线 C 所示;受潮绝缘在较低电压时 tanδ 已较大,随电压的升高 tanδ 继续增大,但当逐步降压时,因绝缘已发热、温度升高,tanδ 不能与原数值相重合,形成开口曲线,如图 11.4-13 (a) 中曲线 D 所示。通常把在额定电压时的 tanδ 和在低电压时的 tanδ 值 (tanδ<sub>0</sub>) 之差以 Δtanδ 表示,如图 11.4-13 (b) 所示。

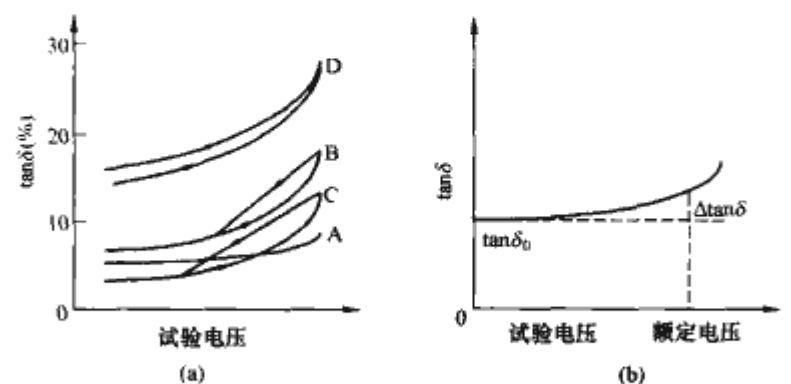


图 11.4-13 tanδ ~ U 特性  
(a) 不同绝缘状态时 tanδ 变化; (b) tanδ 的变化和 Δtanδ

# 第 5 章 金属氧化物避雷器的在线监测与故障诊断

## 1 金属氧化物避雷器的在线监测

### 1.1 金属氧化物避雷器在线监测的基本原理

金属氧化物避雷器 (Metal Oxide Arrestor, MOA), 具有极为优越的非线性特性, 在电力系统中得到了广泛的应用。在正常工作电压下, 流过 MOA 的电流仅为微安级, 且由于阀片的介电常数 ( $\epsilon_r = 1000 \sim 2000$ ) 很大, 流过其阀片的阻性电流一般只有约数十微安, 而容性电流可达几百微安以上。MOA 阀片的简化等效电路如图 11.5-1 (a) 所示, 其中  $R$  为等效非线性电阻,  $C$  为等效电容,  $i_x$  为总泄漏电流,  $i_c$  为容性泄漏电流,  $i_R$  为阻性泄漏电流,  $U$  为母线电压。由等效电路可知, 在交流电压作用下, 流过 MOA 的总泄漏电流  $i_x$  包含容性泄漏电流  $i_c$  (无功分量) 和阻性泄漏电流  $i_R$  (有功分量) 两部分, 其相位关系如图 11.5-1 (b) 所示, 其中  $U_1$  为母线电压基波分量,  $i_{x1}$  为总泄漏电流基波、 $i_{c1}$  为容性泄漏电流基波、 $i_{R1}$  为阻性泄漏电流基波。导致阀片发热的有功功率损耗是由阻性电流分量产生的, 而容性电流分量并不会使阀片发热。在正常运行情况下, 流过避雷器的总泄漏电流以容性泄漏电流为主, 阻性泄漏电流一般只占总泄漏电流的 10%~20%。但当避雷器出现阀片老化、避雷器受潮、内部绝缘部件受损以及表面严重污秽等绝缘缺陷时, 容性电流分量变化不多, 而阻性电流分量却急剧增加, 会使阀片温度上升而发生热崩溃, 严重时, 甚至引起避雷器爆炸事故。因此监测流过避雷器的泄漏电流, 特别是阻性泄漏电流的大小及变化, 是避雷器在线监测中最重要的内容。目前对 MOA 在线监测的主要方法如表 11.5-1 所示。

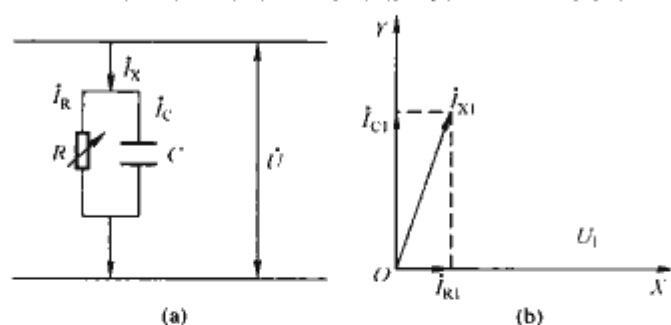


图 11.5-1 MOA 阀片的简化等效电路及相位关系图  
(a) 等效电路图; (b) 相位关系图

表 11.5-1 MOA 的在线监测方法

诊断方法	说 明	测试仪器
全电流法 (总泄漏电流法)	方法简便可行, 发现受潮灵敏; 但对早期老化不灵敏, 往往要等阻性电流分量增大几倍才能发现	交流或整流型电流表
阻性电流分量法	方法较复杂, 但易于发现比较早期的老化	阻性电流仪
功率损耗	测定因阻性电流引起的功率损耗增加	功率损耗仪
元件温度	测定因功率损耗而引起的 MOA 的温度升高	红外摄像仪

### 1.2 电流传感器

测量 MOA 阻性泄漏电流的传感器测量的是流过避雷器的工频及谐波电流, 均属于低频传感器, 且数值较小, 为数百微安级。这和测量互感器的介质损耗角正切时使用的电流传感器基本一样, 可参见本篇第 4 章 1.2 节的相关内容。

### 1.3 总泄漏电流法

MOA 老化或受潮时, 阻性泄漏电流增加, 从而全电流随之增加。总泄漏电流法就是根据这一特征来判断 MOA 的运行状况, 即全电流法, 但在正常情况下, MOA 总泄漏电流的阻性分量只占容性分量 10% 左右, 且两者基波相差 90°, 这使得监测到的总泄漏电流的有效值或平均值主要取决于容性电流分量, 即便是阻性电流增加一倍, 总泄漏电流的变化也不是太明显, 因此采用监测 MOA 总泄漏电流的方法灵敏度很低, 只有在严重受潮或老化严重的情况下才能表现出明显的变化, 不利于对 MOA 早期故障的监测和诊断。监测总泄漏电流的原理如图 11.5-2 所示。

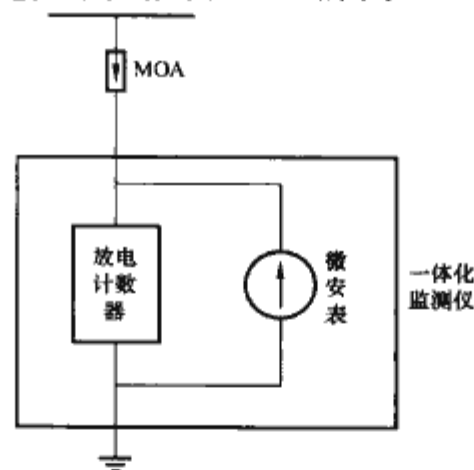


图 11.5-2 总泄漏电流监测法原理

### 1.4 零序电流三次谐波法

由于金属氧化物避雷器的非线性特性, 其阻性电流波形  $i_R$  是非正弦波, 因此其中包含有基波电流  $i_{R1}$ , 三次谐波电流  $i_{R3}$ , 五次谐波电流  $i_{R5}$  等高次谐波分量。若在避雷器的三相总接地线上监测三相总电流, 则容性电流  $i_c$ ,  $i_{R1}$  因三相平衡而抵消, 故测得的是三次谐波的三倍值, 即  $i_0 = 3i_{R3}$ 。由于  $i_R$  和  $i_{R3}$  之间有一定的比例关系, 故还可得出总的阻性电流的大小 (峰值)。当避雷器正常运行时,  $i_{R3}$  较小; 当一相或几相避雷器故障时, 三相电流不平衡,  $i_0$  会显著增加, 且含有基波分量。

零序电流三次谐波法的原理框图如图 11.5-3 所示。

采用良好屏蔽的电流互感器在避雷器的接地线上直接测量总泄漏电流  $i_x$ , 通过信号处理, 可以测出  $i_{R3}$  的值, 并且可以根据  $i_R$ 、 $i_{R3}$  的比例关系得到  $i_R$  的值。

该方法简单、方便, 但其缺点也很明显, 主要有以下几



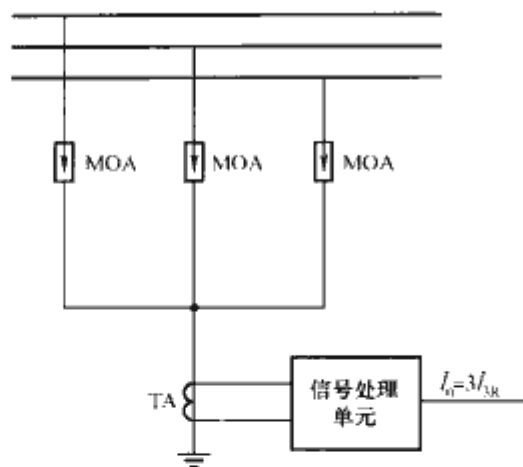


图 11.5-3 零序电流三次谐波法原理框图

个方面。

(1) 不同的氧化锌阀片的  $i_R = f(i_{3R})$  之间的关系不同，且对同一氧化锌阀片，其老化前后的  $i_R = f(i_{3R})$  的关系也会发生变化，故难以保证阻性电流测量结果的准确性。

(2) 虽然可以根据此种方法判断出三相总的阻性电流大小情况，但由于测量的是三相总泄漏电流的阻性分量，故无法判断出是那相发生故障。

(3) 当电网电压或系统电源含有谐波成分时，会出现容性三次谐波电流，该电流与  $i_{R1}$  叠加后将使  $i_0$  比实际阻性电流值要大，造成误判断。

## 1.5 补偿法监测阻性电流

### 1.5.1 基本原理

补偿法测量 MOA 阻性电流的基本原理是在总泄漏电流中去除容性电流分量，得到阻性电流分量。即在总泄漏电流  $i_X$  中把容性泄漏电流  $i_C$  补偿掉，得到阻性泄漏电流  $i_R$ 。代表性的监测装置是日本 LCD-4 型泄漏电流监测仪，该设备采用硬件的方法来实现，目前实际应用较多，其原理如图 11.5-4 所示。

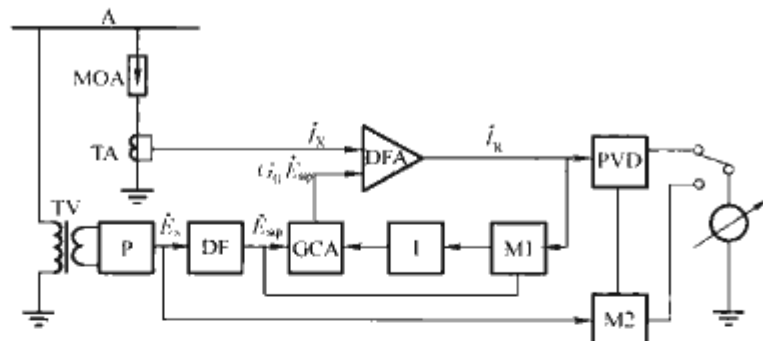


图 11.5-4 LCD-4 型泄漏电流监测仪原理框图

P—光电隔离器；TA—钳形电流互感器；M1、M2—乘法器；DFA—差动放大器；I—积分器；GCA—自动增益控制放大器；DF—差分移相器；PVD—峰值电压测量电路；TV—电压互感器；MOA—氧化锌避雷器

使用同相的 TV 检测电压信号  $\dot{E}_s$ ，进入差分移相电路，向前移相  $90^\circ$  为得  $\dot{E}_{S\varphi}$ ，使之与总泄漏电流  $i_X$  中的容性分量  $i_C$  同相。GCA 为增益控制放大器， $G_0$  是它的放大增益，当仪器自动调节到使  $G_0 \dot{E}_{S\varphi}$  与  $i_C$  大小相等时，差动放大器的输出为

$$i_X - G_0 \dot{E}_{S\varphi} = i_X - i_C = i_R \quad (11.5-1)$$

如图 11.5-5 所示为相量图。乘法器 M1 将  $\dot{E}_{S\varphi}$  和 DFA 的输出相乘，用以调节 GCA 的增益，以使  $i_X$  中的  $i_C$  被完全抵消。M2 则用来计算由阻性分量引起的功耗  $P_X$ 。该装

置功能比较齐全，可以测出总泄漏电流  $i_X$ 、阻性电流  $i_R$  及功耗  $P_X$ 。

### 1.5.2 自然相量补偿法

自然相量补偿法的出发点是总泄漏电流中的容性分量  $i_C$  必然和另外两相的线电压成同相或者反相关系。如图 11.5-6 (a) 所示，该方法使用 TA 获取  $i_X$ ，经高精度

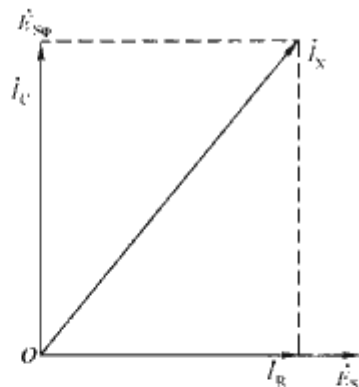


图 11.5-5 补偿法监测 MOA 阻性电流的相量图

比例放大器线性放大后进入测量转换器。补偿支路直接

取自母线 TV 的端子箱，经三相平衡电路使补偿信号三相平衡，以防止电压不平衡造成的测量误差。如图 11.5-6 (b) 所示，A 相的容性分量  $i_{CA}$  与  $\dot{U}_{BC}$  反相，而与  $\dot{U}_{CB}$  同相。这样只要从 TV 上提取一部分电压信号，如  $\dot{U}_{CB}$  并和  $i_X$  一起输入减法器，对容性分量进行补偿。调节  $\dot{U}_{CB}$  的大小（不需要移相），使测到的  $i_X$  最小，该值即为  $i_R$  的值。

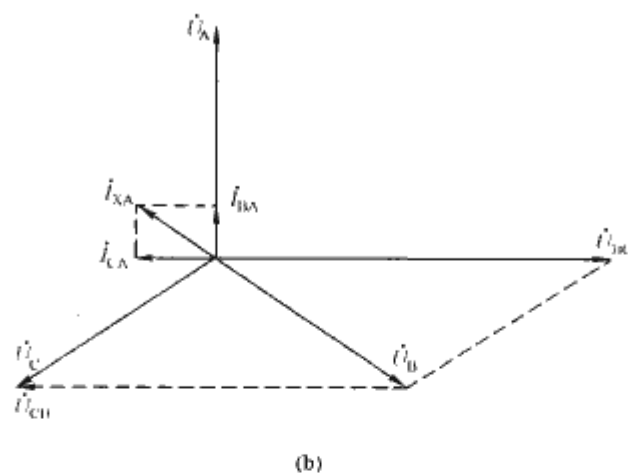
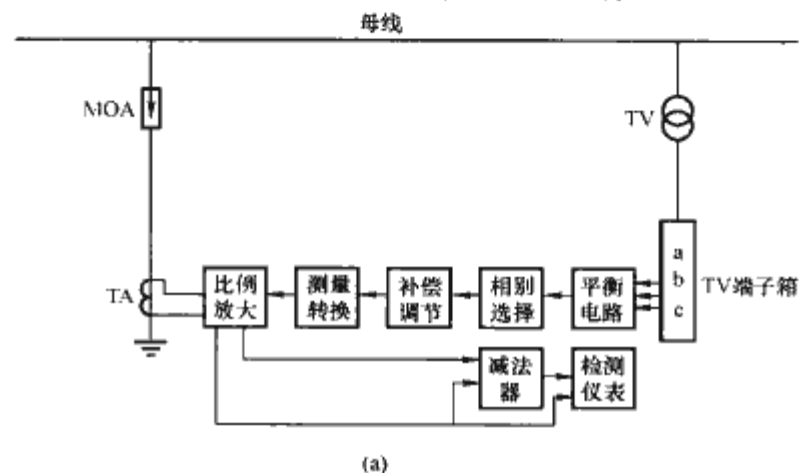


图 11.5-6 自然相量补偿法原理图  
(a) 原理框图；(b) 相量图

自然相量补偿方法和 1.5.1 补偿法相比，只是提取的补偿信号不同，其基本思路都是一致的。

## 1.6 阻性电流谐波分析法

### 1.6.1 基本原理

在电网电压的作用下，由于 MOA 阀片本身的非线性特性而使阻性电流分量含有 3 次、5 次谐波。由于只有同频率的电压、电流才能消耗功率，所以，使 MOA 阀片发热做功的仅是阻性电流  $i_R$  中的基波分量  $i_{R1}$ ，不同 MOA 的  $i_R$  尽管相同，但若  $i_{R1}$  不同，其发热情况也就不同。故实际上

$\dot{I}_{R1}$  才是 MOA 劣化的关键指标。采用全数字化测量和谐波分析技术从总泄漏电流中分离出  $\dot{I}_{R1}$ ，并对相间杂散电容耦合造成两个边相避雷器泄漏电流的相位发生改变的相角偏移，以便进行修正。

### 1.6.2 典型监测系统

谐波分析法监测系统如图 11.5-7 所示。谐波分析法可以方便地分析指定的谐波分量，以下涉及的电压和电流矢量均指基波分量。简化起见，省略代表基波分量的下标“1”。

图中，电流互感器 TA1、TA2、TA3 用以获得各相待测避雷器的总泄漏电流  $\dot{I}_A$ 、 $\dot{I}_B$ 、 $\dot{I}_C$ ，电压互感器 TV1、TV2、TV3 用以获取电压信号  $\dot{U}_A$ 、 $\dot{U}_B$ 、 $\dot{U}_C$ ，分别经放大器 1~放大器 6 放大后，由 A/D 转换器转换成数字信号，最后由微型计算机对数字信号进行处理，计算出各相待测避雷器总泄漏电流中的阻性分量  $\dot{I}_{RA}$ 、 $\dot{I}_{RB}$ 、 $\dot{I}_{RC}$ ，是一种以软件为主的监测系统。

此外，谐波分析法对 MOA 相间耦合引起的干扰可以通过软件的方法加以修正。软件计算中，可通过傅立叶算法，计算出各个相的电压和电流值，并计算出误差相角  $\varphi_0$ ，通过修正  $\varphi_0$ ，对其进行补偿来进行正确的求解。虽然修正后可以使误差大大减小，但修正后的值也不会和实际值完全相等。

谐波分析法除传感器、A/D 转换和计算等误差外，主要是  $\varphi_0$  的准确性带来的误差。因为 A、C 相的相应参数不可能完全一致，改进的办法也是通过在线和停电时分别测量各相的电流值，确定需要修正的相位差  $\varphi_0$ 。同时作为诊断判据，重点在于数据的变化和前后的比较。

## 1.7 阻性电流监测的影响因素分析

### 1.7.1 相间耦合的影响

一字排开的三相避雷器，各相避雷器阀片除了承受本相电压外，还通过相间杂散电容的耦合受到相邻相电压的作用，如图 11.5-8 (a) 所示。

由于相邻相电压的作用，使避雷器底部电流与单独一相运行时相比，会发生变化。以 A 相为例，其相量图如图 11.5-8 (b) 所示。图中  $\dot{I}_X$ 、 $\dot{I}_C$ 、 $\dot{I}_R$  分别为 A 相避雷器只受  $\dot{U}_A$  作用时的总泄漏电流、容性电流分量和阻性电流分量， $\varphi$  为  $\dot{U}_A$ 、 $\dot{I}_X$  间的相角差， $\dot{I}_{C,BA}$  是  $\dot{U}_B$  在 A 相避雷器上耦合的容性电流。A 相实际的容性电流为  $\dot{I}'_C = \dot{I}_C + \dot{I}_{C,BA}$ ，而总泄漏电流为  $\dot{I}'_X = \dot{I}'_C + \dot{I}_R$ 。与 A 相电压单独作用时相比， $\dot{I}'_X$  的相位较  $\dot{I}_X$  后移了  $\theta$  角度， $\dot{I}'_C$  和  $\dot{U}_A$  不再相差  $90^\circ$ ，而是比  $\dot{I}_C$  后移了  $\theta'$ ，也即  $\dot{E}_{Sp}$  和  $\dot{I}'_C$  间有相角差  $\theta'$ 。这样，测量装置将不能够通过调节  $G_0 \dot{E}_{Sp}$  将实际的容性电流  $\dot{I}'_C$  从总电流中完全补偿掉，读数将变成  $\dot{I}'_R = \dot{I}'_X - G_0 \dot{E}_{Sp}$ ，显然  $\dot{I}'_R > \dot{I}_R$ 。

由此可知，由于 B 相的影响，使 A、C 相的  $\dot{I}'_X$  的相位分别移后和移前  $3^\circ \sim 5^\circ$ ，其峰值也略有减少， $\dot{I}_R$  的读数则分别出现增大和减小。而 B 相由于同时受 A、C 相影响， $\dot{I}'_X$  的相位和  $\dot{I}_R$  值基本不变，这就是所谓的三相不平衡现象。表 11.5-2 是某 500kV 变电站在三相避雷器不同运行方

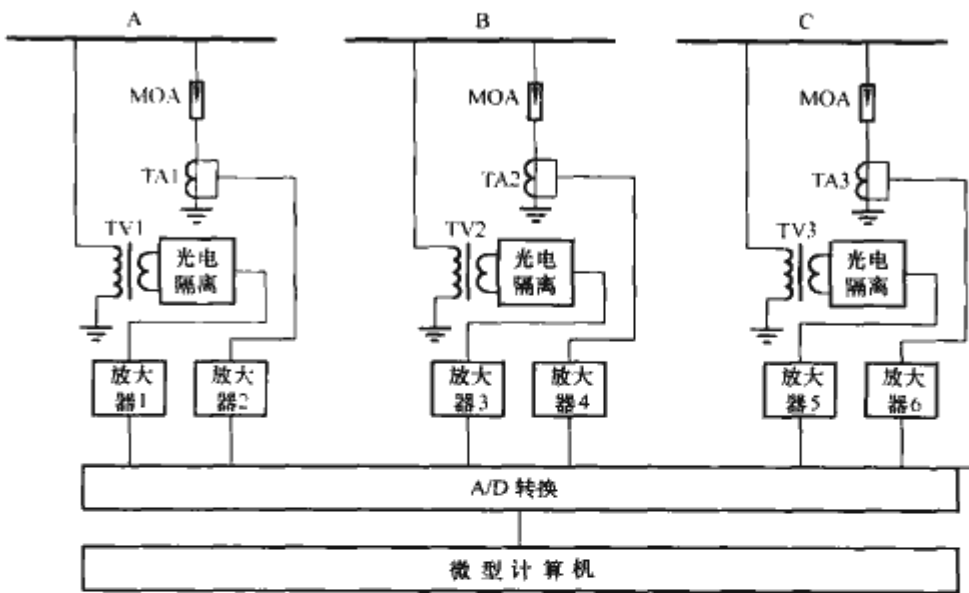


图 11.5-7 谐波分析法监测系统

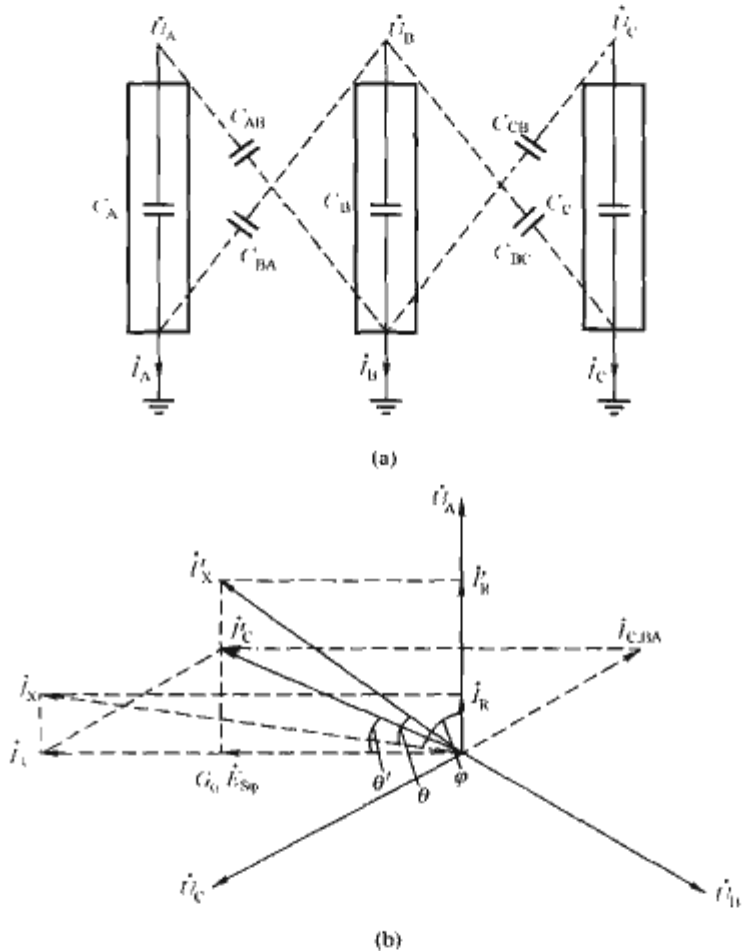


图 11.5-8 相间耦合对监测阻性电流的影响

(a) 相间耦合示意图；(b) 相量图

式下， $\dot{I}'_X$  和  $\dot{I}_R$  的实测数据。可见三相不平衡现象还是较为严重的，将影响对避雷器绝缘状况的诊断。

表 11.5-2 某 500kV 变电站三相避雷器在不同运行方式下的实测数据

运行和测试情况	相别	总泄漏电流 $\dot{I}_X$ (有效值)(mA)	阻性电流 $\dot{I}_R$ (峰值)( $\mu$ A)	$\dot{I}_X$ 的相位角 $\varphi(^{\circ})$
单独一相运行	A	1.62	210	87
	B	1.58	230	87
	C	1.62	230	87
三相运行，不加移相器测量	A	1.44	500	82
	B	1.54	250	87
	C	1.58	110	90



续表

运行和测试情况	相别	总泄漏电流 $\dot{I}_X$ (有效值)(mA)	阻性电流 $\dot{I}_R$ (峰值)( $\mu$ A)	$\dot{I}_X$ 的相位角 $\varphi(^{\circ})$
三相运行, 加移相器测量 <sup>①</sup>	A	1.58	210	87
	B			
	C	1.50	210	87

①输入 LCD-4 的  $\dot{U}_A$  并向后移相  $4.9^{\circ}$ ,  $\dot{U}_C$  向前移相  $3.3^{\circ}$ 。

### 1.7.2 相间干扰的抑制

为降低相间干扰引起的测量误差, 可将电压互感器上测到并经  $90^{\circ}$  移相后的信号  $\dot{E}_{Sp}$  再后移  $\theta'$  角, 使其与  $\dot{I}_C'$  同相。这样, 通过调节  $G_0'$ , 使  $G_0' \dot{E}_{Sp} = \dot{I}_C'$ , 仍可从差动放大器得到  $\dot{I}_X' - G_0' \dot{E}_{Sp} = \dot{I}_R$ 。从相量图分析可知,  $G_0'$  的调节不如  $G_0$  那么理想, 因此完全消除干扰影响是不可能的, 但可以得到较大的改善。

降低相间干扰影响的具体的方法如下: 先在停电条件下, 用外施电压分别测量各相避雷器的  $\dot{I}_X, \dot{I}_C, \dot{I}_R$ ; 而后在运行条件下再测量, 这时应在 TV 输出的电压信号后再增加一个移相器。然后将电压信号输入测量装置; 改变移相器的角度, 使  $\dot{I}_X, \dot{I}_C, \dot{I}_R$  测量值与停电条件下的测量值相

同; 记下移相值和  $\dot{I}_X, \dot{I}_C, \dot{I}_R$  的值, 并以此为基准, 以后均在相同的移相条件下进行监测。移相器一般可由可变电阻和电容串联组成。

### 1.7.3 电网谐波的影响

当电网中含有谐波成分时, 会有容性电流谐波分量产生, 其来源主要有: 当电网电压存在一定量的谐波 (电力系统正常运行时, 允许存在  $<1\% \sim 2\%$  的谐波) 时, MOA 的等效电容就会产生除基波容性电流外的高次容性谐波分量, 且电压谐波次数越高, 对应的容抗越小, 容性电流谐波相对的比例就越大; 另外, MOA 的等效电容是由阀片电容和杂散电容合成, 不完全等效为线性电容, 即使只有基波电压作用, 也会产生或多或少的高次容性电流谐波分量。高次容性电流谐波成分进入泄漏电流的阻性分量中, 使测得的阻性电流不能真实反映 MOA 的运行情况。

改变电网电压总谐波含量的大小和各次谐波的比例, 则高次容性电流谐波含量的大小和各次谐波成分也会随之改变。考虑到实际电网中谐波分量主要为奇次, 且 7 次以上的高次谐波含量占总谐波比例较小, 计算时只考虑 7 次及以下奇次谐波成分。  $U=220\text{kV}$ ,  $I_R=0.2I_X$  时, 谐波引起的阻性电流误差, 如表 11.5-3 所示。其中误差为有谐波容性电流分量存在而不对其进行补偿与无谐波容性电流分量时的阻性电流间的相对误差。

表 11.5-3

谐波引起的阻性电流误差

总谐波含量	$I_{X_3} : I_{X_5} : I_{X_7}$ (3、5、7 次谐波幅值之比)					
	1 : 0.4 : 0.2	1 : 0.3 : 0.2	1 : 0.3 : 0.1	1 : 0.2 : 0.1	1 : 0.1 : 0.05	1 : 0.07 : 0.03
0.5%	5.47	5.10	4.85	4.50	4.15	4.07
1%	10.75	10.54	9.69	9.01	8.31	8.17
1.5%	15.30	14.76	14.40	13.35	12.46	12.26
2%	20.60	20.03	18.41	18.02	16.61	16.34
2.5%	25.90	24.61	23.10	22.05	20.67	20.43

由表 11.5-3 可见, 当电网电压总谐波含量和谐波成分比例不同时, 引起阻性电流的测量误差不同。当谐波含量超过 1.5% 时, 测量误差已超过 10%, 这个误差随谐波含量的增加而增加。它是由于电力网存在谐波电压, 继而产生谐波电流所导致的, 并且这一误差已超过检测和故障诊断所允许的范围。

### 1.8 考虑谐波影响的几种阻性电流监测方法

上面已经提过, 谐波对阻性电流的影响是比较大的, 如果采用常规的补偿法而不对谐波进行处理的话, 其误差可能

导致最终结果的误判断。针对谐波的影响, 目前出现了几种方法来进行阻性电流的在线监测, 使谐波的影响减小到最小。

#### 1.8.1 阻性电流监测的多元补偿法

多元补偿法与常规补偿法所不同的是它分别对容性电流各次谐波分量进行补偿, 而保留只属于阻性电流的分量。基本原理框图如图 11.5-9 所示, 利用电压互感器交流电压过零产生一个中断信号, 启动 A/D 对泄漏电流进行采样, 并记下电压电流的相位差, 由微机分别自动生成与容性电流各次谐波分量同相位的补偿信号, 得到消除容性电流谐波分量影响的阻性电流  $\dot{I}_R$

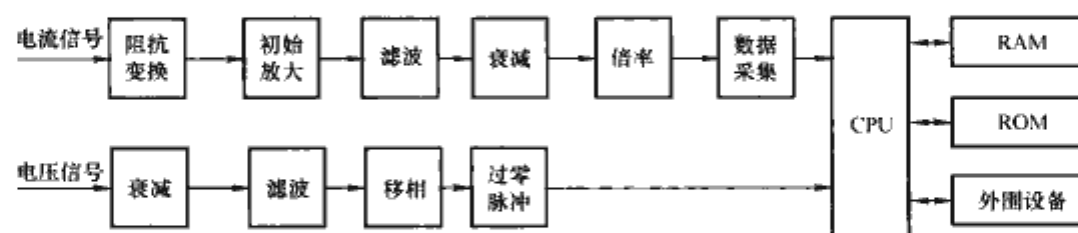


图 11.5-9 多元补偿法硬件电路框图

$$\dot{I}_R = \dot{I}_X - \sum_{k=1}^n G_k \cos k\omega t \quad (11.5-2)$$

$$G_k = \frac{\int_0^{2\pi} \cos k\omega t (\dot{I}_R + \dot{I}_C) d\omega t}{\int_0^{2\pi} \cos^2 k\omega t d\omega t} \quad (11.5-3)$$

式中:  $G_k$  为高次谐波多元的补偿系数;  $k$  为谐波系数。

#### 1.8.2 基于谐波分析的容性电流补偿法

容性电流三次谐波补偿法的基本原理是在零序电流三次谐波法的基础上, 采用电场探头来补偿三次容性电流, 从而得到补偿后的三次阻性电流  $\dot{I}_{R3}$ , 根据  $\dot{I}_{R3}$  同全阻性电流  $\dot{I}_R$  的关系, 得到补偿后的全阻性电流。

整个测量系统的原理如图 11.5-10 所示。

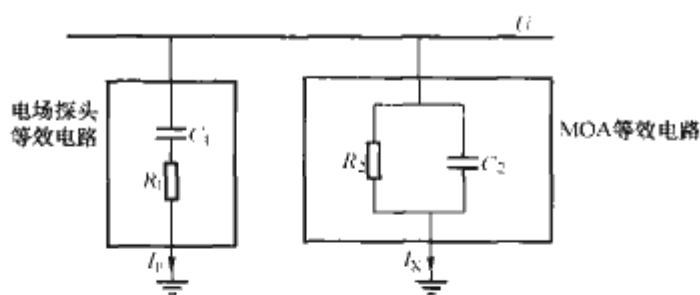


图 11.5-10 整个测量系统的原理图

电场探头等效于阻容分压器，此分压器的阻抗远小于其容抗。计算出合适的比例系数，使流过 MOA 避雷器的 3 次谐波容性分量被从电阻上流过的补偿信号  $I_P$  的 3 次谐波分量完全补偿，则流过 MOA 避雷器的基波及其他次的谐波容性分量也完全被补偿。

1.9 国外监测技术的新发展

1.9.1 基于内部温度的 MOA 在线监测方法

MOA 内部的温度主要受 MOA 能量吸收能力和老化或受潮导致的能量损耗的影响。正常运行条件下，能量吸收远大于其能量损耗，其内部温度变化很小，出现过电压时，温度可能暂时会有所上升，但会慢慢恢复。在老化或受潮时，温度会逐步上升。虽然测量温度不是一种了解运行状态的直接方法，但温度是影响 MOA 运行状态参数的综合结果，在持续运行电压下 MOA 的过热直接与能量损失相关，而与运行电压的质量及外界干扰等无直接关系。

将温度传感器放在避雷器内部，会使避雷器的密封变得困难，且一个温度传感器并不能获得正确的整支避雷器温度信号。德国开发了无源声表面波（Surface Acoustic Wave, SAW）温度传感器，其在线监测系统的原理如图 11.5-11 所示，由振荡器发出高频信号（频率 30MHz~3GHz），再由放在阀片间的 SAW 传感器接收该信号，并反射出带有温度信号的信号，再由现场接收装置收集该高频信号，经数字信号处理，参照环境温度后得到相关的温度信号波形。

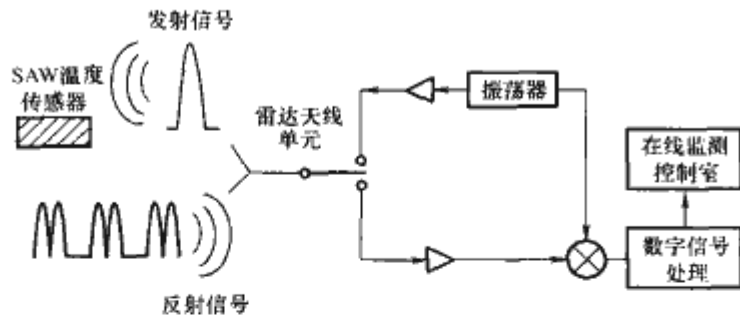


图 11.5-11 基于 SAW 温度测量的 MOA 阀片温度在线监测系统原理图

无源 SAW 传感器一般做成类似阀片形状，放在 MOA 中部的阀片之间。其发射和接收信号为特高频，受现场干扰很少，且对污秽较严重地区运行的 MOA 可监测到 MOA 表面污秽泄漏电流等导致的过热，便于对其局部加强防污措施。该法对于正在制造且准备安装在线监测系统的 MOA 很有用途，但对于已投入电网安全运行的 MOA 无法应用。

1.9.2 金属氧化物避雷器的故障诊断方法

金属氧化物避雷器的故障诊断主要有红外成像诊断和基于泄漏电流的故障诊断，红外成像诊断在本篇第 11 章介绍，此处仅介绍基于泄漏电流的故障诊断。

目前，基于泄漏电流的金属氧化物避雷器故障诊断主要采用阈值诊断方法，同时综合该设备的历史试验结果、同类设备的监测结果和环境因素等多种情况进行全面分析，最后作出诊断结论。表 11.5-4 是使用 LCD-4 测试仪在某 500kV 变电站测到的 MOA 泄漏电流数据和诊断结果。从表 11.5-4 中可知，正常运行的 500kV 避雷器的阻性电流峰值  $I_R$  和有功功率损耗  $P_X$  按照 A、B、C 相顺序，均呈现为逐渐减小的情况（这是由于相间干扰所致），且具有一定的取值范围。与此值比较，再结合历史试验、环境等因素，就可以判定避雷器是否出于正常运行状态。

表 11.5-4 使用 LCD-4 测线仪在某 500kV 变电站测到的 MOA 泄漏电流数据

运行编号	相别	总泄漏电流 $I_X$ (mA)	阻性电流峰值 $I_R$ (mA)	有功损耗 $P_X$ (W)	结论
5301 线高压电抗器	A	1.64	0.8	76	
	B	1.84	0.68	52	
	C	1.4	1.16	104	异常
5305 线路	A	1.95	2.2	210	异常
	B	1.65	1.2	110	
	C	1.9	1.35	105	异常
5901 线路	A	2.2	3.5	185	异常
	B	1.85	2.6	133	异常
	C	1.36	1.88	92	异常
500kV I 号母线	A	1.95	2.18	185	异常
	B	1.7	2.5	225	异常
	C	2.0	11.5	124	异常
500kV II 号母线	A	2.25	2.50	237	异常
	B	1.5	0.45	35	
	C	1.6	0.8	70	
1 号主变压器 500kV 侧	A	1.45	0.7	65	
	B	1.12	0.45	40	
	C	1.16	0.36	33	

注  $I_X$  为总泄漏电流， $I_R$  为阻性电流峰值， $P_X$  为有功功率损耗。



## 第6章 电力电缆的在线监测与故障诊断

### 1 电力电缆故障的产生原因

随着国家现代化水平的提高,电力电缆作为传输电能的重要工具,越来越受到人们的重视。电力电缆按绝缘材料可分为:油纸绝缘电缆、聚乙烯电缆、聚氯乙烯电缆、交联聚乙烯电缆、橡胶绝缘电缆、充气电缆等,其中交联聚乙烯(XLPE)电力电缆由于电气性能良好,击穿场强高,介质损耗小及安装、维护方便,在各电压等级电网中得到了越来越广泛的应用,并逐步取代油纸绝缘电力电缆和自容式充油电力电缆。

一般认为电力电缆在正常环境中的寿命为20~30年,然而由于电缆敷设在电缆沟或直接埋于地下,敷设环境与使用状态会极大的影响电缆寿命。电力电缆长期同土壤、水分、潮气接触,绝缘易受到腐蚀渗透,再加上电缆制造或安装时的局部缺陷,在电、热、机械外力、水、油、有机化合物、酸、碱、盐及微生物的作用下常常发生老化,严重时可能造成故障,破坏电力系统的正常运行。处于恶劣环境中运行的电缆,绝缘被破坏的例子屡见不鲜。根据有关部门统计,电缆事故占电气设备事故总数的比例约为48%。

电力电缆故障产生的原因可大致归纳为如下几种:

(1) 绝缘老化。电缆绝缘材料长期在电磁作用下工作,要受到伴随电磁作用而来的化学、热和机械作用,从而使介质发生物理化学变化,使介质的绝缘水平下降。例如, XLPE 电缆在多种因素共同作用下产生绝缘老化,可分为水树老化、电树老化、热老化、化学老化等。

(2) 电缆过热。电缆内部气隙产生电游离造成局部过热,使绝缘层碳化。电缆超负荷运行产生过热,安装于电缆密集地区、电缆沟及电缆隧道等通风不良处的电缆,穿于干燥管中的电缆以及电缆与热力管道接近的部分等,都会因本身过热而使绝缘加速损坏。

(3) 机械损伤。这方面的损坏主要有施工和交通运输所造成的损坏,如挖土、打桩、搬运等都可能误伤电缆,行驶车辆的震动也会损坏埋在公路及铁路附近的电缆。在敷设电缆的过程中也会因为拉力过大或弯曲过度而导致电缆绝缘和护层的损坏,另外也会因自然力如土壤下沉所形成的拉力导致电缆故障的发生。

(4) 护层的腐蚀。因受土壤内酸、碱和杂散电流的影响,埋地电缆的铅或铝包易遭到腐蚀而损坏。

(5) 材料缺陷及设计制作工艺的影响。材料缺陷包括交联聚乙烯绝缘中含有杂质、导电线芯不够光滑、附件中的铸件有砂眼、瓷件的机械强度不够、由于管理不严而造成电缆中间头和终端头绝缘材料受潮、脏污和老化等。设计制作问题大多出在中间接头和终端头部分,例如选用材料不当、电场分布考虑不合理、机械强度和裕度不够等。

(6) 过电压。大气过电压和内部过电压超过电缆所能承受的电压允许值而造成击穿。通过对实际故障进行分析发现,许多户外终端头的故障是由大气过电压引起的,电缆本身的缺陷也会导致在大气过电压的时候发生故障。

在以上各种常见故障发生初期,由于电缆整体或绝缘结

构发生了变化,会引起电缆内部电荷分布的改变,进而造成某些部位场强偏大。在这种电场的作用下,电缆绝缘系统中会有部分区域发生放电现象,但不会马上造成击穿事故,也就是在电缆内部会发生局部放电。电力电缆局部放电量与电力电缆绝缘状况密切相关。很多研究表明,电树枝的产生常伴随局部放电的发生,局部放电可能是由电树枝引发,同时又加速电树枝的生长与绝缘材料的劣化。

### 2 电力电缆绝缘在线监测方法

#### 2.1 交联聚乙烯电缆绝缘的直流分量在线监测方法

##### 2.1.1 交联聚乙烯电缆绝缘的直流分量法的基本原理

直流分量法是通过在线监测直流电流来判断运行中 XLPE 电缆绝缘是否老化的方法。当运行中的交联聚乙烯电缆的绝缘体内产生了水树枝,则在交流电压的作用下,由于水树枝的“整流作用”将产生一个微弱的直流电流分量(nA级)流过绝缘体。研究表明,水树枝发展得越长,树枝密度越大,流经电缆绝缘的电流中的直流成分就越大。而且,交联聚乙烯电缆的直流分量与直流泄漏电流具有良好的相关性,两者成比例相互增长。利用这一相关性,在电缆外屏蔽接地端串入一微直流电流监测装置监测这一直流分量并以此来判断电缆绝缘老化。

直流分量在线监测原理图如图 11.6-1 所示。它由纳安级检流计、低通滤波器及接地保护装置组成。现场中电缆铜屏蔽层常常接地,为了测量直流分量,需把铜屏蔽层接地线断开,而把直流分量监测装置串联在铜屏蔽层与地之间,并在电缆的一端铜屏蔽层的接地线装设一个开关,不测量时闭合开关,测量时断开开关。

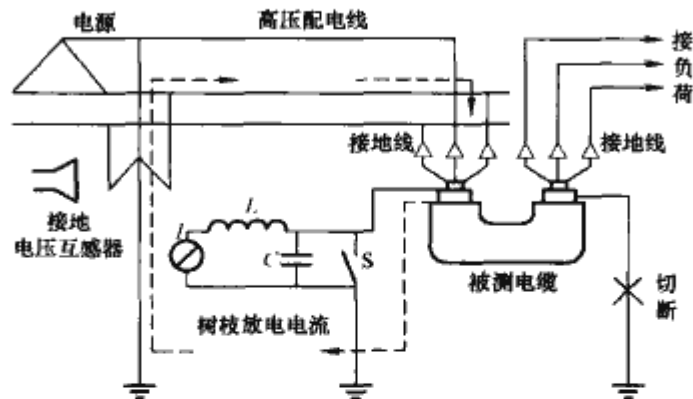


图 11.6-1 直流分量在线监测原理图

##### 2.1.2 影响直流分量法测量结果的因素

直流分量法具有不需要专门的电源装置、不接触高压部分即能进行测量的优点,但由于被测电流值小,很容易受杂散电流、护层绝缘电阻以及电晕的影响。

(1) 化学电动势和护套绝缘电阻的影响。直流分量法在现场测量时经常碰到的问题是当电缆屏蔽接地化学电动势较大而护套绝缘电阻较小时,会在检测回路中形成较大干扰电流,使得检测电流被干扰电流淹没。解决的方法是:①可以采用改接线的方法,用电容阻断接地化学电动势通过护套绝缘的通路,但改接线可能难以被电力部门的操作规程所允



许,故而在应用中要受到一定限制;②采用补偿电势法来消除干扰电流,此方法需要良好的补偿电势源微调性能和微电流检测仪测量精度,在应用于现场监测时,有很好的可取性。

(2) 电晕的影响。电晕对直流分量法的影响是不容忽视的。电晕是一种极不均匀的电场中的空气局部击穿现象,电晕对地放电具有鲜明的极性效应特征及非常宽的放电频谱,也必然会产生不稳定的整流效应电流及超低频分量,并对直流分量法在线监测造成影响。对于电缆之外的电晕对地放电,可采用阻断放电通路的方法消除电晕整流电流的影响;对电缆端部的电晕放电,可采用漏电屏蔽环将电晕放电电流直接导入地下而不流经电缆接地回路从而消除其影响;电缆绝缘表面气隙中的电晕放电无法从接线方式上加以消除,出现这种情况时,不能应用直流分量法在线监测技术。

直流分量法消除干扰的接线如图 11.6-2 所示。当护套绝缘电阻  $R_s \leq 100\text{k}\Omega$  时,微弱的化学电动势  $E_s$  即可产生严重的影响。可以用电容阻断  $E_s$  和  $R_s$  干扰通路的方法消除其影响。从图 11.6-2 中可以看出,由于阻断干扰电容  $C$  的接入,使化学电动势  $E_s$  无法侵入测量回路,从而消除其产生的干扰的影响。

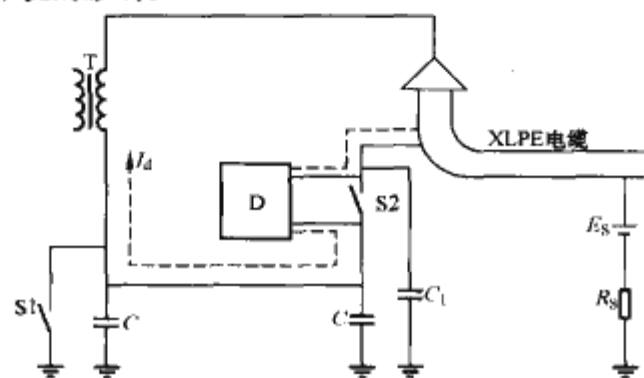


图 11.6-2 直流分量法消除干扰的接线图

S1—电源变压器接地开关; S2—在线监测开关;

C1—接地安全电容; C—阻断干扰电容; D—测量回路

## 2.2 交联聚乙烯电缆绝缘的直流叠加在线监测方法

### 2.2.1 交联聚乙烯电缆绝缘的直流叠加法的基本原理

直流叠加法的基本原理是在电磁式电压互感器的中性点接地处加一个低压直流电压源,通过电磁式电压互感器的线圈将此直流电压叠加在原已施加了交流电压的电缆的绝缘上,测量通过电缆绝缘层的微弱直流电流或其绝缘电阻来监测电缆的绝缘状况。

直流叠加法的原理如图 11.6-3 所示。图中  $C_1$  是对接地电压互感器的中性点起隔离作用;  $E$  是叠加的直流电压。考虑到工作在交流下劣化的电缆绝缘上叠加很高的直流电压会导致绝缘电阻迅速下降,一般采用  $10\sim 50\text{V}$  直流电压。接地电压互感器的第三线圈采用开口三角形连接。如果系统发生接地故障,则第三线圈的开口端会产生一电压。通过监测电压表  $V_0$  的读数来监测系统接地故障。通过在线监测检流计的读数从而实现对电缆绝缘电阻的在线测量。

由于直流叠加法是在交流高压上再叠加低幅值的直流电压,这样在带电情况下测得的绝缘电阻与停电后加直流高压时的测试结果很相近,这是因为电缆绝缘处于交流高压的作用之下,所以尽管所加直流电压不高,仍能真实反映绝缘的实际状况。但绝缘电阻与电缆绝缘剩余寿命的相关性并不好,分散性相当大。绝缘电阻与许多因素有关,即使同一根电缆,也难以仅靠测量其绝缘电阻值来预测其寿命。

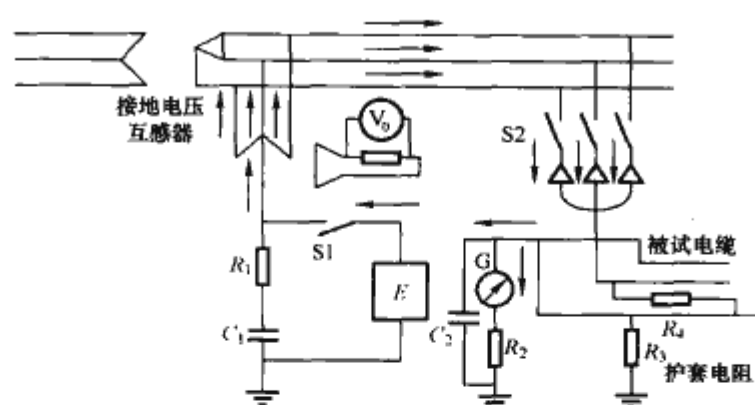


图 11.6-3 中性点不接地系统中直流电压叠加法测量原理图

直流叠加法的特点是抗干扰能力较强,能够确切地检测出贯穿水树枝的存在,但由于必须叠加直流电源到电缆芯线上,对于不同的地网需采用不同的叠加方式,而且必须仔细分析叠加电源后带来的影响。值得注意的是,叠加电压法不适用于中性点直接接地的电网。

### 2.2.2 影响直流叠加法测试结果的因素

直流叠加法被测电流值小,很容易受杂散电流、护层绝缘电阻以及电晕的影响。

(1) 化学电动势和电缆护套绝缘电阻。当电缆护套绝缘电阻减小到一定程度并且存在电缆铜屏蔽接地化学电动势时,其在检测回路中产生的干扰电流就可能远远超过叠加电流,造成“淹没”现象。可采用以下两种措施解决:一是进行电源正反极性下测量,通过该方法可以消除固有电势的影响;二是对加压前后测量数据进行数学处理,可以将噪声信号从测量信号中分离出来,从而得到真实的电流信号。

(2) 电晕影响。电晕对直流叠加法也会造成很大的影响。由于电晕放电所产生的直流电流的特点幅值随时间波动较为剧烈,但电流极性保持不变,因而当电晕放电较弱时,可采用求均值的方法消除其干扰。加大滤波器的电容对减小电晕干扰亦有一定的效果,但当电晕较严重时,必须采用阻断放电通路的方法及同时加大滤波电容的方法进行处理。

## 2.3 交联聚乙烯电缆绝缘的交流叠加在线监测方法

### 2.3.1 交联聚乙烯电缆绝缘的交流叠加在线监测方法的基本原理

交流电压叠加法是在电缆屏蔽层上叠加  $101\text{Hz}$  (即  $2$  倍工频  $+1\text{Hz}$ ) 的交流电压,监测树枝劣化而产生的  $1\text{Hz}$  的劣化信号。由于在树枝劣化的电缆上叠加  $2$  倍工频  $+1\text{Hz}$  电压时,被测的劣化信号最大,因此可根据这种方法检测  $1\text{Hz}$  劣化信号的强弱来判断电缆劣化的程度。

交流叠加法监测原理如图 11.6-4 所示。与直流叠加法相比,交流叠加法所需电压的幅值较小,通常叠加  $5\text{V}$  的交流电压就可得到明显的特征电流,这使得交流叠加法能更容

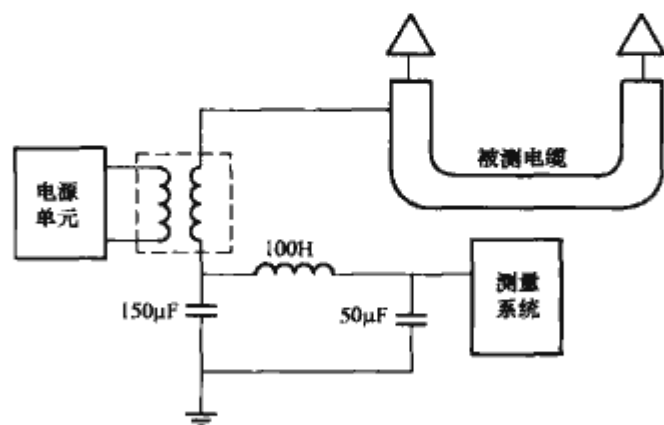


图 11.6-4 交流叠加法的监测原理图



易地检测出电缆老化信号；另外，交流叠加法所测得特征电流的线性化程度要比直流叠加法好得多，因而交流叠加法是在线监测电缆的一个较好的方法。

在给老化电缆屏蔽层上叠加不同频率的交流电压时，当电压频率为 100Hz 时，会产生一个比较大的特征电流。研究表明，该特征电流只在水树枝老化的电缆上产生，在新电缆中并不产生，并且当叠加电压的频率为 101Hz 左右时，特征电流达到最大值。

交流叠加法的优点在于因叠加电压检测的是已知劣化信号，故检测精度高，抗干扰能力强。此外，这种监测方法不接触到电缆高压部分，因而测量简便，并且可以做成便携式监测设备。

### 2.3.2 影响交流叠加法测试结果的因素

影响交流叠加法在线监测精度的因素有很多，主要有：

- (1) 运行现场的各种电磁干扰。
- (2) 环境因素的影响。
- (3) 系统本身的误差，如电子线路的干扰、A/D 转换的误差等。

## 2.4 交联聚乙烯电缆绝缘的低频交流叠加在线监测方法

### 2.4.1 交联聚乙烯电缆绝缘的低频交流叠加方法的基本原理

低频叠加法是在电缆导体上施加一个低频电压 (7.5Hz, 20V)，从接地端检出的低频电流中分离出与电压同相位的有功电流分量，从而求得绝缘电阻。试验证明这种方法对未贯穿的水树枝造成的绝缘性能下降也是可以检测到的。

该方法之所以要采用 7.5Hz 的低频交流电，其原因和测量  $\tan\delta$  时降低测试电压频率一样，即电源频率  $\omega$  减小，电容性电流分量  $I_c = U\omega C$  也随之减小，而电阻性电流大小没有变化，从而使得从总电流中分离有功电流分量更加容易，测量结果的相对误差也会较小。同时，采用 20V 的电压幅值也可保证有足够的电流响应值的基础上尽量不对电网和负载造成太大影响。

低频交流叠加法原理如图 11.6-5 所示。

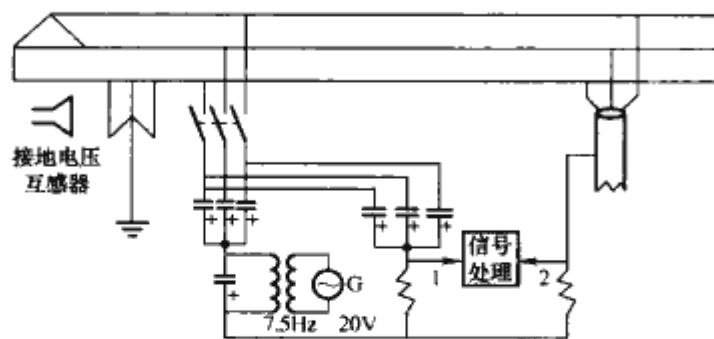


图 11.6-5 低频交流叠加法原理图

1—基准信号；2—检测信号

这种监测方法的优点是：

- (1) 可从电缆接地线处叠加电压，检测简单方便，可用一套设备监测多条电缆。
- (2) 因叠加电压检测的是已知劣化信号，即 1Hz 信号，故检测精度高，抗干扰能力强。
- (3) 受铠装绝缘电阻及端部污损等因素影响较小。

### 2.4.2 影响低频交流叠加法测试结果的因素

影响低频交流叠加法在线监测精度的因素有很多，主要有：

- (1) 运行现场的各种电磁干扰。

- (2) 环境因素的影响。

- (3) 系统本身的误差，如电子线路的干扰，A/D 转换的误差等。

## 2.5 交联聚乙烯电缆绝缘的介质损耗在线监测方法

### 2.5.1 XLPE 电缆介质损耗角正切 ( $\tan\delta$ ) 在线监测的基本原理

XLPE 电缆介质损耗的大小随水树老化的程度而增加，在 0.1~50Hz 之间的损耗因数与水树老化程度有很好的相关性。对电缆绝缘介质  $\tan\delta$  值的在线监测方法，与电容型设备介质损耗在线监测方法一样。 $\tan\delta$  值可以反映电缆绝缘缺陷的平均程度，在线监测  $\tan\delta$  值的变化趋势可判断电缆整体绝缘的老化发展状况。由于 XLPE 电缆的  $\tan\delta$  值很小，该方法要求电压传感器和电流传感器的角差稳定且需进行精心的调试。

电缆进行介质损耗在线监测的电路如图 11.6-6 所示。得到电缆的  $\tan\delta$  关键是获取电压与电流的相位。可以通过电压互感器获取运行电缆中的电压信号，同时用电流互感器将流过电缆绝缘的工频泄漏电流信号取出。对测得的电压、电流的相位进行比较，计算出  $\tan\delta$ 。对多路电缆进行介质损耗巡回监测时，同样可以由电压互感器获取电压的相位进行比较。

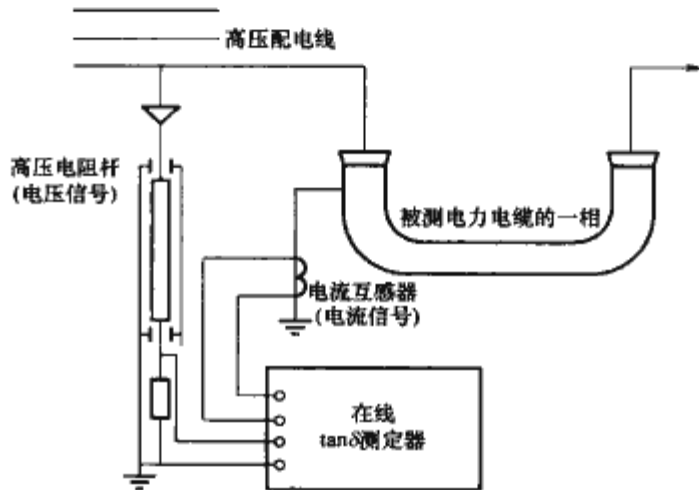


图 11.6-6 电力电缆绝缘介质损耗 ( $\tan\delta$ ) 在线监测原理图

一般认为，介质损耗值往往反映的是普遍性的缺陷，个别的较集中的缺陷不会引起整根电缆所测到的介质损耗值的显著变化。虽然电缆绝缘中水树枝的增长会引起介质损耗值的增大，但分散性也较大。在线测出介质损耗的上升可反映绝缘受潮劣化等缺陷。将已运行过的交联电缆进行加速老化试验得出水树枝发生的个数以及最长的水树枝的长度与电缆介质损耗测量值的关系，趋势是明显的，但分散程度很大。

### 2.5.2 影响电缆绝缘介质损耗在线监测结果的因素

影响  $\tan\delta$  在线监测精度的因素有很多，主要可分为测量系统外部的干扰和测量系统本身精度和固有误差两个方面。

外部干扰主要有：

- (1) 运行现场的各种电磁干扰。在运行现场复杂的电磁环境中，充斥着诸如线路的电晕放电、相邻设备的电场干扰和局部放电信号、电力系统内部高频保护和载波信号等多种干扰信号。按其波形特征可分为：①连续的周期性的干扰信号，主要有电力系统的高频保护和载波通信信号，系统外的无线通信信号和电网电压的高次谐波分量；②非周期性的脉冲干扰信号，主要有线路直接注入的电晕信号，其他设备的局部放电信号、硅整流信号。周期性干扰信号是在线监测系统中影响精度的主要因素之一。

- (2) 系统的频率波动。电力系统相关规程规定，系统频



率一般可以在 $(50 \pm 0.2)$ Hz 的范围内波动。频率的波动将直接导致数据采集过程中同步采样被破坏,并引起如谐波分析法、正弦波参数法等  $\tan\delta$  计算算法中的误差。

(3) 环境因素的影响。环境温度对在线监测的  $\tan\delta$  测量结果有较大的影响,主要体现在温度、湿度等对交联聚乙烯电力电缆  $\tan\delta$  的影响。对于一个绝缘良好的设备,实测表明,在线监测其  $\tan\delta$  的结果仍会成周期性的变化,其原因主要在于电流传感器的变送特性随温度变化而变化。因而对于设备的  $\tan\delta$  的监测值的分析和判断,要与环境条件相结合,不能孤立的由  $\tan\delta$  的数值判断其绝缘状态。

测量系统本身的误差:

(1) 电流传感器和电磁式电压互感器(TV)的固有角差。作为信号采集装置的首要环节,能否获取真实稳定的原始信号是在线监测系统研究中十分关键的一步。电流传感器一般具有一定的角差,而电磁式 TV 在提取电压信号时,以 0.5 级 TV 为例,允许的角差变化范围为  $\pm 20'$ 。因此,角差成为影响  $\tan\delta$  在线监测的主要误差之一。其中电流传感器的角差应主要考虑角差的温度稳定性,而 TV 的角差变化主要由二次侧负载的变化引起。具体应对方法是在尽可能提高传感器角差稳定度的基础上,测定角差的误差,利用软件进行补偿。

(2) 监测系统本身电子电路产生的噪声干扰。监测系统 A/D 采样转换、放大、滤波等环节的硬件电子电路在工作状态下会产生符合正态分布统计规律的随机噪声信号并被叠加在有用信号中。

(3) 数据采集系统 A/D 转换的量化误差。被采样的模拟信号进入数据采集卡,由 A/D 芯片完成对模拟信号的离散、量化为数字信号。A/D 的数字化过程中,数字信号只能由有限个二进制数码来表示,从而存在量化误差。对于一个正弦信号,量化误差体现为相角误差和幅值误差。

## 2.6 交联聚乙烯电缆绝缘的局部放电在线监测方法

局部放电是造成电力电缆绝缘破坏的重要原因之一,因而测量 XLPE 电缆的局部放电是及时发现故障隐患、预测运行寿命、保证电缆可靠运行的重要方法,也是目前电缆运行状态在线监测研究的热点。

绝缘中发生局部放电时,引起电、化、光、声、热等各种效应,利用这些效应而有多种局部放电监测方法。目前电力电缆局部放电的测量方法主要有:声测法、差分法、电容传感器法、方向耦合传感器法和电磁耦合法等。

### 2.6.1 局部放电在线监测的方法及原理

#### 2.6.1.1 声测法原理

局部放电的声能测量法是检测由于局部放电导致材料突然变形所产生波的的压力。它的优点是不受电气干扰的影响,易于应用并且可用于在线监测,超声波监测法便是一例。不过声波在电缆绝缘材料和界面中传播会严重衰减,导致监测灵敏度降低。

超声波监测系统通常采用压电晶体作为传感器。压电晶体将声信号成比例地转换成电荷量,再经前置放大器放大后进行光电转换,并由光线传播,传输的光信号再经光电元件转换成电信号,信号放大后便可在示波器或峰值表上显示。近代超声波测量局部放电所用的仪器频带多取  $60 \sim 300$ kHz。由于传播衰减等原因,能采集的声信号又很弱,因而长期以来,此方法由于灵敏度太低而没有被广泛采用。近年来,由于电传感器效率的提高和由集成元件组成的低噪声放大器以及光纤的发展,使得此监测灵敏度大为提高。

#### 2.6.1.2 差分法原理

差分法是在绝缘接线盒两边的护套上各贴一对金属箔电极,金属箔与金属屏蔽层之间构成一个约为  $1500 \sim 2000$ pF 的等效电容,两金属箔电极之间连接  $50\Omega$  的检测阻抗  $Z_d$ 。金属箔与电缆屏蔽层之间连接的等效电容、两段电缆绝缘的等效电容(其电容值基本认为相等)与检测阻抗构成检测回路,A、B 是用于校正脉冲注入的金属箔电极。当电缆接头一侧存在局部放电时,另一侧电缆绝缘的等效电容起耦合电容作用,检测阻抗便耦合到局部放电脉冲信号。差分法的结构示意图如图 11.6-7 所示,其等效电路原理示意图如图 11.6-8 所示。

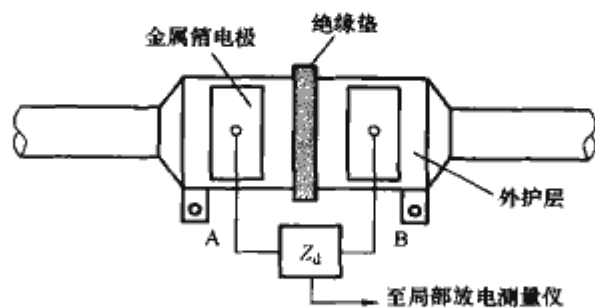


图 11.6-7 差分法的结构示意图

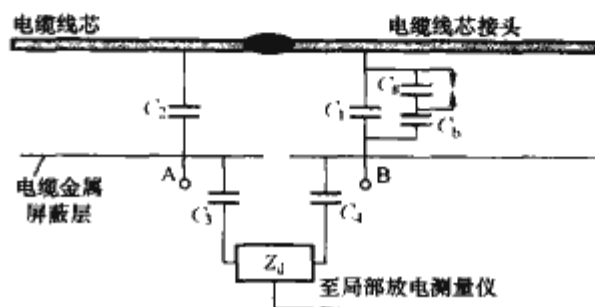


图 11.6-8 差分法的等效电路原理示意图

从图 11.6-18 中可以看到,差分法类似于 IEC-270 法中的桥式接线法,当绝缘接线盒一侧的电缆生局部放电时,另一侧的电缆可以充当耦合电容,将局部放电脉冲耦合至检测阻抗  $Z_d$  上,形成的电压波经放大后输入示波器、频谱分析仪等仪器进行分析处理。研究发现,当频谱分析仪的中心频率在  $10 \sim 20$ MHz 时,信噪比最高。差分法的检测回路类似于差动平衡电路,来自导线芯的噪声信号在检测阻抗的两端不能产生压降,因而可以很好的抑制噪声。

该方法的优点还在于不必加入专门的高压电源和耦合电容,也无需改变电缆接线,且由于可等效为桥式电路,故能很好地抑制外界噪声。差分法既简单又安全,适于现场实验及在线监测。

#### 2.6.1.3 电容传感器法原理

如图 11.6-9 和图 11.6-10 所示,电容传感器法是将电缆金属护套切一个 100mm 长的环形缺口,将 40mm 宽的锡箔带缠于露出的电缆外半导电屏蔽层上作为耦合传感器。传感器的安装并没有影响到电缆的主绝缘。

在等效电路图中,C 是耦合器与电缆芯间的等效分布电容,其值取决于耦合器的长度和电缆单位长度的电容  $C_0$ 。

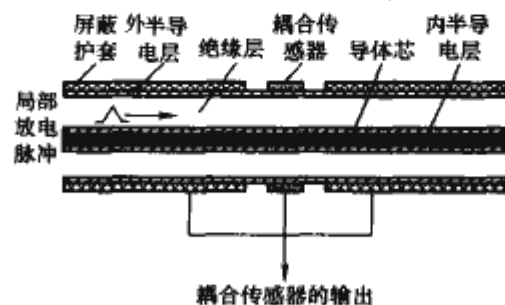


图 11.6-9 电容传感器法的主接线图



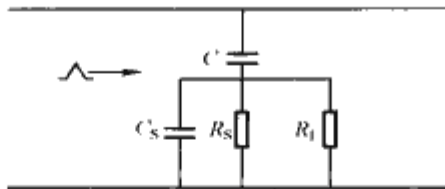


图 11.6-10 等效电路原理图

$R_s$  是耦合器与金属屏蔽层间的电阻， $C_s$  是耦合器与金属屏蔽层间的杂散电容， $R_i$  是测量单元的输入阻抗。此法有较好的监测灵敏度，并且可以通过研究信号到达两个传感器的时间差来实现信号的定位。

#### 2.6.1.4 方向耦合传感器原理

方向耦合传感器安装与电缆的外半导体层和金属护套之间，这样不会影响电缆的高压绝缘性能，如图 11.6-11 所示。

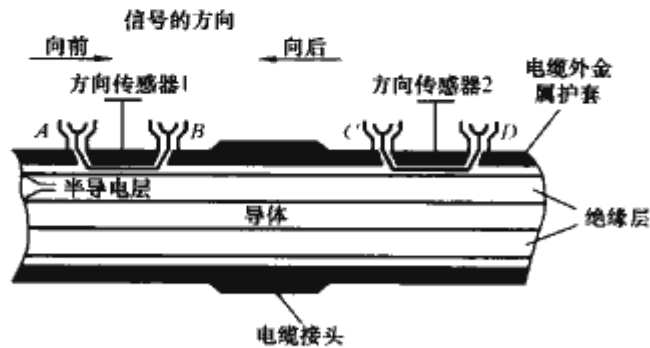


图 11.6-11 方向耦合传感器的安装示意图

两个方向耦合传感器被安装在电缆接头的两边，传感器只能感应到从一侧来的脉冲。这样，就可以通过测量脉冲到达 A、B、C、D 四个点中某几个点来判断脉冲传播的方向。如果只有 A 和 C 检测到脉冲，那么说明脉冲是从左方传来的，而 B、C 检测到的脉冲就说明是接头处的局部放电等。

方向耦合器是由一个插在电缆绝缘上的电极板、一个罗果夫斯基线圈和两个终端阻抗（分别与端口 A、B 相连）构成，如图 11.6-12。电极板与金属屏蔽层之间形成一等效电容，罗果夫斯基线圈分为性能相同的两部分，接线方式见图 11.6-13。当局部放电信号沿电缆从一侧（如右侧）传来，在电容和线圈上可感应出脉冲信号，B 端输出的电压信号为电容的电压信号和线圈 2 的电压信号的叠加，而 A 端输出的电压信号则为电容与线圈 1 的电压信号的差值。如果电容耦合的信号与线圈耦合的信号大小相等，则 B 端输出信号增大，而 A 端信号被抵消了，由此可判断局部放电脉冲的传播方向。通常，只需 2 个端口的电压比值大于 8:1 时即可认为该脉冲信号为局部放电信号且方向可判断。当监测系统在电缆中间接头两侧分别安装一个方向耦合器时，这样可以根据 2 个方向耦合器耦合到的局部放电信号的方向判断出该放电信号是来自中间接头内部还是外部。

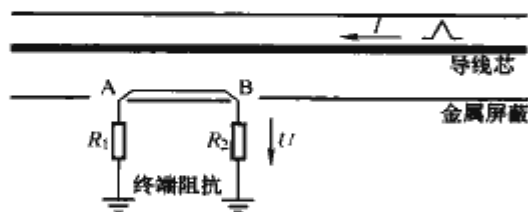


图 11.6-12 方向耦合器结构图

这一方法主要应用于电缆附件的局部放电监测，而且可以有效地区分脉冲的方向，有利于进一步辨别脉冲式局部放电还是噪声。

#### 2.6.1.5 电磁耦合法原理

电磁耦合法监测电缆局部放电的原理是将 XLPE 电缆

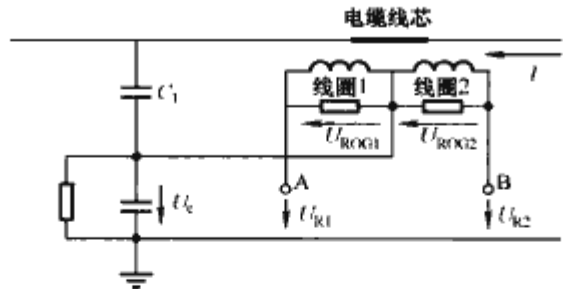


图 11.6-13 方向耦合器的接线图

屏蔽层接地线中的局部放电电流信号通过电磁耦合线圈与测量回路相连，通过感应流过电缆屏蔽层的局部放电脉冲电流来监测局部放电信号，因此适用于电缆敷设后的交接验收试验和运行中的在线监测。此外，电磁耦合法是通过电磁耦合来测量局部放电电流，由于在高压电缆和测量回路间没有直接的电气连接，从而能很好地抑制噪声。

为实现对 XLPE 电缆局部放电的监测，首先必须用电流耦合传感器有效地提取局部放电信号，所以电流耦合传感器的设计是关键环节，其中电流耦合器的原理见图 11.6-14。

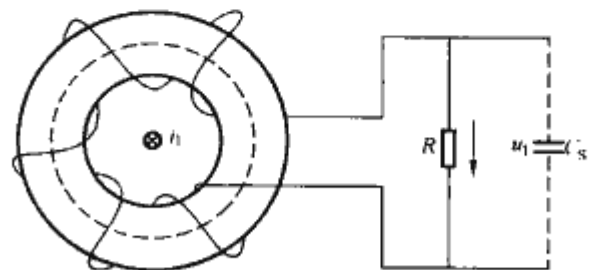


图 11.6-14 电流耦合器原理图

图中， $R$  是自积分电阻， $C_s$  是电路的等效杂散电容。为了使电流耦合器工作频带足够宽，在线圈尺寸一定的情况下，应选用磁导率高的磁性材料并增大线圈匝数  $N$ ，但只增加匝数来提高带宽将会降低测量灵敏度；积分电阻  $R$  对频带宽度、传感器灵敏度均有影响， $R$  增大，会增加传感器的灵敏度，但同时会减小频带宽度。因此，选定磁性材料后，有一个最佳的积分电阻  $R$  及线圈匝数  $N$  的匹配组合，使电流传感器达到较宽的工作频带，且保持一定的响应灵敏度。

电力电缆局部放电在线监测电磁耦合法的原理如图 11.6-15 所示。

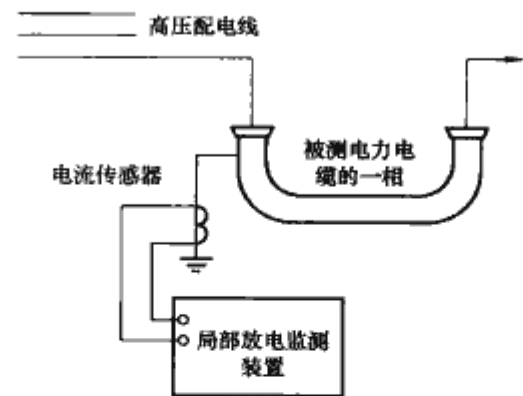


图 11.6-15 电力电缆局部放电在线监测电磁耦合法的原理图

#### 2.6.2 影响电缆局部放电在线监测结果的因素

(1) 外界强电磁场干扰源很多，单纯依赖硬件技术实现剔除和防止外界电磁干扰难度很大。

(2) 采集的信号很微弱，幅值很小，极易被背景噪声淹没。

(3) 宽频带滤波器和高倍数的放大器使得采集到的信号的原始波形发生畸变，容易导致误判。

(4) 缺乏电缆局部放电信号的识别技术，缺乏局部放电脉冲信号波形、频率及幅值的识别判断技术。

(5) 缺乏交联聚乙烯电力电缆劣化的评价基础和运行状态判据等实际运行经验的积累。



2.6.3 电缆局部放电在线监测方法分析比较

几种在线监测电缆局部放电的方法比较见表 11.6-1。

表 11.6-1 几种在线监测电缆局部放电方法比较

测量方法	优 点	缺 点
超声波监测法	方法简单安全	灵敏度低
差分法	不必加专门的高压源和耦合电容，也无需改变电缆接线，且可等效为桥式电路而能很好地抑制噪声。该方法简单安全，适合于现场试验及在线监测	高频信号在电缆传播时衰减严重，降低了监测灵敏度
方向耦合法	灵敏性高	结构复杂
超高频电容耦合法	与电缆无直接电气连接，结构简单，能很好地抑制噪声，安装方便，携带方便，适用于现场操作	超高频信号衰减比低频严重得多，故在线监测需安装多个传感器且尽量靠近电缆接头或端部处。此外，安装时也会破坏电缆表层
电磁耦合法	与电缆无直接电气连接，结构简单，能很好地抑制噪声，安装方便，携带方便，适用于现场操作	高频信号传输时衰减严重，影响灵敏度

2.7 交联聚乙烯电缆联结盒温度的在线监测方法

由于交联聚乙烯电缆接头处的电场没有本体均匀，更容易使交联聚乙烯老化，运行中的交联聚乙烯电力电缆接头，在交变电场的作用下，在运行中产生各种老化而引起损耗增加，致使电缆接头内部导体和绝缘介质温度升高；而绝缘介质具有负的温度系数，又使流过绝缘介质的电流进一步增大，介质损耗发热也随之增大。若同一时间内介质中产生热量比散发热量大时，介质温度不断上升，从而引起介质分解、碳化等，最后导致介质发生击穿而破坏绝缘。因此，经常连续地监视电缆头温度的变化，当发现某个接头处的温度过高时（超过一个预先设定的值），说明此处的绝缘已比较薄弱，继续运行很可能会引发严重故障。

电缆接头点多面广、集中性差、电磁干扰严重、沟内阴暗潮湿、腐蚀性有害气体多、现场一般没有低压工作电源，为实现对电缆接头温度的自动、连续、精确测量，图 11.6-16 为电缆接头温度在线监测系统原理框图。

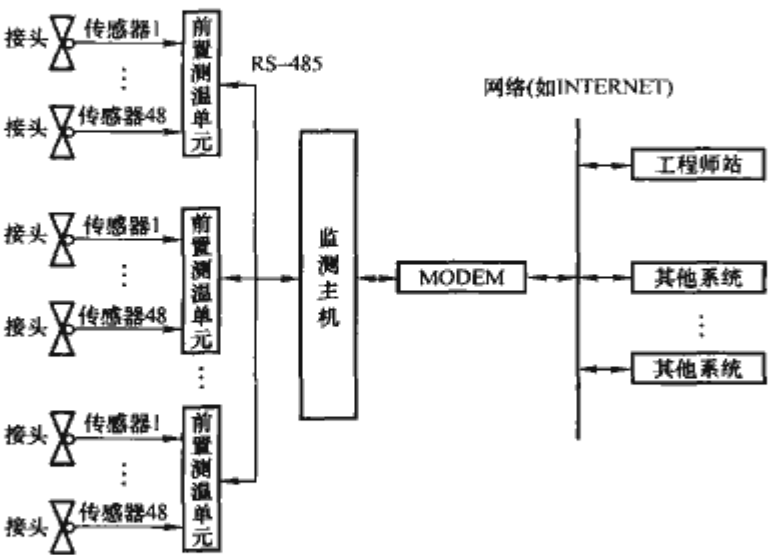


图 11.6-16 电缆接头温度在线监测系统的总体原理框图

系统在每个电缆中间接头处安装一个温度传感器，其输出电流信号通过辅助电缆传送至前置测温单元，根据电缆接

头地理分布情况的不同，每个前置单元可与若干个传感器连接，前置单元的检测结果可以就地显示打印、越限报警，也可以通过 RS-485 或其他类型的通信网络传输至安装在主控制室或调度中心的监测主机。该主机还可以通过局域网或 Internet 网与其他计算机相连，使有关人员均能够通过网络了解整个系统的电缆接头运行状况。

2.8 充油电缆、压气 SF<sub>6</sub> 电缆的在线监测方法

从电力电缆的发展历史来看，20 世纪 50 年代前是以油浸纸绝缘为主的电力电缆。在中低压领域主要是黏性浸渍纸绝缘电缆，较低电压等级使用的是带绝缘式电缆。但黏性浸渍电缆在生产和运行中不可避免地要产生气隙。气隙的击穿场强要比油低得多，因此在气隙中往往会发生局部放电，最后导致电缆整体的破坏。由此可见，黏性浸渍纸绝缘电缆不能用于超高电压等级。这就产生了充油、充气电缆。

2.8.1 充油电缆绝缘老化特点及在线监测参量

高压充油电缆与电力变压器、电抗器等都属于大型高压充油电力设备，其绝缘结构为油纸复合绝缘，在长期运行过程中不可避免地受到电、热和环境等因子的联合作用，引起油纸绝缘老化。随着电力系统的发展和电压等级的提高，局部放电已经成为油纸绝缘劣化的重要原因。虽然可以通过滤油或换油重新提高设备的绝缘性能，但是各种破坏性影响因素对充油电缆纸绝缘的损害却不可恢复，纸绝缘以及其他固体绝缘的老化积累构成了电缆运行中的潜在隐患。

高压充油电缆绝缘在线监测系统主要的监测量有油中溶解气体含量、油中糠醛含量、局部放电、介质损耗等。其监测的基本原理与变压器绝缘监测系统相类似（见变压器绝缘在线监测章节）。

充油电缆油压是电缆安全运行的一个重要参量。充油电缆油压在线监测系统可以提供充油电缆油压值的实时信息，完成充油电缆接头处的油压值抄录、分析等大量工作。系统通过将现场变送器采集的遥测量和遥信量进行资源整合，对充油电缆的油压、负荷、温度、积水等各项信息进行实时监控，并将现场实测的各类信息进行数据整合、逻辑分析，从而实现油压实时监测、故障预警、过负荷示警、信号系统故障预警、统计分析等功能。系统可为运行的 110kV 及以上的充油电缆提供 11 类示警信息，见表 11.6-2。

表 11.6-2 充油电缆油压在线监测系统主要功能

序号	示警信息	功能简介
1	油压低	电缆油压低于整定值下限示警
2	油压高	电缆油压高于整定值上限示警
3	油压突变量	暂态油压在一定时间内的变化超过整定值示警
4	地点	显示各类信号的地点位置
5	电源失压	显示各监测点的外接电源失电情况
6	隧道消防系统	隧道消防系统的总信号示警
7	无信号	当通信系统发生中断时示警
8	积水	检测点（隧道、塞止井）的积水示警
9	过负载	电缆实际负荷高于额定负荷（根据电缆不同运行方式下与不同环境温度）示警
10	油压量不变	电缆油压在 48h 内无任何变化时提供示警
11	温湿度表失灵	现场温湿度数据异常提供示警



### 2.8.2 压气 SF<sub>6</sub> 电缆的绝缘老化特点及在线监测方法

气体绝缘电缆局部放电的在线监测技术是在气体绝缘开关设备 (GIS) 的绝缘诊断技术上发展出来的一个分支, 这是由于 GIS 绝缘诊断技术已被用作判断 GIS 绝缘可靠性的一种手段, 越来越受到制造厂和用户的重视。气体绝缘管道电缆由于制造和安装过程中不可避免地存在着一些缺陷, 在运行电压的作用下将会产生局部放电, 使绝缘逐渐劣化。这种由局部放电诱发的绝缘故障具有积累效应, 一般要在气体绝缘管道电缆运行一段时间后会暴露出来, 常规的交接验收试验很难发现此类缺陷, 故在线监测技术就显得非常重要。

局部放电的监测技术可分为两大类: 一类为电测法, 包括传统的耦合电容法 (IEC 60270)、高频法和超高频法 (UHF 法); 另一类为非电测法, 主要包括声测法、光电法和化学方法等。

耦合电容法的优点是可通过校准对局部放电进行定量测量, 灵敏度取决于耦合电容与试品等值电容的比值, 一般检验灵敏度可优于 2pC。但此方法要求试验回路中的所有组件包括高压引线均不能产生高于试品本身局部放电水平的干扰, 在现场较难实现。

高频法 (<100MHz) 是将许多传感器分布在 GIS 中, 根据频谱分析仪接收到的最大信号来确定某一缺陷的最大灵敏度, 这种方法的现场监测灵敏度可达 100pC。

声测法是接收局部放电所激发的超声信号, 它是 GIS 中最早采用的绝缘诊断技术之一。声测法的灵敏度不仅取决于局部放电产生的能量, 而且更主要取决于信号的传播路径、气体绝缘管道电缆中的绝缘子等, 这些将会影响超声波的传播。

光电法是用安装在被测设备上的光电传感器进行光测量来判断局部放电的强弱。由于 SF<sub>6</sub> 气体的光吸收能力随着气体密度的增大而提高, 而且局部放电光信号本身就比较弱, 因此这种方法的灵敏度很低。这种方法的优点是不存在电磁干扰的问题, 并且可以用来检测放电的位置。在电弧和局部放电的作用下, SF<sub>6</sub> 气体会产生分解物, 形成金属氟化物和 SOF<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>; 当放电发生在环氧材料附近时还会产生 CF<sub>4</sub>。化学法就是通过分析这些非 SF<sub>6</sub> 气体来判断气室中是否有放电现象, 但这只是定性分析。

超高频法 (UHF 法) 是利用预先装设的天线传感器测量由局部放电脉冲激发的、在 GIS 或管道电缆中传播的超高频电磁波来评价局部放电的。UHF 法的优点是抗干扰能力强, 对局部放电源定位、绝缘缺陷类型的识别等灵敏度高。正因为这些优点, UHF 法在新修订的 IEC60270 标准中被推荐作为 GIS 局部放电检测的方法。

UHF 法的特点是用天线而不是用耦合电容来检测局部放电信号。局部放电 (PD) 和高压导体上的针状凸出物所产生的放电信号均为纳秒级脉冲波, 其等值频率可大于 1GHz, 属于微波波段。气体绝缘管道电缆是同轴传输线, 信号传输特性取决于频率, 对工频可用电气集中参数来等值; 瞬态信号时应视为分布参数的传输线; 对微波则应看作同轴波导。

局部放电信号的超高频部分在整个 GIS 中传播时衰减很小, 故在 GIS 内放置传感器就可以很灵敏地接收到高频信号。UHF 法原理如图 11.6-17 所示。图中传感器 S 相当于一个接收天线, 而对信号的测量既可采用窄频带测量系统, 也可以用宽频带测量系统。图中 1、2、3、4 分别表示

不同的缺陷, 具体含义见图下注。

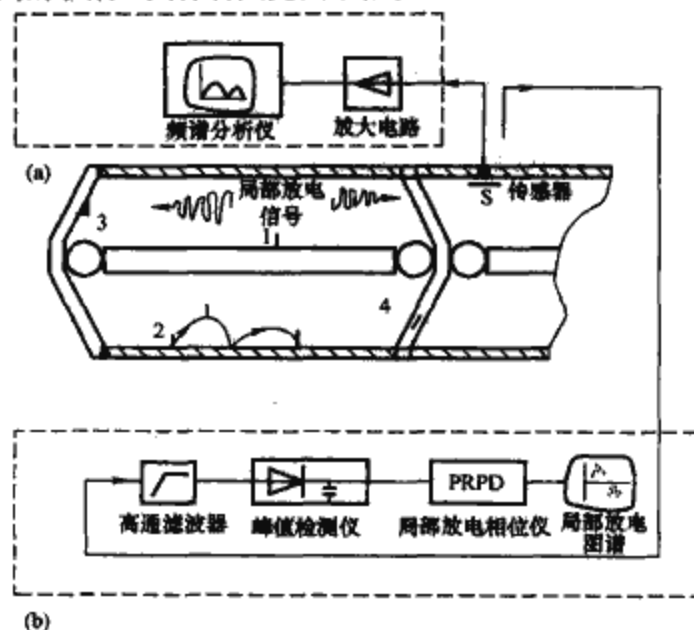


图 11.6-17 UHF 法原理图

(a) 频谱分析系统; (b) 局部放电相位测量系统

1—高压导线上的突起; 2—自由粒子;

3—绝缘间隔表面上的粒子; 4—绝缘间隔内部缺陷

### 2.9 基于光导纤维的电缆温度在线监测方法

#### 2.9.1 基于光导纤维的电缆温度在线监测基本原理

光导纤维的发明和发展是 20 世纪最伟大的技术革命之一。随着光纤技术的发展, 光纤传感技术在电力设备故障检测中得到了广泛应用。它不仅能满足快速定位的要求, 还可使测量更简便、定位更精确, 因此受到人们的高度重视。

光导纤维本身就可以构成一种新的直接交换信息的基础, 无需任何中间环节就能将待测物理量与光纤内的传导光联系起来。当光在光纤中传输时, 光的特性 (如振幅、相位、偏振态等) 将随检测对象的变化而变化。因此, 光从光纤中射出时, 光的特性已得到了调制。通过对调制光的检测, 便能感知外界的信息。这就是光纤传感的基本原理。

光纤传感器按其传感原理可分为两类: 一类是传光型 (或称非功能型); 另一类是传感型 (或称功能型)。用于电缆温度监测的分布式光纤温度传感器 (FODT sensor) 属于传感型光纤传感器, 其工作原理主要是光纤的光时域反射 (OTDR) 原理及后向拉曼散射温度效应, 即该传感器利用 OTDR 技术定位, 利用拉曼散射效应测温。

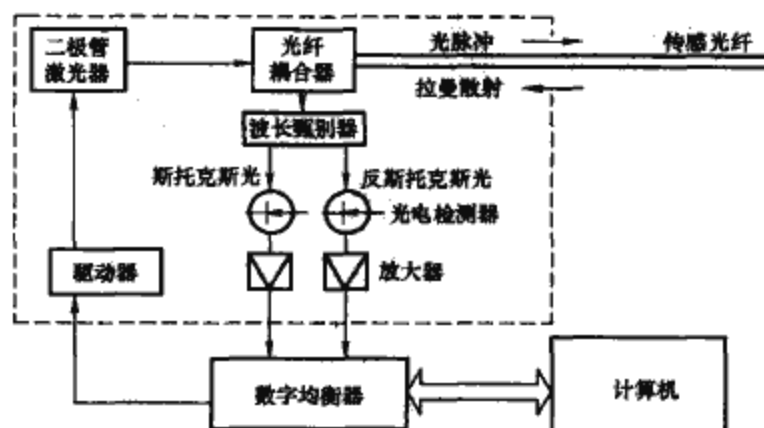


图 11.6-18 分布式光纤温度传感系统结构原理图

分布式光纤温度传感结构原理如图 11.6-18 所示。当波长为  $\lambda_0$  的激光入射到光纤中, 它在光纤中传输的同时不断产生后向散射光波, 这些后向散射光波中除有一个与入射光波长相同的很强的中心谱线之外, 在其两侧, 还存在着  $\lambda_0$

$-\Delta\lambda$  及  $\lambda_0 + \Delta\lambda$  的两条谱线。中心谱线为瑞利散射谱线，长波一侧波长为  $\lambda_s$  ( $\lambda_s = \lambda_0 + \Delta\lambda$ ) 的谱线称为斯托克斯线 (stokes)，短波一侧波长为  $\lambda_a$  ( $\lambda_a = \lambda_0 - \Delta\lambda$ ) 的谱线称为反斯托克斯线 (anti-stokes)。这两种不同波长的光，光强比例可以转换成温度的读数，其光强比为

$$R(T) = \frac{I_s}{I_a} = \left( \frac{\lambda_s}{\lambda_a} \right)^4 \cdot e^{-\frac{hc\Delta\nu}{kT}} \quad (11.6-1)$$

即

$$\frac{1}{T} = -\frac{k}{hc\Delta v} \left[ \ln R(T) + \ln \frac{\lambda_2}{\lambda_1} \right] \quad (11.6-2)$$

对固定的温度（恒温槽标定温度）有

$$\frac{1}{T_0} = -\frac{k}{hc\Delta\nu} \left[ \ln R(T_0) + \ln \frac{\lambda_s}{\lambda_n} \right] \quad (11.6-3)$$

由式 (11.6-2) 和式 (11.6-3) 可得到

$$\frac{1}{T} = \frac{1}{T_0} - \frac{k}{hc\Delta\nu} [\ln R(T) - \ln R(T_0)] \quad (11.6-4)$$

式中:  $I_s$ 、 $I_a$  分别为斯托克斯和反斯托克斯光强度;  $\lambda_s$ 、 $\lambda_a$  分别为斯托克斯和反斯托克斯光波长;  $h$  为普朗克 (Planck) 常数;  $c$  为真空中的光速;  $k$  为玻尔兹曼 (Boltzmann) 常数;  $\Delta\nu$  为拉曼散射偏移波数,  $\text{1/cm}$ ;  $T$  为绝对温度,  $\text{K}$ 。

根据激光脉冲开始注入到散射光返回所需要的时间可计算距离, 在光纤中光的传播速度是  $0.2\text{m/ns}$ , 因此, 从光束注入到背向散射光到达的时间, 每  $10\text{ns}$  都能变换成  $1\text{m}$  的光纤长度。这被称为光学时域反射仪 (OTDR)。

用于测量电缆纵向温度分布的 FODT 传感器可以通过单根光纤同时测量多点温度, 由于起传感器作用的光纤本身是非金属材料, 即使与电缆成为一体也不会受电磁感应的干扰。

### 2.9.2 光导纤维对电缆温度进行在线监测的实现

在铜带屏蔽型电缆中，分布式光纤传感器的光纤被沿着圆周均匀地固定在 4 个点上，并沿着电缆长度方向以 400mm 的节距绕在屏蔽层上。对于铜线屏蔽结构，光纤节距与屏蔽线节距相同为 270mm，由于光纤与电缆将复合为一体，因此必须保护光纤，以防止电缆制造和敷设时引起机械损伤。金属既具有良好的热导率，又有足够的机械强度，因此选用不锈钢管作为光纤的铠装层。光纤复合电缆结构如图 11.6-19 所示。

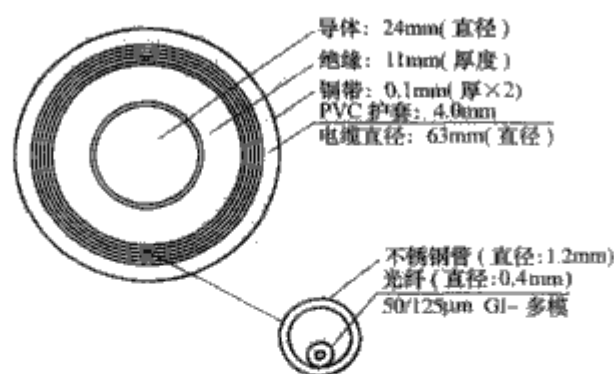


图 11.6-19 66kV 光纤复合 XLPE 电缆的结构图

绕在屏蔽层上的 4 个光纤顺序连接, 分别标记为  $L_1$ 、 $L_2$ 、 $L_3$  和  $L_4$ , 模拟故障点被定位在  $L_4$  附近。 $\theta_1$ 、 $\theta_2$ 、 $\theta_3$  和  $\theta_4$ , 分别代表电缆相同截面上光纤的 4 个点。其中  $\theta_4$  被假定为故障点。光纤的连接方式和试验结果分别如图 11.6-20 和图 11.6-21 所示。在标准人工接地试验中, 以 400A 作为故障电流, 0.3s 作为故障持续时间, 在图 11.6-21 中所观察到的曲线右侧陡峭的上升是光纤端面的菲涅耳 (Fresnel) 反射所致。虽然在测试中光纤断裂, 但是故障点仍然能够通过 FODT sensor 功能检测出来, 即入射光将从光纤断裂点反射

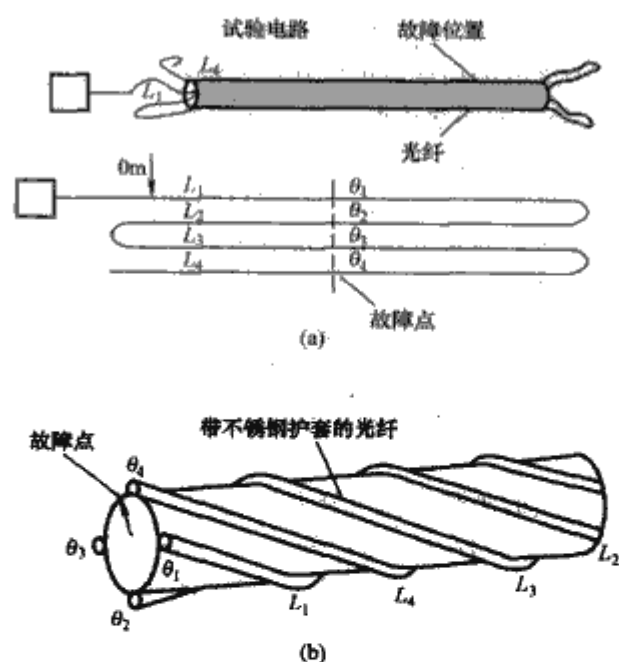


图 11.6-20 光纤连接方式及模拟故障点所在截面示意图

(a) 光纤连接方式; (b) 模拟故障点所在截面示意图

回測量设备。

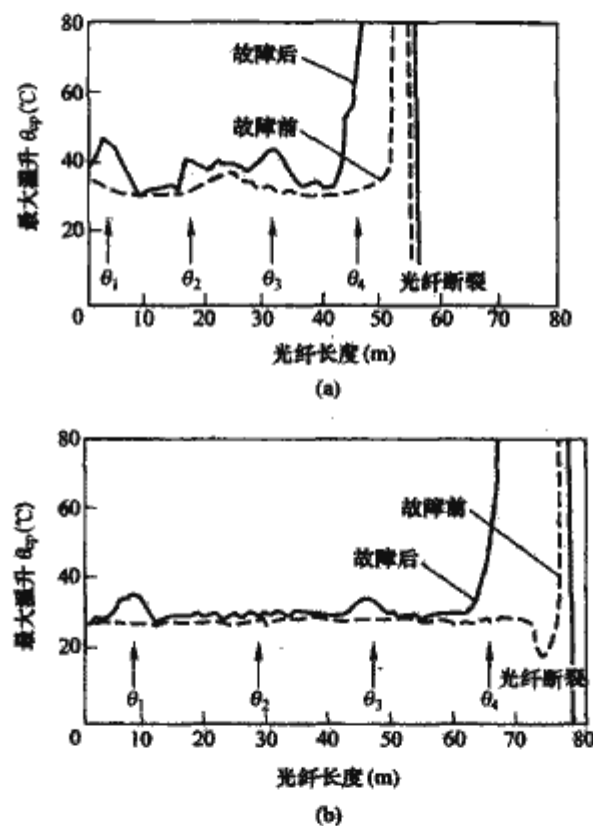


图 11.6-21 分布式光纤温度传感器的测量结果

(a) 铜带屏蔽光纤截距 400mm; (b) 铜丝屏蔽光纤截距 270mm

### 3 电力电缆故障的在线诊断技术

离线状态下电缆故障的判定与故障点的定位的诊断技术主要是一些确定故障的诊断, 相对比较简单, 国内外已有一些相当成熟的测试仪器可供选择, 并且已经趋于智能化, 但是电缆在线诊断主要是对一些潜伏性的绝缘故障进行诊断, 检测得到的信号很弱, 易受到外界干扰的影响, 诊断分析比较复杂。现有的依据在线监测信号的一些故障判定方法主要是在实践经验的总结上的推荐规程, 也有一些智能的数据分析方法应用于电缆的诊断, 如人工神经网络、小波分析、分形理论等, 但这些智能的故障诊断技术的研究还不够深入, 需要进一步深入。同时也有将几种在线故障诊断综合到一个



综合诊断系统的方法。

### 3.1 电力电缆故障的阈值诊断

阈值诊断是按照相应规范的判定标准对故障进行判断,虽然存在误判漏判的可能,但较容易与实际经验相结合,也是一种较简单可行的判断方法,现有的电力电缆在线监测的故障判定方法多采用这种方式。现有的一些阈值诊断判定标准有:

(1) 直流分量法。日本对于 6.6kV 和 10kV 两种电缆的直流分量法测得的直流泄漏电流,判断的标准如表 11.6-3 所示。

表 11.6-3 电力电缆直流分量法判断的参考标准

直流泄漏电流 $I_D$ (nA)		设备绝缘状态	结 论
6.6kV	$<0.5$	绝缘良好	继续使用
10kV	$<1$		
6.6kV	$0.5 \sim 30$	中度不良	密切关注下使用
10kV	$1 \sim 100$		
6.6kV	$>30$	严重不良	立即更换
10kV	$>100$		

(2) 直流叠加法。日本的判断标准如表 11.6-4 所示,测量装置的直流电压  $U$  一般取 50V。

表 11.6-4 直流叠加法判断的参考标准

项 目	测量结果 (MΩ)	判 断	结 论
整个母线绝缘电阻	无判断根据,根据发生的情况凭经验判断		
电缆主绝缘电阻	6kV $>1000$	良好	继续使用
	10kV $>5000$		
	6kV $300 \sim 1000$	轻度不良	继续使用
	10kV $1000 \sim 5000$		
	6kV $30 \sim 300$	中度不良	密切关注下使用
	10kV $100 \sim 1000$		
	6kV $<30$	严重不良	立即更换
	10kV $<100$		
防护层对地电阻	$>1$	良好	继续使用
	$<1$	不良	定位修理
外皮屏蔽电阻	$>100$	良好	继续使用
	$<100$	不良	定位修理或更换

(3) 介质损耗。介质损耗能反映电缆绝缘缺陷的平均程度,参考标准见表 11.6-5。

表 11.6-5 电力电缆介质损耗判断的参考标准

介质损耗 $\tan\delta$	设备绝缘状态	结 论
$<0.2\%$	绝缘良好	继续使用
$0.2\% \sim 5\%$	有水树枝形成	密切关注下使用
$>5\%$	水树枝明显增多	立即更换

(4) 低频叠加法。低频叠加法也是测量的绝缘电阻,一般的标准为  $>1000\text{M}\Omega$  绝缘良好,  $<400\text{M}\Omega$  绝缘不良。

表 11.6-6 电力电缆低频叠加法判断的参考标准

绝缘电阻 (MΩ)	设备绝缘状态	结 论
$>1000$	绝缘良好	继续使用
$400 \sim 1000$	中度不良	密切关注下使用
$<400$	绝缘不良	立即更换

### 3.2 电力电缆局部放电的诊断

#### 3.2.1 电力电缆局部放电的指纹诊断

电力电缆局部放电模式不仅取决于放电量,还与放电发生时的工频相位有关。同时考虑到对同一局部放电模式,放

电具有一定的分散性,因此需要应用局部放电指纹特征来对局部放电进行模式识别。对局部放电的测量,应测得其放电量  $q$ , 放电发生时的工频电压相位  $\varphi$ 。测量之后提取出统计特征即放电指纹,如  $\varphi-q-n$  三维谱图,其中  $n$  为一定时间内在  $(\varphi, q)$  点的放电次数。通过分析谱图或将谱图和已知的标准图形作对比,从而判断电缆的绝缘状态,称为指纹诊断。

图 11.6-22~图 11.6-26 即是根据构造  $\varphi-q-n$  三维谱图统计方法,分别得到的电缆绝缘局部损伤、电缆线芯毛刺、电缆绝缘受潮、电缆绝缘含气泡和电缆绝缘含水树后的  $H_n(q, \varphi)$  的三维谱图。

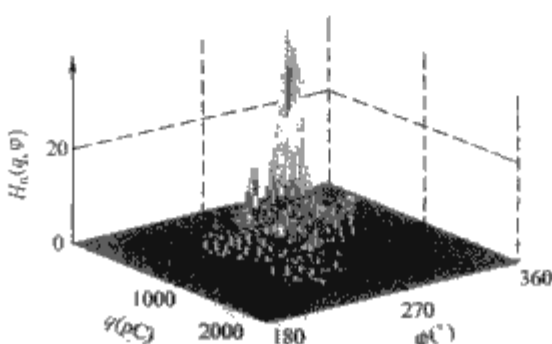
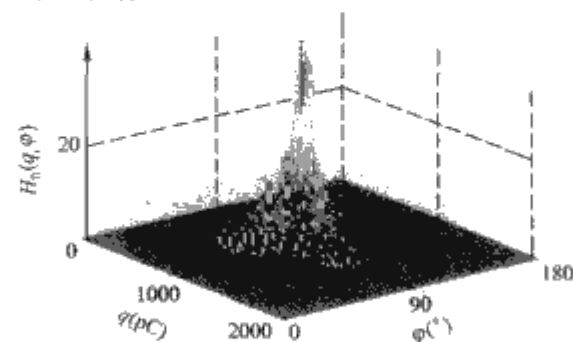


图 11.6-22 电缆绝缘局部损伤  $H_n(q, \varphi)$  特征三维谱图

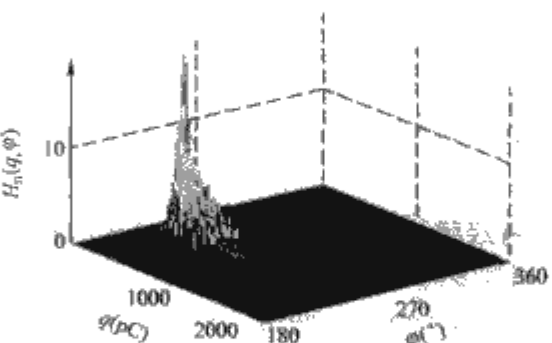
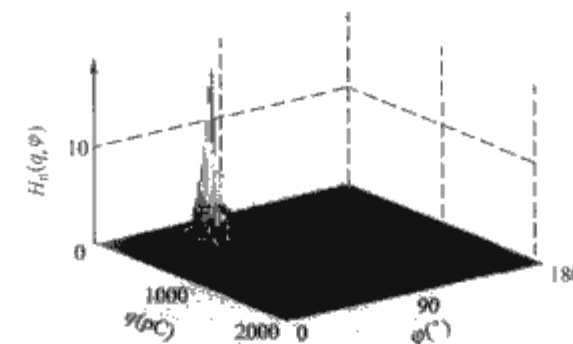


图 11.6-23 电缆线芯有毛刺时  $H_n(q, \varphi)$  特征三维谱图

指纹诊断包括目测诊断和参数诊断。目测诊断的准确度在很大程度上取决于操作人员的经验。由于目测诊断的科学性不够,需要用一些谱图的特征参数表征,来进行指纹参数诊断。常用的指纹参数有  $\varphi-q-n$  三维谱图、正负半波统计算子,包括偏斜度、峭度、峰值数、不对称度、放电起始相

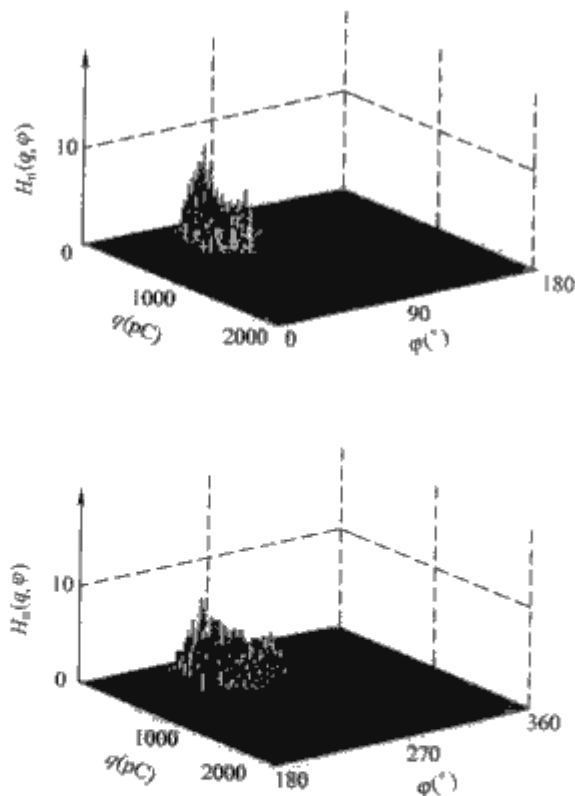


图 11.6-24 电缆绝缘受潮  $H_n(q, \varphi)$  特征三维谱图

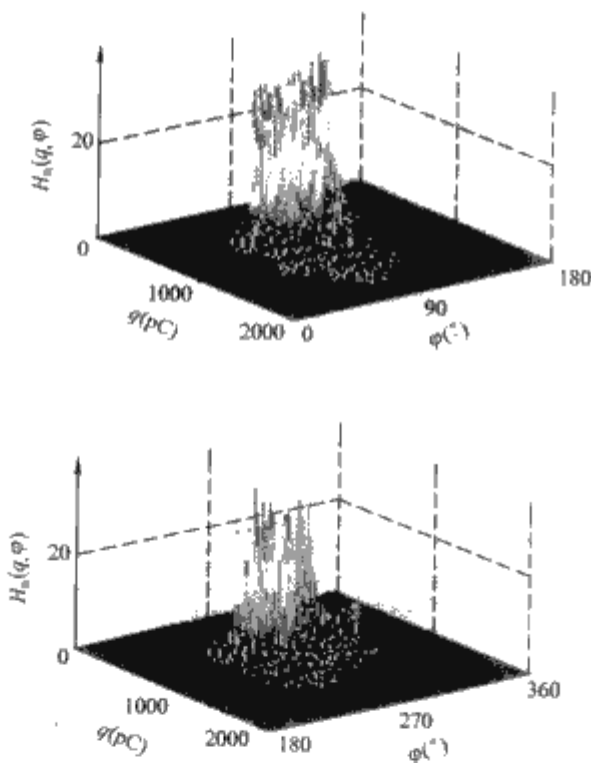


图 11.6-25 电缆绝缘含气泡  $H_n(q, \varphi)$  特征三维谱图  
位、互相关系数等。

### 3.2.2 人工神经网络在电缆局部放电诊断中的应用

目前应用最多的神经网络有 BP 神经网络、Hopfield 神经网络、汉明 (Hamming) 网络、基于自组织谐振理论的 ART 网络等等。20 世纪 90 年代提出了一种基于径向基函数理论的神经网络 (RBF 神经网络), 不仅具有良好的推广能力, 而且避免了 BP 算法中繁琐、冗长的计算, 其学习速度可以比通常的 BP 算法提高上千倍, 其隐层节点的数目在训练过程中确定, 可以得到最优解, 同时 RBF 网络具有更强的函数逼近和模式分类的能力。

例如, 对 10kV XLPE 电缆表面局部损伤、线芯表面毛

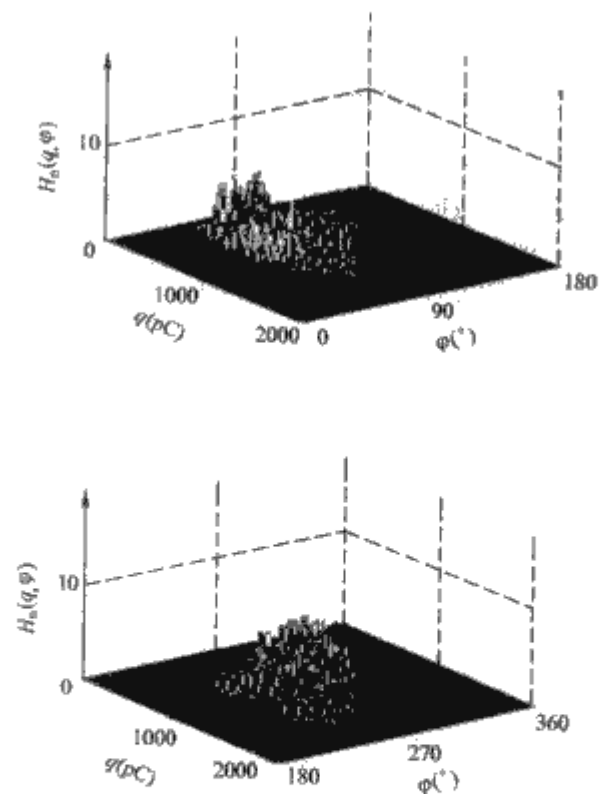


图 11.6-26 电缆绝缘含水树  $H_n(q, \varphi)$  特征三维谱图

刺、气泡、受潮含水树四种缺陷模型, 以  $\varphi$ - $q$ - $n$  三维谱图正负半波统计算子为输入时, BP 网络识别和分形特征的 RBF 网络识别的识别准确率如表 11.6-7 所示。

表 11.6-7 BP 网络识别和分形特征的 RBF 网络识别的识别准确率

缺陷类型	局部损伤	线芯表面毛刺	气泡	受潮含水树
BP 网络识别率	83.3	76.7	80	93.3
RBF 网络识别率	90	83	87	93

### 3.2.3 小波分析用于局部放电信号特征分析

局部放电信号非常微弱, 常常被淹没在强大的电磁干扰 (连续周期性干扰、脉冲干扰、白噪声) 中。如何有效地抑制干扰提取局部放电脉冲成为在线监测中的关键任务。小波变换时, 频域的局部化性质可以很好地获得信号的局部化特性, 对突变信号和非平稳信号的检测非常有效。而局部放电信号和白噪声就是这种非平稳信号, 利用小波分析能有效地消除白噪声。

根据白噪和局部放电的小波变换不同特点, 下面对几种适合于抑制白噪的小波分析方法进行分析和比较。

#### 3.2.3.1 小波分解与重构法

基于 Mallat 算法的小波变换, 实际上是将信号通过低通和高通两组滤波器, 平滑分量主要反映信号的低频部分, 细节分量主要反映信号的高频部分。试验研究证实当局部放电信号能量较小即放电量较小时, 其频谱主要分布在高频区域, 随着放电量的增大, 频谱向低频移动, 放电量达到 1800pC 时, 主要分布在低频区, 高频分量已经很小; 而噪声的大部分能量集中在高频区。因此可以根据局部放电信号和噪声信号的频谱分布有选择的去掉某几个尺度下的细节分量, 用保留下来的小波系数重构信号, 达到滤除噪声的目的。

小波分解与重构法本质上相当于一个具有多通道的带通滤波器, 主要适用于信号与噪声的频带相互分离式的确定性噪声的情况。

#### 3.2.3.2 非线性小波变换阈值法

由于小波基都是紧支集, 因此小波变换具有“集中”的



能力,可以使脉冲信号能量在小波变换域集中在少数小波系数上,而噪声信号的能量在小波系数域内分散于大量的小波系数上,因此信号小波系数值应该大于低幅度噪声小波系数值,这就意味着对小波系数进行阈值处理,可在小波域中去除低幅度噪声。非线性小波变换阈值法又称小波收缩(Wavelet Shrinkage)。

(1) 硬阈值的处理方法。

1) 先对信号作小波变换,得到小波系数  $Y$ ;

2) 算出阈值  $t$  (根据实际需要选定,通常为小波系数的线性平均值),把小波系数的绝对值与阈值比较,小于等于阈值的点变为零,大于阈值的点不变,即

$$\hat{x} = T_h(Y, t) = \begin{cases} Y & |Y| \geq t \\ 0 & |Y| < t \end{cases} \quad (11.6-5)$$

3) 进行小波反变换,重构信号。

(2) 软阈值的处理方法。

1) 先对信号作小波变换,得到小波系数  $Y$ ;

2) 非线性软阈值  $t$  作用于小波系数,得到修正后的系数值,即

$$\hat{x} = T_h(Y, t) = \begin{cases} \text{sgn}(Y)(|Y| - t) & |Y| \geq t \\ 0 & |Y| < t \end{cases} \quad (11.6-6)$$

David L. Dohono 从理论上严格证明了非线性软阈值

$$t = \sigma \sqrt{2 \log(n)/n} \quad (11.6-7)$$

实际中噪声强度  $\sigma$  是未知的,尺度估计为

$$\sigma = \text{MAD}/0.6754 \quad (11.6-8)$$

其中  $\text{MAD}$  (Median Absolute Value) 为适当归一化后的小尺度小波系数中值的绝对值。

3) 进行小波反变换,重构信号。

### 3.2.3.3 模极大值小波变换法

信号的奇异点指信号中的突变点, Lipschitz 指数是表征信号局部奇异点特征的一种量度,其定义如下:

如函数  $f(x)$  在点  $x_0$  的邻域  $(x_0 - h, x_0 + h)$  是  $m$  次可微的,则在该邻域内的泰勒多项式

$$p_n(x) = \sum_{k=0}^{m-1} \frac{f^{(k)}(x_0)}{k!} (x - x_0)^k$$

设有正整数  $n, n \leq \alpha \leq n+1$ , 如果存在正整数  $A > 0$  及  $n$  次多项式,使得

$$|f(x) - p_n(x - x_0)| \leq A |x - x_0|^\alpha \quad (11.6-9)$$

对于  $x \in (x_0 - \delta, x_0 + \delta)$  成立,则称  $f(x)$  在  $x_0$  点是 Lipschitz  $\alpha$  的。函数在某一点的 Lipschitz 指数表征了该点的奇异性大小。 $\alpha$  越大,该点的光滑度越高, $\alpha$  越小,该点的奇异性越大。函数在某一点可导,它的  $\alpha \geq 1$ ; 函数在某点不连续,但其值有限,则  $0 \leq \alpha \leq 1$ ; 对冲击函数,  $\alpha = -1$ ;

对高斯白噪声,  $\alpha = -\frac{1}{2} - \epsilon, \epsilon > 0$  则  $0 \leq \alpha \leq -1/2 - \epsilon, \epsilon > 0$ 。

在尺度  $i$  下,若  $p_x \in (x_0 - \delta, x_0 + \delta)$ ,有

$$|Wf(s, x)| \leq |Wf(s, x_0)| \quad (11.6-10)$$

则称  $x_0$  为小波变换在尺度  $i$  下的局部模极大值点。

信号  $f(x)$  的 Lipschitz 指数与小波变换模极大值满足

$$\log_2 |W_{2^j} f(t)| \leq \log_2 k + i\alpha \quad (11.6-11)$$

由式 (11.6-7) 可知,对于一般信号,由于  $\alpha \geq 0$ ,小波变换的模极大值将随着  $j$  的增大而增大;而对于白噪声,由于  $\alpha < 0$ ,其模极大值随着  $i$  的增大而减小。因此,观察不同尺度间小波变换模极大值变化的规律,去除幅度随尺度的增加而减小的点(对应噪声的极值点),保留幅度随尺度增加

而增大的点(对应于有用信号的极值点),然后再由保留的模极大值点进行重建,即可以达到去噪的目的。

1) 对于信号和噪声频谱分离的情况,小波分解重构法处理效果比较好,而对于从白噪声中提取脉冲信号的情况,由于脉冲信号也有一部分高频分量,经将高频系数强制置零去噪后,重构信号会使原信号失去一些细节,使信号失真。研究表明小波与信号的相似性越大,小波变换后信号与噪声的频谱重叠区越小,因此小波基的选择也有难度,要尽量选取与脉冲信号相似度高的小波基。这种方法的优点是算法简单明了,计算速度快。若  $N$  为信号的长度,则它的计算速度是  $O(N)$ 。

2) 非线性小波变换阈值法去噪主要适用于信号中混有白噪声的情况。用阈值法去噪的优点是噪声几乎完全被抑制,且反映原始信号的特征尖峰点得到很好的保留。有资料证明用软阈值的方法去噪能够使估计信号实现最大均方误差最小化,即去噪后的估计信号是原始信号的近似最优估计;且估计信号至少和原始信号同样光滑而不会产生附加振荡。该方法还具有广泛的适应性,因而是众多小波去噪方法中应用最为广泛的一种。阈值法的计算速度很快,为  $O(N)$ ,其中  $N$  为信号长度。其缺点是在有些情况下,如在信号的不连续点处,去噪后会出现伪吉布斯现象。

3) 模极大值法去噪主要适用于信号中混有白噪声,且信号中含有较多奇异点的情况。该方法在去噪的同时,能有效地保留信号的奇异点信息,去噪后的信号没有多余振荡,是原始信号的一个非常好的估计。利用该方法去噪,小波分解尺度的选择非常重要。小尺度下小波系数受噪声影响非常大,会产生许多极值点;大的尺度会使信号丢失某些重要的局部奇异性。因此,去噪还需要选择合适的尺度。

### 3.2.4 分形理论在局部放电模式识别中的应用

自然界中的许多现象和形态具有其复杂性和不规则性,由于传统的几何学利用整数维来描述对象,对于事物的复杂性和不规则性缺乏足够的分辨能力。而 Mandelbrot 提出的分形理论,突破了传统几何学中维数的限制,认为复杂体的几何维数可以是分数。分形理论认为事物具有自相似、自放射或统计自相似等层次结构。分形几何的主要价值是在极端有序和真正混沌之间提供了一种中间可能性。分形引入分形维的概念,使得本来十分复杂的事物事实上可用仅含很少参数的简单公式来描述。

理想的分形体在所有尺度上均满足统计自相似性,分维数与尺度无关。背景噪声和随机噪声较强时,分形维数随尺度改变而变化,因而可由计算放电信号在不同尺度下的分维值研究其分维值随尺度变化的规律。尺度小时分辨率高,能显露信号的细微变化,形成较强的不规则性,所以分维数较高;尺度大时,分辨率降低,内部细微变化也随着尺度的增加而有所减小,故分维数较低。

局部放电是发生在电力设备绝缘中的自然现象,它不可避免地包含有细微缺陷和不均匀性,在测得的  $\varphi-q-n$  三维谱图上则相应地体现出具有分形特征的复杂形状和表面。利用分形理论对谱图进行分析则可以实现对绝缘模型局部放电的识别。基于分维尺度变化量的局部放电信号数字识别系统(DAS),采用分形理论分析由电磁耦合测量系统获取的局部放电信号,从中提取局部放电特征量用于描述局部放电特征可获得较好的准确率。

分形理论应用于局部放电信号处理主要在以下两方面:

①利用分形原理从背景噪声中高性能地检测出被测信号;

②分形压缩技术可把 PD 模式的压缩和特征提取结合在一起, 提供比较高的压缩比率和保真度。利用这些特点能储存图像的立体坐标, 附加一个定义阈值, 提取  $\varphi-q-n$  模式中 PD 脉冲簇固有的特征信息。

局部放电信号  $\varphi-q-n$  三维图谱组成的随机曲面可用分数维  $D=2.x$  描述 ( $2<D<3$ ), 其中分数  $x$  形象地描述了该曲面的表面粗糙状态。根据三维图谱所组成的随机曲面局部在较小标度下的精细结构与曲面整体结构存在统计意义的自相似, 三维图谱所组成的随机曲面是随机分形曲面。

局部放电信号三维图谱所组成的随机曲面整体结构在大尺度空间里随多变量随机变化, 为无序的复杂系统。运用分形标度变换, 该随机曲面的局部在较小标度下的精细结构却与曲面整体结构存在统计意义的自相似, 不同分形标度所组成的集合里包含有参与动态的全部变量的丰富信息, 其典型分形特征是自相似性和分数维数。计算试验取得的三维局部放电图谱所构成的分形曲面表面粗糙度和分形维数, 并通过局部放电信号图谱的分形维数与外界噪声信号图谱的分形维数差异的比较来剔除噪声信号, 可识别和提取局部放电信号。

图 11.6-27 为电磁耦合法实测 10kV XLPE 电力电缆局部放电三维谱示意图, 其中 (b) 为经过分形特征计算剔除噪声的结果。

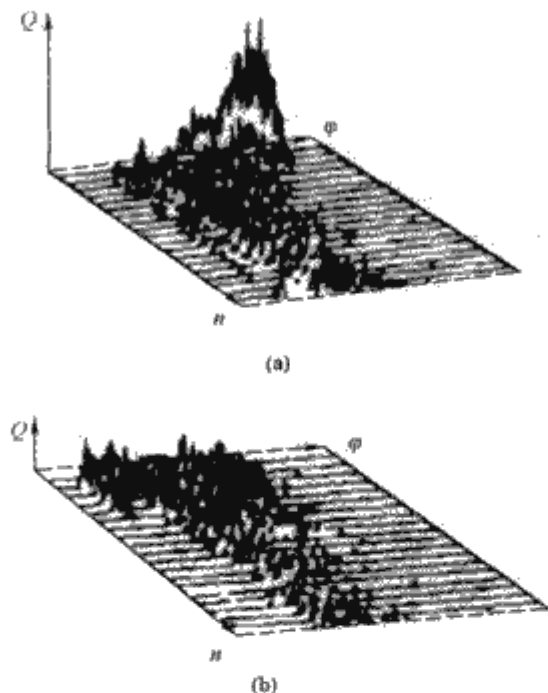


图 11.6-27 实测 XLPE 电缆局部放电三维谱图示意图  
(a) DAS 系统关闭; (b) DAS 系统启动



## 第7章 高压开关的在线监测与故障诊断

### 1 高压开关的在线监测和诊断技术

高压开关设备是电力系统中重要的控制和保护设备。一旦高压开关设备本身出现故障,就可能造成电力系统发生故障,严重时会给用户造成重大损失。机械、控制电路和绝缘是高压开关设备故障的主要原因。操动机构和传动系统的故障以及电气控制及辅助回路的故障是造成拒分、拒合和误动故障的主要原因。开关柜内环境恶劣、绝缘材料和器件选择不当是绝缘故障的主要原因。开关柜隔离触头接触不良造成触头过热、烧融以致引弧甚至造成短路是载流故障的主要原因。

#### 1.1 高压开关的监测与诊断内容

根据可能出现的故障种类,高压断路器监测(包括临时状态监测)项目有以下几种:

- (1) 合(分)闸线圈通路——监测控制回路是否完好。
- (2) 合(分)闸线圈电流——监测电磁铁及所控制的锁闭或启动阀以及连锁触头的工作情况。
- (3) 合(分)闸线圈电压——监测控制回路电压是否正常。
- (4) 合、分闸时间——包括:合、分闸时间,合、分闸三相间断口不同期性、同相内各断口不同期性、主副触头动作时间差,重合闸无电流时间,重合闸金属短接时间等。
- (5) 断路器动触头行程——断路器合、分闸行程大小和行程曲线,过冲行程,合、分闸触头超行程,合、分闸触头弹跳和反弹等。
- (6) 断路器动触头速度——断路器运动速度。可以包括:合、分闸动触头速度曲线,动触头刚合、分速度,合、分平均速度,合、分最大速度等。
- (7) 断路器动作过程中的机械振动——可以反映机械部分的卡滞和非正常碰撞,机构零件脱落,缓冲器性能等。
- (8) 断路器机械寿命——断路器预期机械寿命或达到需要进行维修(润滑及紧固螺钉)的次数。
- (9) 静态回路电阻——反映触头的磨损和腐蚀的程度和接触情况。此项内容的在线监测技术尚未解决。
- (10) 动态回路电阻——依靠这项技术可以监测弧触头的有效接触行程,这是很多气体断路器的重要参数。这项技术属于临时性监测技术。

(11) 合闸弹簧状态——弹簧机构的储能弹簧压力、刚度等工作情况。

(12) 液压或气压机构起动次数、频繁程度——通过液压或气压机构起动次数,估计机构的漏气、漏油情况。

(13) 液压或气压机构的压力。

(14) 断路器灭弧过程——包括燃弧时间,有无复燃重击穿,电弧电压等。这项内容的较完善的监测尚未解决。

(15) 断路器的电寿命——通常通过估算断路器开断电

流加权值的和  $\sum_{i=1}^n I_{bi}$  来确定,其中, $n$ 为开断顺序次数; $I_{bi}$ 为第*i*次开断时,断路器的开断电流值; $\alpha$ 为开断电流指数,通常在1.5~2.0间, $b$ 为与断路器有关的常数。

(16) 电接触部位的温度——监测电接触部位的发热情况。

(17) 真空灭弧室的真空度。

(18) SF<sub>6</sub>气体的温度、压力、湿度和密度。

(19) 局部放电——局部放电是罐式 SF<sub>6</sub> 气体断路器、封闭式组合电器 GIS 和气体输电管道 GIL 的一个重要的监测诊断项目(见 GIS 的局部放电监视内容)。高压开关柜内部导电连接及触头接触不良,绝缘部分的缺陷等也可造成局部放电。

#### 1.2 动触头行程和速度测量

可选用直线式光电编码器或增量式旋转光电编码器两种传感器。把直线式行程传感器安装在操动机构或断路器的做直线运动的连杆上,或把旋转式光电编码器安装在断路器或操动机构的转动轴上,就可以通过传感器测量合(分)闸的运动信号波形。

旋转式光电编码器是带有 A、B 两组相位相差 90° 的角位传感器。装置内有一个固定光源,光线通过光栅时射到光电转换装置,输出信号。当光栅移过光栅后,光线受阻,光电转换装置无输出。当机构的轴连续转动时,仪器将输出一连串的电脉冲信号,两个脉冲的间隔长度正比于转轴角速度。由于编码器有 A、B 两组光栅,因此可以输出 A 相、B 相两路相位相差 90° 的正交脉冲串。通过信号处理电路,能从 A 相、B 相两信号的相对位置确定转轴的转动方向的正反,从而可以判断触头是正向运动还是反弹。通过计数器对 A 相、B 相两路信号计数,就能得到转轴转动的角位移随时间的变化曲线。

旋转光电编码器的结构如图 11.7-1 所示。图 11.7-2 是 A 相和 B 相信号是两路正交脉冲输出及其处理原理。

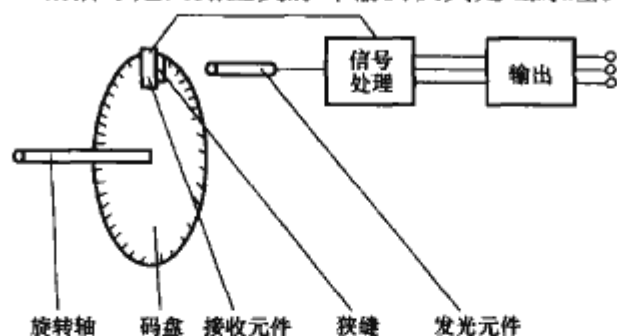


图 11.7-1 旋转光电编码器的结构原理

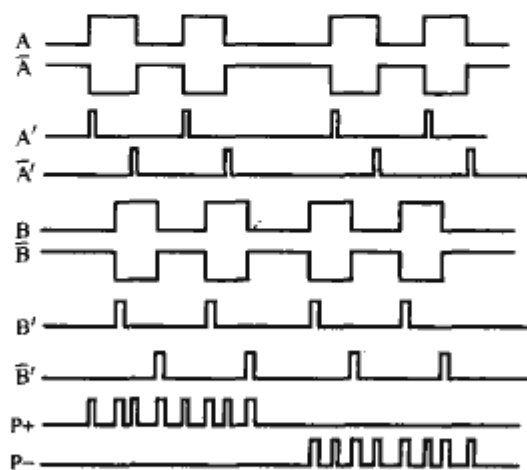


图 11.7-2 正交逻辑处理波形

具体的信号处理原理是从旋转光电编码器或直线光电编码器输出的两路正交脉冲,经光电隔离后,再由施密特电路整形,得到  $A, \bar{A}, B, \bar{B}$  四路方波信号。 $A, \bar{A}, B, \bar{B}$  分别经过单稳器件得到了各自的上升沿和下降沿信号  $A', \bar{A}', B', \bar{B}'$ , 这些脉冲由与或非电路实现了正交信号处理,其输出是

$$P = A\bar{B} + \bar{A}B + BA + \bar{B}\bar{A} \quad (11.7-1)$$

$$P = AB + \bar{A}\bar{B} + B\bar{A} + \bar{B}A \quad (11.7-2)$$

两路加减脉冲信号经加减计数器计数,测试系统以一定的采样频率读取这 12 位结果,从而得到了断路器的行程特性曲线  $H(t)$ 。在重合闸操作工况下,断路器的行程特性曲线及合分闸线圈电流波形分别如图 11.7-3 中上部 and 下部曲线所示。

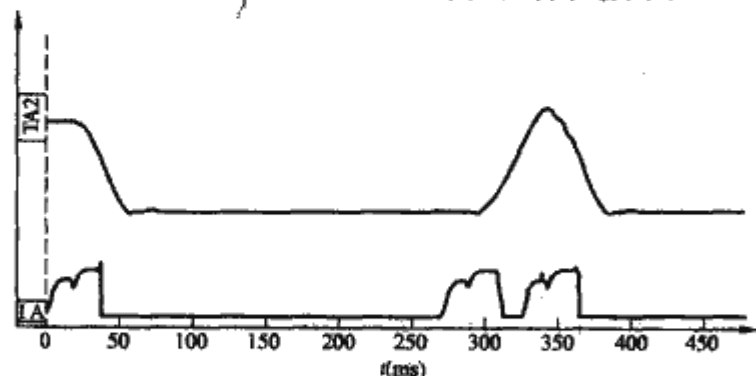


图 11.7-3 断路器重合闸行程特性曲线及合分闸线圈电流波形

对直线式光电编码器,其工作原理与旋转式光电编码器基本相同。

通过合(分)闸操作动触头的行程波形,可计算得动触头合(分)闸操作的运动时间、动触头行程、动触头运动的平均速度和最大速度和速度曲线等。需要注意的是速度是由行程对时间求导而得,由于行程是离散量,直接求得的速度曲线会极不准确,也明显不合理,必须用低通、平滑等技术处理,如图 11.7-4 所示。

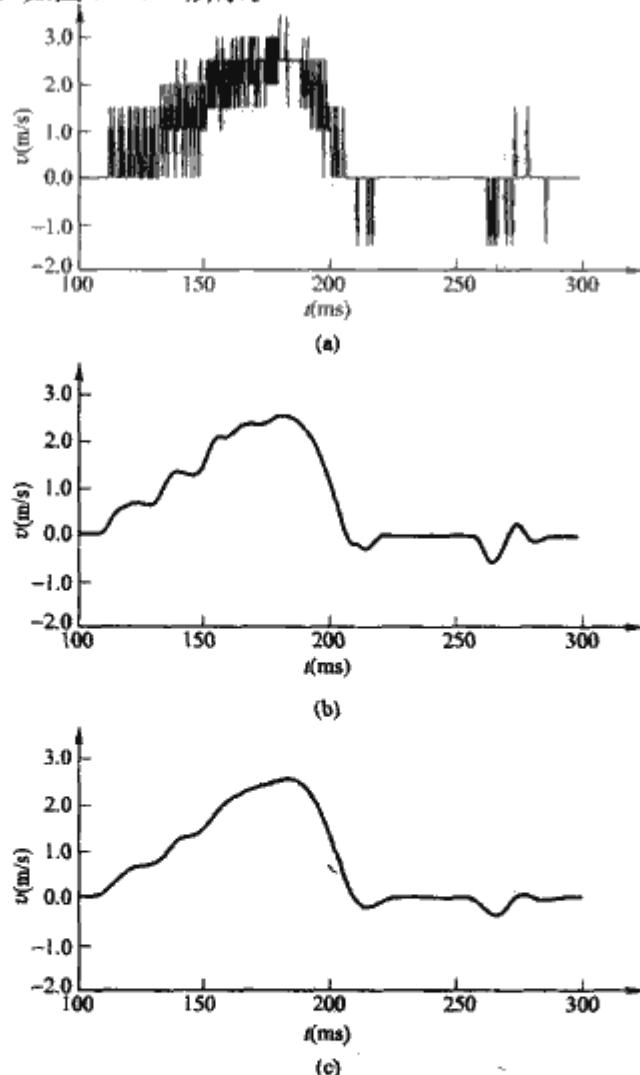


图 11.7-4 由行程曲线求得的速度曲线

(a) 未滤波处理; (b) 合适的滤波处理; (c) 用速度仪测得的速度

### 1.3 储能弹簧状态监测

弹簧操动机构的储能弹簧是重要部件,监测诊断的内容是储能后的弹性力。直接监测的方法是应用力传感器或扭矩传感器。这种方法的主要缺点是需将受力的部件截断,装入传感器。这将明显改变开关设备结构,不易被厂家、用户接受。间接监测的方法是应用电流传感器,测量储能电动机在储能过程中的工作电流波形及工作时间。典型的电流波形如图 11.7-5 所示,这一波形可以分为下列四个阶段。

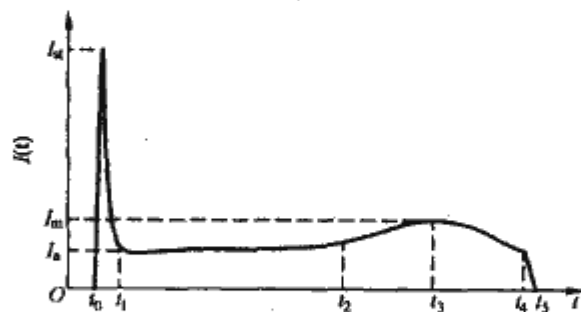


图 11.7-5 储能电动机电流波形

(1) 阶段 I,  $t=t_0 \sim t_1$ 。 $t_0$  时刻开始通电,到  $t_1$  时刻储能电动机启动,开始平稳工作。在这一阶段的特点是电流有一较大的起动电流。

(2) 阶段 II,  $t=t_1 \sim t_2$ 。在这一阶段,储能电动机电流基本不变,其值为  $I_a$ 。

(3) 阶段 III,  $t=t_2 \sim t_3$ 。在  $t_3$  时刻,储能电动机负荷力矩最大,储能电动机电流达到最大值  $I_m$ 。

(4) 阶段 IV,  $t=t_3 \sim t_4$ 。在  $t_4$  时刻,辅助开关分断,电流被切断。

分析电流波形时,可以把  $t_0, t_1, t_2, t_3, t_4, I_a, I_m$  作为特征参数。对比这些电流特征参数的变化,可以判断储能弹簧力特性的改变。如果知道储能电机的类型和电动机及相关机构的参数和尺寸,还可以估算出弹簧力—行程特性。

### 1.4 开断电流加权累计

断路器的电磨损或电寿命决定于在开断过程中,电弧对触头、灭弧室和灭弧介质的烧损。对于真空断路器及带弧触头的六氟化硫断路器来说,则主要是触头的磨损决定断路器的电寿命。监测方法是在每次开断过程中,通过高压电流互感器和二次电流传感器测量高压开关的电流波形,计算开断电流的有效值,然后根据下式计算

$$Q = \sum_{n=1}^n I_n^\alpha \quad (11.7-3)$$

式中:  $n$  为开断的序列数;  $I_n$  为该次开断电流的有效值;  $\alpha$  为指数;  $Q$  为开断电流的加权累计值。

当  $Q$  值超过阈值  $Q_m$  时,则表明应当检修、更换。一定型号的断路器的  $\alpha$  和阈值  $Q_m$  由制造厂家提供。图 11.7-6 是一种型号的真空断路器的电寿命曲线(开断电流有效值  $I_b$ —开断次数  $N$ )。由曲线可以计算出  $\alpha$  和  $Q_m$ 。

由于进行断路器多次开断试验所需费用太高,有时厂家只提供在额定开断电流下的允许开断次数,此时常取  $\alpha = 1.8 \sim 2$ 。



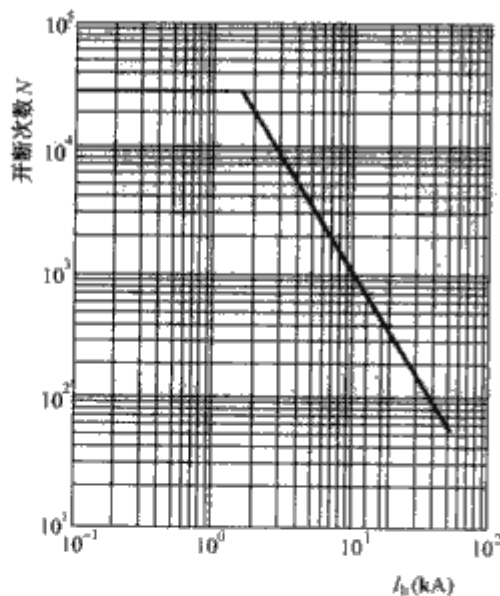


图 11.7-6 ZN12-12 型真空断路器的电寿命曲线

### 1.5 合（分）闸线圈电流监测

电磁铁是高压断路器操动机构的重要元件之一，高压断路器一般都是以电磁铁作为第一级控制元件。当线圈中通过电流时，在电磁铁内产生磁通，铁心受电磁力作用吸合，通过一系列的动作使断路器合闸或分闸。线圈的电流波形中包含着不少信息，反映了电磁铁本身以及所控制的锁闭或阀门以及连锁触头在操作过程中的工作情况。

电磁铁结构简图及电磁铁等效电路如图 11.7-7 及图 11.7-8 所示。

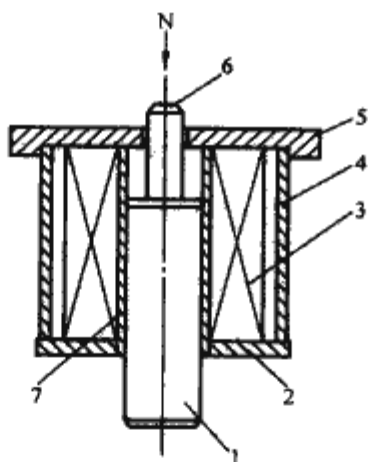


图 11.7-7 电磁铁结构简图

1—动铁心；2—下铁轭；3—线圈；4—侧铁轭；  
5—上铁轭；6—顶杆；7—衬套

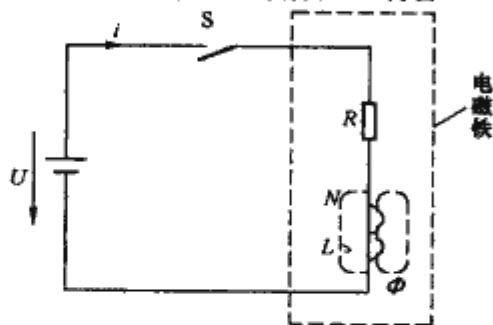


图 11.7-8 电磁铁的等效电路图

R—线圈电阻；N—线圈匝数；L—等效电感

典型的线圈电流波形如图 11.7-9 所示。

由图 11.7-9，铁心运动可以分为下列五个阶段。

(1) 阶段 I， $t=t_0 \sim t_1$ 。线圈在  $t_0$  时刻开始通电，到  $t_1$  时刻铁心开始运动。在这一阶段的特点是电流上升，但电磁吸力小于反作用力，铁心还没有运动。

(2) 阶段 II， $t=t_1 \sim t_2$ 。在这一阶段，电磁吸力大于反

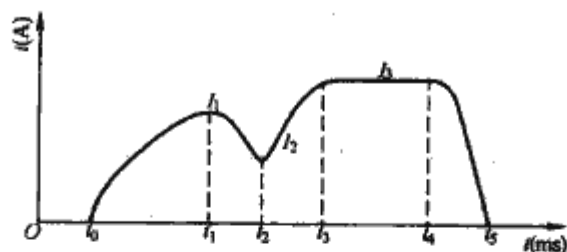


图 11.7-9 典型的线圈电流波形

作用力，一般情况下不断加速铁心运动直到行程终了。

(3) 阶段 III， $t=t_2 \sim t_3 \sim t_4$ 。在这一阶段，铁心运动停止，电流重新上升，其预期的稳定电流  $I=U/R$ 。

(4) 阶段 IV， $t=t_4 \sim t_5$ 。电流被辅助触头开断阶段。

电磁铁工作过程可以用电路的微分方程分析如下

$$U = iR + \frac{d\Psi}{dt} \quad (11.7-4)$$

$$\Psi = Li \quad (11.7-5)$$

式中： $\Psi$  为线圈的磁链。

将式 (11.7-5) 代入 (11.7-4) 可得一般情况下

$$U = iR + \frac{d(Li)}{dt} \quad (11.7-6)$$

式中： $dL/ds$  为线圈电感  $L$  对铁心行程  $s$  的导数，是大于零的值。取  $v$  为铁心运动速度，则

$$\left. \begin{aligned} U &= iR + L \frac{di}{dt} + i \frac{dL}{dt} \\ U &= iR + L \frac{di}{dt} + i \frac{dL}{ds} \frac{ds}{dt} \\ U &= iR + L \frac{di}{dt} + i \frac{dL}{ds} v \end{aligned} \right\} \quad (11.7-7)$$

(1) 第 I 阶段，电流从零开始上升，铁心吸力尚小不能使铁心运动，即  $v=0$ 。由式 (11.7-7)，电流应按指数曲线上升直到铁心开始运动为止。

(2) 第 II 阶段，铁心开始运动而且速度不断提高，式 (11.7-7) 最右一项的反电势不断加大，迫使电流不但不上升反而急转直下。这一情况直到铁心完全吸合为止。

(3) 第 III 阶段，铁心运动速度又为零，即  $v=0$ 。此时电流根据式 (11.7-7) 重新按指数上升。

(4) 第 IV 阶段，在此阶段辅助开关分断，在辅助开关触头间产生电弧并被拉长，电弧电压快速升高，迫使电流迅速减小，直到熄灭。

分析电流波形可知，电流有两个峰值点和一个谷值点。以  $t_0$  为命令时间的零点，特征参数可以有  $t_1, t_2, t_3, t_4, t_5, I_1, I_2, I_3$ 。在简单的情况下，也可选  $t_1, t_3, I_1, I_3$  四个特征参数。

引起线圈电流变化的因素很多，如电压、铁心总行程、摩擦阻力、卡滞以及操动机构的机械动作状况，不同的故障均可反映在不同的特征参数上。

此外，电流的波形也会反映故障情况，如图 11.7-10 所示。



图 11.7-10 线圈电流波形的变异

(a) 铁心空程太小；(b) 铁心总行程及空程均过小

### 1.6 动态回路电阻监测

一般的 SF<sub>6</sub> 高压断路器，有主触头和弧触头两套并联连接的触头系统。在断路器长期闭合时，线路电流主要流经主

触头。在开断电路时,主触头先断开;在关合电路时,主触头后接通。这样,电弧只在弧触头上燃烧,电磨损主要产生在弧触头上。

在运行中应了解触头烧损情况或触头接触行程,但目前尚无在线监测方法。临时监测技术中的动态回路电阻法可以在不拆卸断路器的条件下测得弧触头接触情况。该方法是在断路器先关合再开断低电压直流电流时测量断路器的端电压,这是个动态过程,故名动态回路电阻法。试验时,先关合断路器再立即分断,这时主触头先分离,然后弧触头分离,这样电流才转移到弧触头上。断路器的回路电阻也由两触头并联时的电阻转成只有弧触头的接触电阻。从主触头分离到弧触头分离的时间称为弧触头的有效接触时间,其行程为有效接触行程。测量有效接触行程,就可以了解弧触头的磨损情况。

测量的框图如图 11.7-11 所示。

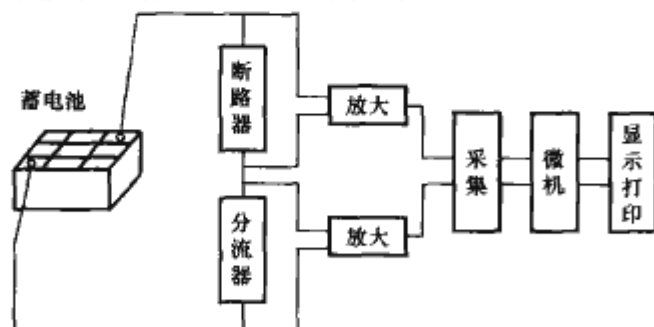


图 11.7-11 动态回路电阻监测框图

测量回路可采用蓄电池作为电源,既可以取得几百安的大电流以获得足够高的回路电压以提高测量回路电压的灵敏度,又可以保证电流波形无波纹。在测量时,断路器先处于分断状态,然后进行合一分操作,测量断路器在合一分过程中的电流和回路电压波形。回路电流用分流器测量,电压、电流信号经放大后,由 A/D 装置采样后进入微机。

图 11.7-12 是在某变电站实测 63kV SF<sub>6</sub> 断路器在合分闸过程中回路电压、电流波形。在图中可以看出,分闸和合闸过程中都有弧触头独立承担电流的阶段。在合闸过程中,由于触头弹跳,弧触头接触状态不稳定,电压波形起伏比较大,不易分析,但根据电流波形可以检出分析出振动次数。在分闸时,触头振动小,因此波形比较平稳、清晰。

由于主触头接触电阻与弧触头接触电阻差别大,因此断

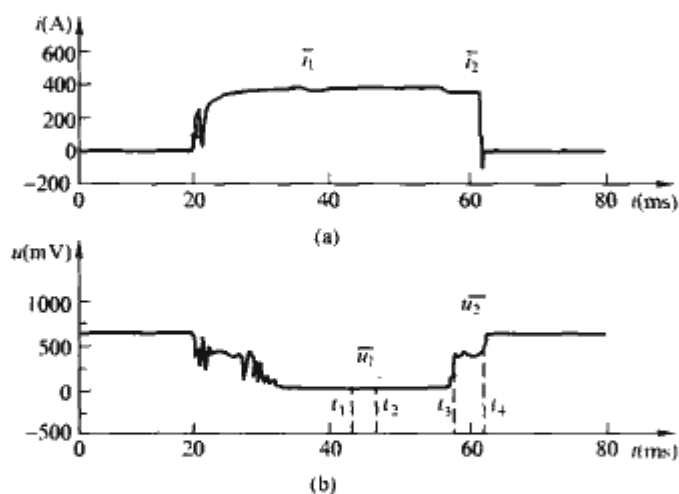


图 11.7-12 断路器分合过程中触头电流、回路电压波形

$t_1 \sim t_2$ —接触稳定持续时间;  $t_3$ —主触头分离;  $t_4$ —弧触头分离;  $\bar{u}_1$ —接触稳定时持续时间内平均电压;  $\bar{i}_1$ —接触稳定持续时间内平均电流;  $\bar{u}_2$ — $t_3 \sim t_4$  时间内平均电压;  $\bar{i}_2$ — $t_3 \sim t_4$  时间内平均电流

路器在分闸过程中,回路电压有两个突变时刻,如图 11.7-13 中  $t_3$ 、 $t_4$  所示,  $t_3 \sim t_4$  就是灭弧触头有效接触时间,为 5.4ms。

在合一分操作过程中,从主触头接触到主触头分离是触头保持合闸状态阶段,还可以由此求得静态回路电阻。

回路静态电阻  $R_1(\mu\Omega)$  为

$$R_1 = \frac{\bar{u}_1}{\bar{i}_1} = 57.5 \quad (11.7-8)$$

当只有弧触头接触时,回路电阻也即弧触头电阻  $R_2(m\Omega)$  为

$$R_2 = \frac{\bar{u}_2}{\bar{i}_2} = 1.1 \quad (11.7-9)$$

## 1.7 机械振动监测

在高压断路器的分、合操作过程中,机构部件的多次撞击会引起一系列振动响应。这种机械振动会有一定的随机性,但对于同一高压断路器的多次操作过程,振动信号重复性还是较好的。利用高压断路器这方面的特性,采集断路器外部振动信号,结合计算机和信号处理技术,可以进行高压断路器的机械状态监测。

机械振动监测系统组成举例如图 11.7-13 所示。该系统以计算机、A/D 板、测量机械振动信号用的压电晶体式加速度传感器、电荷放大器、高压断路器行程传感器、操作线圈电流传感器、打印机等仪器及处理软件组成。



图 11.7-13 机械状态监测系统

图 11.7-14 (a) 是临时性监测时在高压断路器上的三个振动传感器的安装位置。图 11.7-14 (b) 从上到下分别是 a、b、c 三个位置上的振动波形,由图可见,每个波形上都可以看到几个子振动波,每个子振动波都反映不同零部件的一次碰撞。

机械振动信号的监测并不困难,这是因为振动通常比较强烈,信噪比较高。较困难的是振动信号的信息处理和故障诊断技术,这是因为振动信号相当复杂,波形起伏,频率也有多种。当前,总的说来,虽有多种试验研究,如时频复合分析法、状态图法、动态时间规整法、事件发生时间与幅值法、指数振荡波分解法和相频分析法等,但仍不够成熟。当前采用小波分析法效果较好,下面作简略介绍。

(1) 从时域看,机械振动波形大致是由一系列不同频率衰减的正弦波组合而成,振动响应的幅值与冲击作用力的大小成正比,振动的频率及衰减时间常数与高压断路器的机械零部件的结构有关。一般说来,一个零件会有几个自振频率。由于存在衰减和振动波传播速度随频率不同而变化,在不同测试点上的振动强度和波形也不一样,如图 11.7-15 所示。所以,在高压断路器上选择合适的测试位置和传感器的安装方向非常重要。

(2) 从频域特性上看,高压断路器机械振动的频率不高,主要频率一般不超 10kHz。

图 11.7-16 (a) 是对图 11.7-14 高压断路器测得的振动信号,图 11.7-16 (b) 是振动信号的频谱,图 11.7-16 (c) 是振动信号的能量—时间—频率三维图谱。



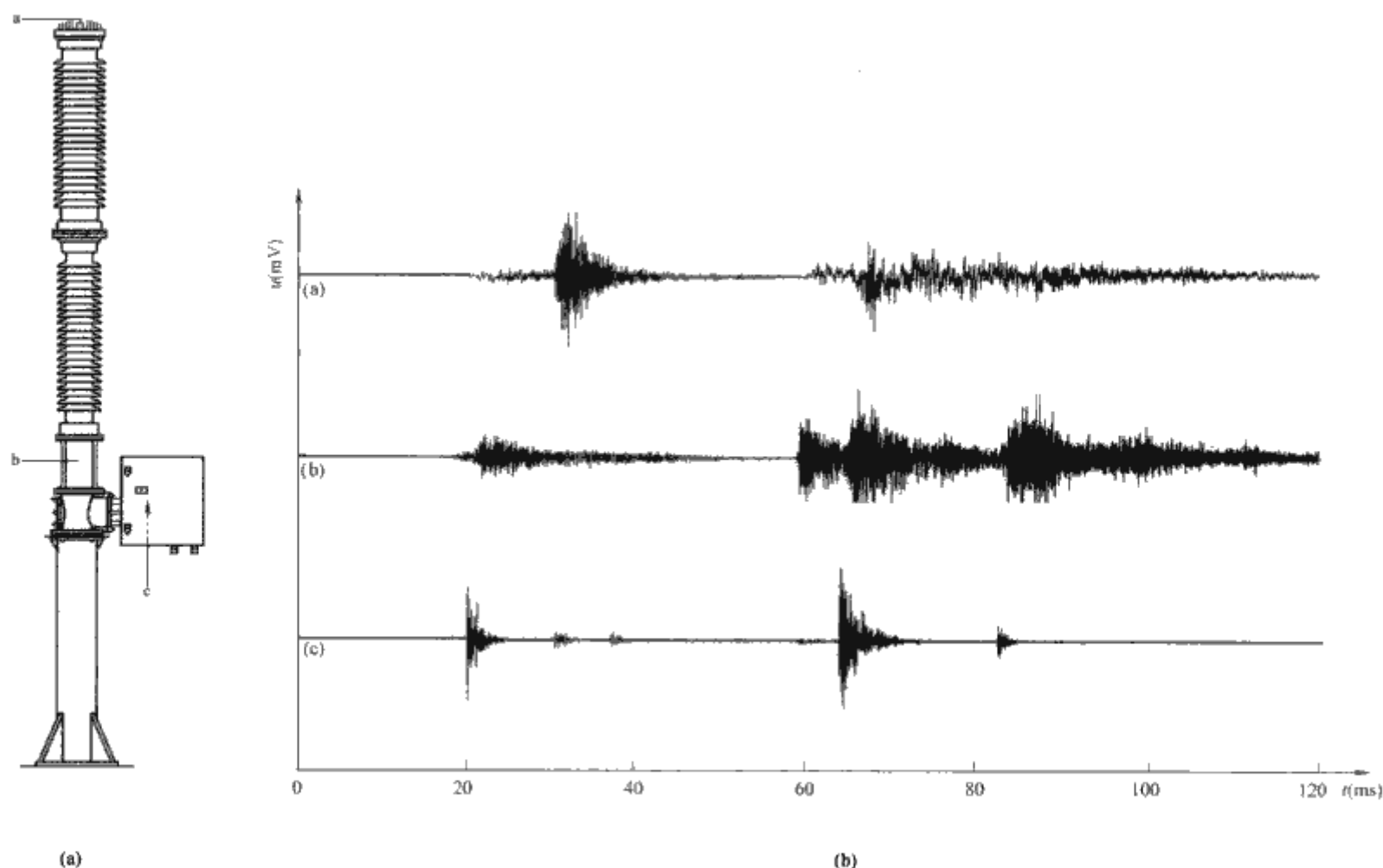


图 11.7-14 振动传感器的安装位置及机械振动波形  
(a) 振动传感器的安装位置；(b) 机械振动波形

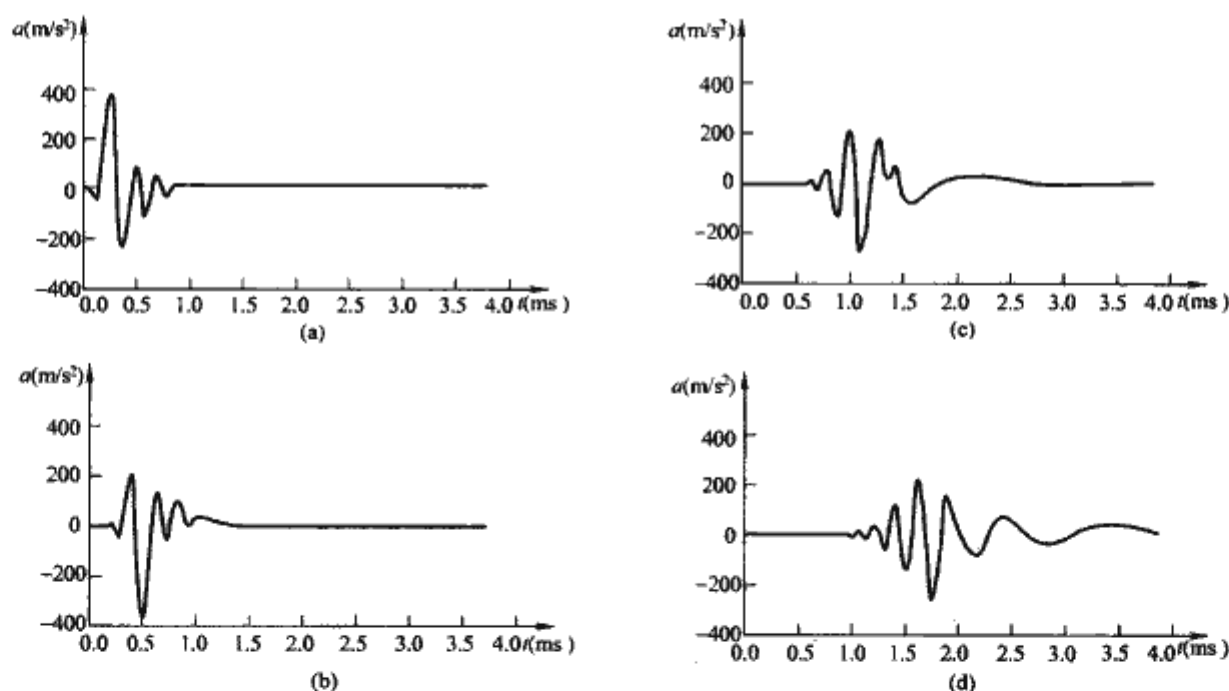


图 11.7-15 距振动源不同距离处振动信号波形的畸变  
(a) 传播距离  $l=10\text{cm}$ ；(b) 传播距离  $l=50\text{cm}$ ；  
(c) 传播距离  $l=150\text{cm}$ ；(d) 传播距离  $l=250\text{cm}$

### 1.8 导电接触部位温度测量

高压开关的导电接触包括多种电接触联结包括外移式高压开关柜的隔离触头等。在运行中，由于外界环境和设计、制造、维修等不当等原因，这些部位的电阻会明显增大，温升很高，易造成绝缘件损坏和绝缘击穿等严重事故。接触不良导致对地闪络等故障的过程如图 11.7-17 所示。

外移式金属封闭开关设备的隔离触头分的温升监测被一些部门认为是十分关键的监测诊断项目。测量温度属于通用

技术，并无困难。但由于在高压开关中电接触部分处于高电位，因此绝缘问题（包括传感器及有关电子元件）成为这项技术的难点。

常用的温升监测方法有：

(1) 红外温度传感器。红外温度传感器可固定在开关柜适当位置上，无须接触即可测量物体的温度。应用红外温度传感器的主要弱点是价格较高和长期工作时表面容易污染造成测量误差。

(2) 便携式红外测温仪。用户只需一台便携式红外测温

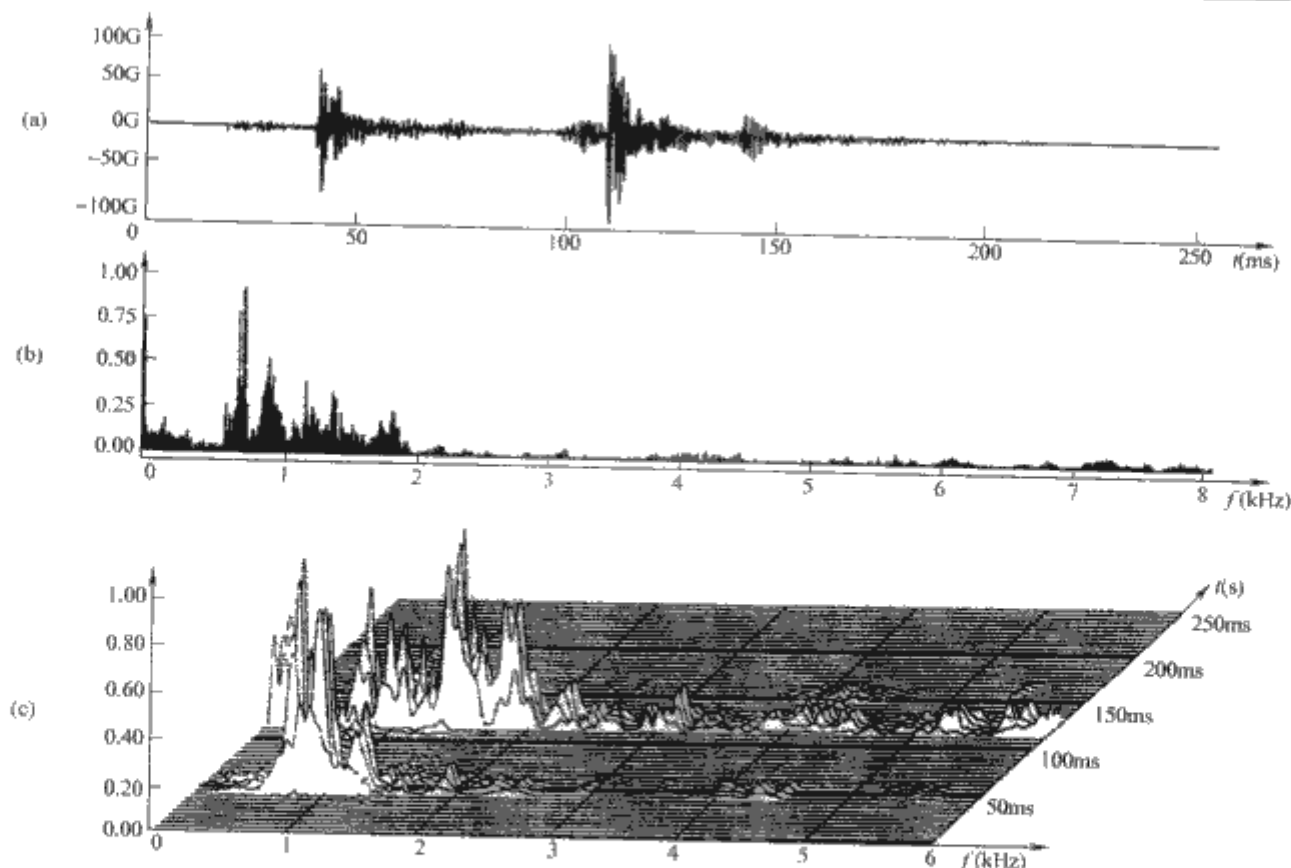


图 11.7-16 振动信号的频域分析  
(a) 时域波形；(b) 频谱；(c) 能量—时间—频率三维图谱

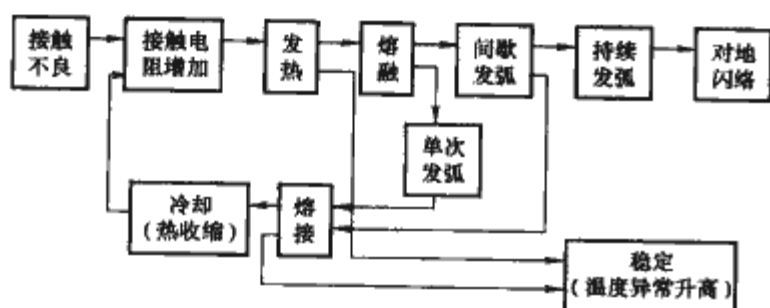


图 11.7-17 接触不良导致对地闪络等故障的过程  
仪就能监测多台电气设备外露部分的温度。这种方式的优点是成本较低，弱点是实时性差，有些部位比较隐蔽，测量不便。

(3) 直接温度测量及信号隔离传送。这种测温方法如图 11.7-18 所示，在高电位的接触部位直接安装温度传感器，温度传感器所需的电源取自高压主母线本身，只有当通过大于一定值的电流（如 40% 额定电流）时才能保证温度传感器正常工作。温度传感器可以有多种，包括光纤温度传感器等。测量结果经变换后可由红外线、无线电、声波发射、接收和光纤传送等，这样就解决了高电压隔离问题。

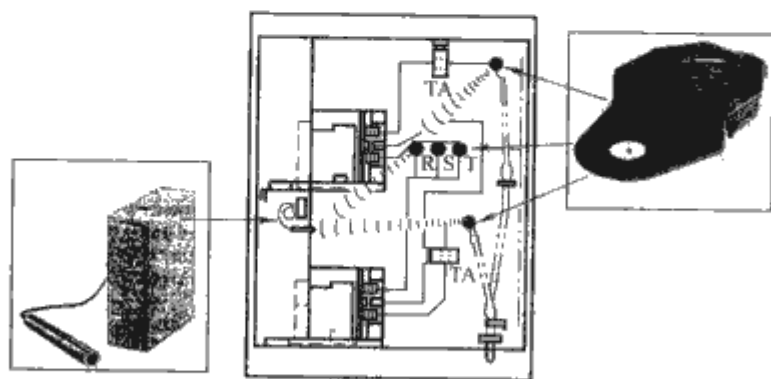


图 11.7-18 直接温度测量及信号无线电波传送

## 1.9 SF<sub>6</sub> 气体密度、含水量与泄漏的监测

SF<sub>6</sub> 气体密度、含水量与泄漏的监测的相关内容请参见本篇第 8 章第 6 节的相关内容。

## 1.10 真空灭弧室真空度的监测

真空灭弧室的正常真空度在  $1.33 \times 10^{-2} \sim 1.33 \times 10^{-5}$  Pa 之间，属于高真空范围。在这样高的真空度下，气体的密度很低，气体分子的平均自由行程很长，因此触头间的绝缘强度很高。

由于材质、工艺、运行和维修等原因，灭弧室可能因漏气而使真空度降低。

监测真空灭弧室真空度的一种方法为测量灭弧室屏蔽罩的电位。原理图如图 11.7-19 所示。

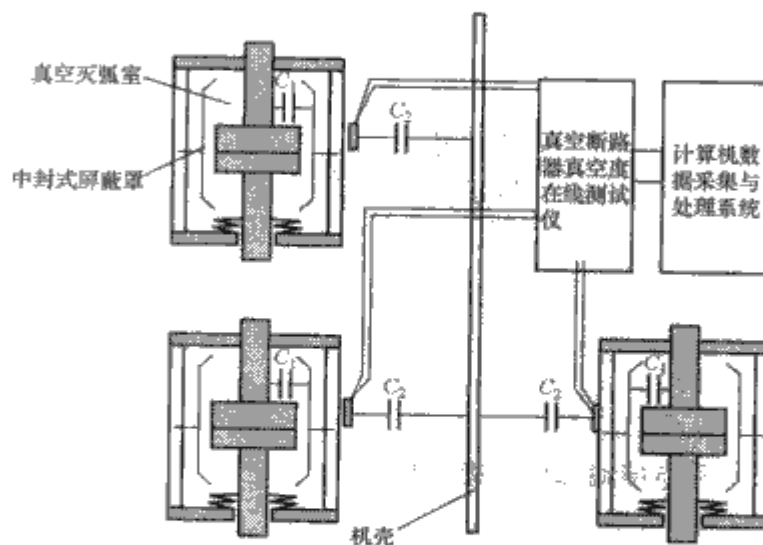


图 11.7-19 屏蔽罩电位法原理图

当灭弧室内真空度正常时，仅需几百伏电压差就可维持屏蔽罩与触头间由场致发射引起的电子电流。屏蔽罩积累的负电荷使它的电压与触头的负电压峰值相近。当灭弧室内真空度劣化时，场致发射的电子被气体分子吸收成为漂移速度



低的负离子，从而使屏蔽罩负电位的绝对值降低。所以可以通过屏蔽罩的电位来监测灭弧室的真空度。不少真空灭弧室屏蔽罩被装在绝缘外壳内，在此情况下，可用泡克尔斯 (pockels) 电场探头来监测屏蔽罩电位。

这一方法的监测量与真空度的关系见图 11.7-20。由图可见，监测的灵敏度上限为 1Pa 范围。

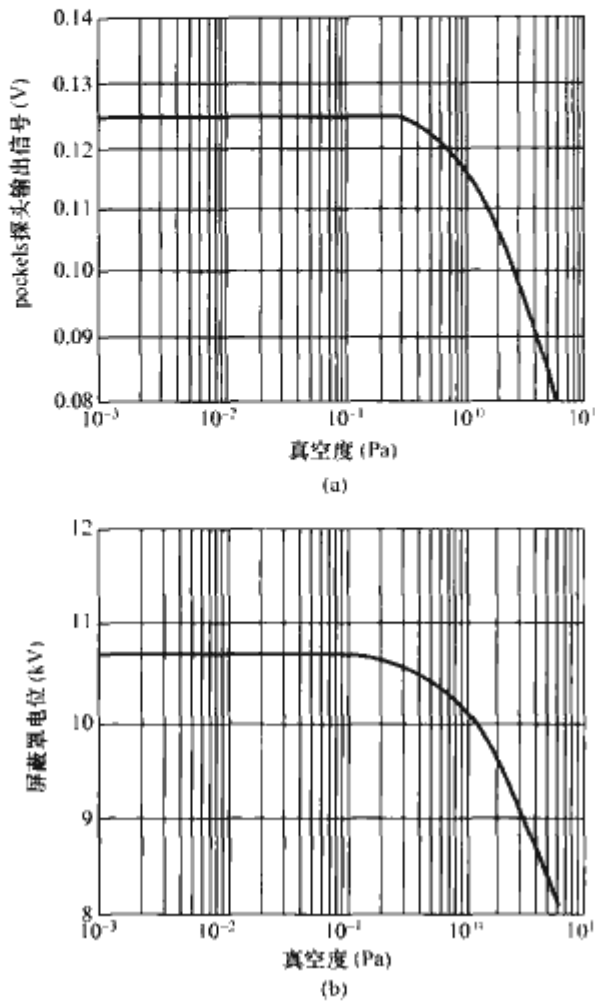


图 11.7-20 屏蔽罩电位法的输出  
(a) pockels 探头输出信号与真空度的关系;  
(b) 屏蔽罩电位与真空度的关系

### 1.11 高压开关柜局部放电监测

高压开关柜内部导电连接部分、绝缘部分的缺陷或劣化以及触头接触不良，都是安全运行的威胁。监测方法可采用用于 GIS 局部放电监测的超高频 (UHF) 传感器或仪器监测空间辐射，也可以采用高频传感器借助磁座贴附在开关柜表面监测。

(1) 触头接触和绝缘不良发展到一定程度时会产生局部放电现象。在振荡回路试验的电流和接触不良的触头的放电信号如图 11.7-21 所示。

通过温升或机械振动也可以监测触头接触的情况，联合使用几种监测可以提高监测的可靠性。

(2) 绝缘不良时放电的模拟实验。开关柜的绝缘故障表现为绝缘表面的闪络和绝缘间隙的击穿。在绝缘强度降低、闪络和击穿发生之前，高压电极附近将产生局部放电。

1) 绝缘板表面放电。在绝缘板表面干燥情况下进行试验。当电极间电压超过 10kV 时可测得放电信号。图 11.7-22 是外施电压为 20kV 时测得的信号。由图分析可知，放电发生在电压峰值附近，放电信号为衰减振荡波，其主要频率约为 400kHz。随着电压的升高，放电信号的强度（衰减振荡波的最大峰值）增大。当外电压达到 21.5kV 时，电极间击穿。试验数据见表 11.7-1，由试验

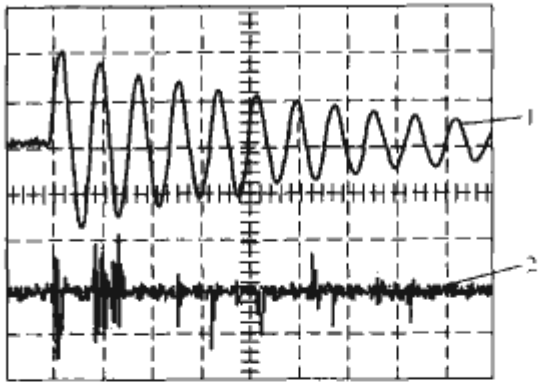


图 11.7-21 电流最大值为 480A 时的信号  
1 母线中电流 (20mV、25ms);  
2—放电信号 (100mV、25ms)

数据可知，当电压接近绝缘强度的极限时，放电信号急剧加强。

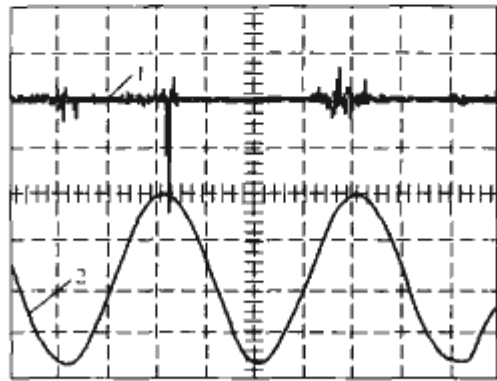


图 11.7-22 干绝缘板击穿前的放电信号  
1-放电信号 (100mV、5ms); 2-电压信号 (5V、5ms)

表 11.7-1 绝缘板表面干燥时放电的试验数据

序 号	1	2	3	4	5	6	7
电压 (kV)	10.0	12.5	15.0	17.5	20.0	21.0	21.5
放电信号强度 (mV)	20	40	50	65	250	250	击穿

2) 绝缘子表面放电试验。用干燥、表面附有灰尘的 10kV 环氧树脂支持绝缘子模拟绝缘子表面绝缘不良的情况。将试验变压器输出的高电压经引线加到绝缘子部分表面的两端。测量内容和方法与前次试验相同。

当电压超过 10.0kV 后可以测得放电信号。随着电压的升高，放电信号的强度增大。当电压达到 27kV 时，绝缘子表面发生了闪络。试验数据见表 11.7-2，由试验数据可知，在闪络发生前，放电信号没有急剧加强的现象。

表 11.7-2 绝缘子表面放电的试验数据

序 号	1	2	3	4	5	6	7	8
电压 (kV)	10.0	12.5	15.0	17.5	20.0	22.5	25.0	27.0
放电信号强度 (mV)	80	100	100	130	135	140	150	表面闪络

3) 真空灭弧室绝缘的监测。监测方法可采用用于 GIS 局部放电监测的超高频 (UHF) 传感器或仪器监测空间辐射，也可以采用高频传感器借助磁座贴附在开关柜表面监测。

使用一台 6kV、400A 的真空接触器进行触头间绝缘不良的模拟试验。由于试验条件的限制，采取了缩短触头间距的变通办法。试验中将触头间距调整为约 2mm。当电压超过 4kV 后可以测得放电信号。图 11.7-23 (a)

是电压为 12.5kV 时采用传感器测得的放电信号，图 11.7-23 (b) 是测得的空间电磁波信号。由图可知，放电在电压峰值附近强度较大，放电信号为衰减振荡波，其主要频率约 400kHz。随着电压升高，放电信号的强度增大，见表 11.7-3。当电压达到 18kV 时，触头间发生了击穿。

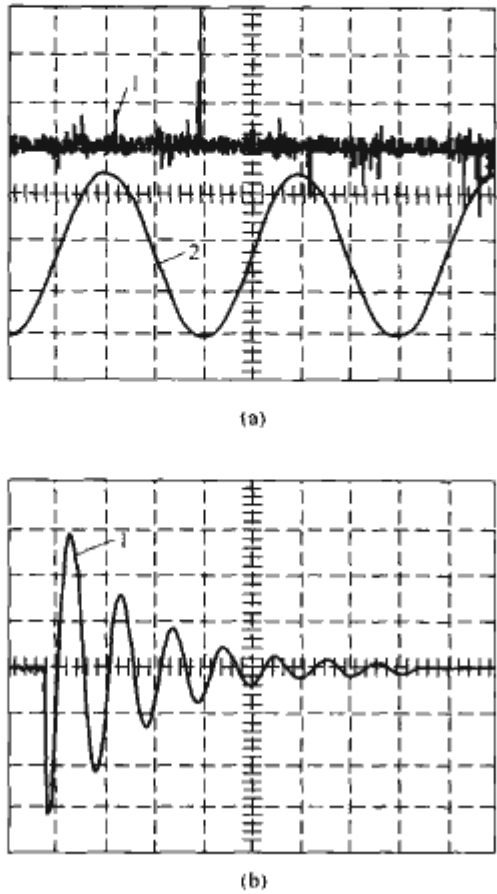


图 11.7-23 触头间绝缘不良的放电信号  
(a) 测得的放电信号图；(b) 测得的空间电磁波信号图  
1—放电信号 (20mV, 5ms)；2—电源电压 (5V, 5ms)

表 11.7-3 不同放电电压下信号的强度			
序 号	1	2	3
放电电压 (kV)	4.3	12.5	18.0
电磁波信号强度 (V)	2.3	9.2	17.1

4) 障定位和干扰辨识。高压开关柜运行时，柜内可能产生放电的部位很多，如母线连接处、绝缘子端部、绝缘拉杆端部、真空灭弧室内部等。因此柜内放电信号间将相互干扰。另外高压开关柜一般都是多台柜并列使用，各柜之间也可能存在电磁波的相互干扰，主要干扰途径有辐射和经连通各柜的母线传导后再辐射。另外，开关柜外的各种放电也可能产生干扰。因此，利用局部放电信号对高压开关柜进行状态监测和故障定位的前提是：局部放电产生的电磁波信号信噪比高，受柜内外其他部位放电的干扰可以辨识。

如图 11.7-24 所示的高压变压器置于开关柜的柜体内，其输出端连有通向柜外的高压母线。尖—板间隙构成的放电源安置于变压器的输出端上，变压器输出电压使间隙内产生局部放电。在图中所示的 A、B、C、D 四点测量了局部放电时产生的空间电磁波信号。A 点位于柜内、距离放电源直线距离约 40cm；B 点位于柜顶，距离放电源约 200cm，距离高压母线约 40cm，与高压母线间无屏蔽；C 点位于柜子

的外侧上部，距离柜壁约 20cm，距离放电源约 200cm；D 点位于柜子的外侧中部，距离柜壁约 20cm，距离放电源约 100cm。在 A、B 两点均测得了较强的信号，如图 11.7-25 所示，但 B 点的信号仅为 A 点的 28%，明显弱于 A 点。这说明电磁波信号的强度随着距离的增加衰减得很快。在 C、D 两点未测得明显的信号（柜外背景噪声峰值为 50mV）。因此，可以利用放电源附近信号强的特点进行大致故障定位和辨识外界干扰。

除此之外，也可以通过电容耦合监测开关柜表面的高频电位变化或超声探头监测开关柜内局部放电。

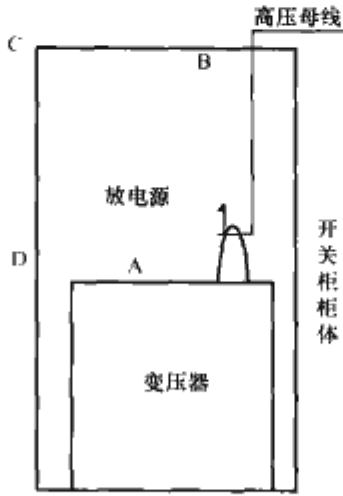


图 11.7-24 开关柜内针—板放电模拟装置

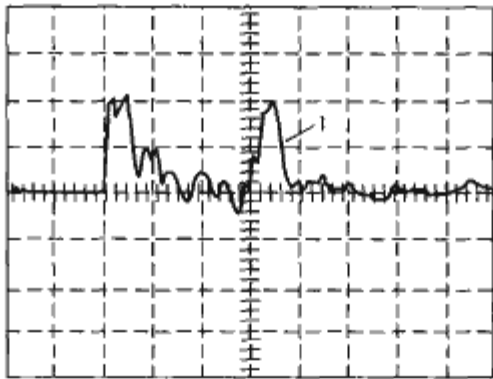


图 11.7-25 柜内测得的局部放电信号  
1—放电信号 (1V, 25ns)

## 2 高压开关在线监测与故障诊断举例

一台功能比较齐全的高压开关在线监测与故障诊断系统的监测诊断项目如图 11.7-26 所示。

该监控系统具有数据采集和故障诊断以及一定的控制功能。监测系统硬件原理如图 11.7-27 所示，采用单片机作为核心器件。整个系统的硬件主要包括模拟量输入、开关量输入、开关量输出、串行通信、人机界面（键盘、数码管、液晶屏幕、发光二极管）、系统监控电路和时钟电路等。

整个系统在结构上分为三个箱体：主机箱、传感器箱和电源箱。其中主机箱是监控系统的核心，单片机系统、显示装置、键盘、通信接口等部位位于主机箱。传感器箱主要集中放置电压电流传感器以及操作控制所用的固体继电器。电源箱负责为主机箱及传感器提供所需的各种电源。箱体之间采用屏蔽电缆进行连接。图 11.7-28 为主机箱前面板示意图。面板上包含了本系统的人机界面和外部通信接口，包括 16 个发光二极管、RS-232 串行口、面板锁、液晶显示屏、8 个数码管和 32 个按键。



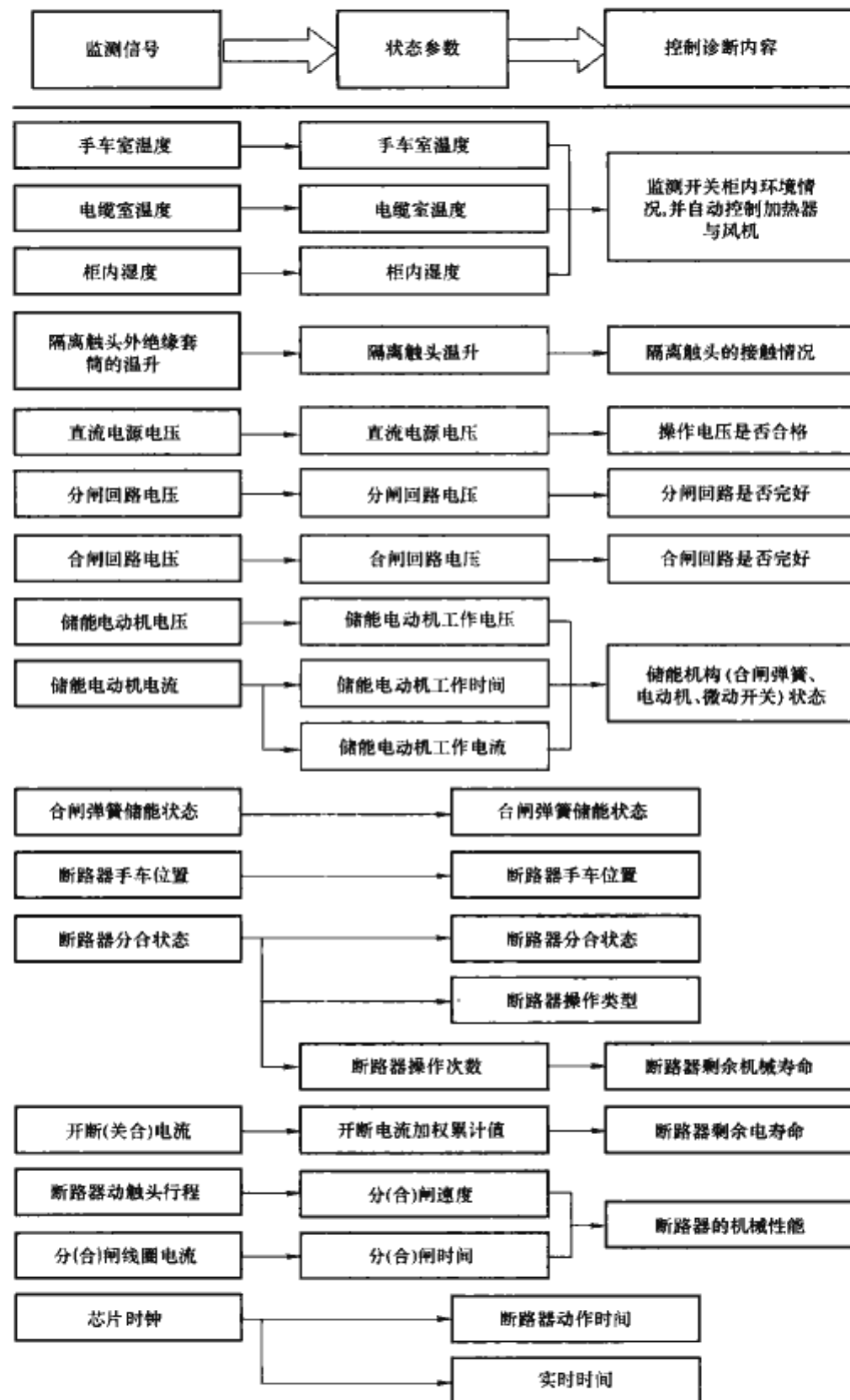


图 11.7-26 高压开关柜在线监测与故障诊断内容

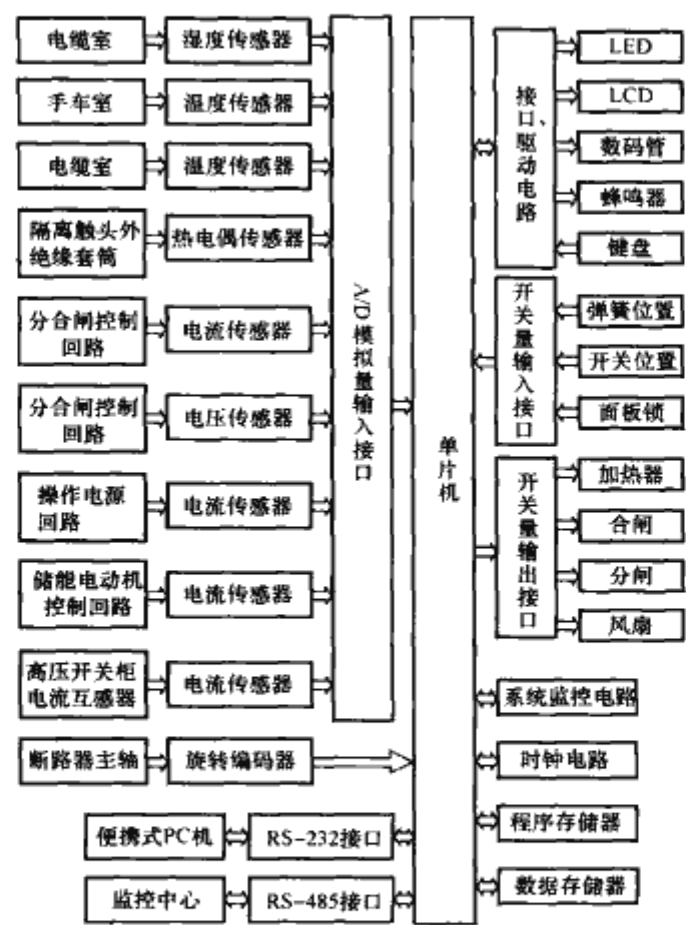


图 11.7-27 在线监控系统硬件原理图

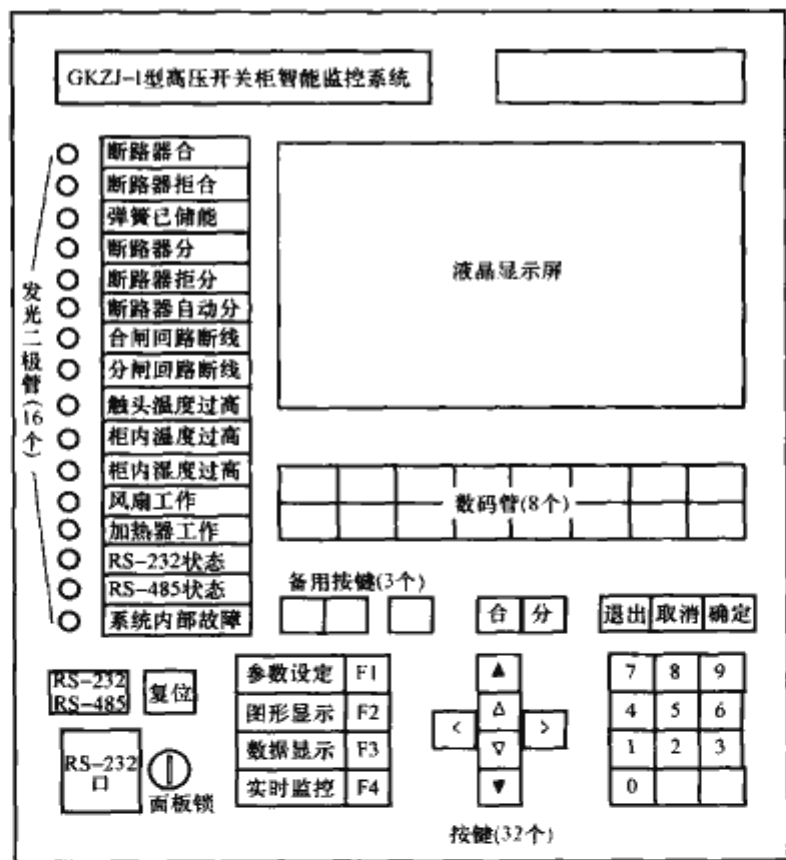


图 11.7-28 主机箱前面板示意图



## 第8章 GIS的在线监测

气体绝缘组合电器 (Gas Insulated Switchgear, GIS) 具有占地面积少、受外界环境干扰小、检修周期长、工程建设周期短、可靠性高等优点, 但因其内部不可避免的绝缘缺陷仍会引发故障并逐步扩大, 常常导致重大事故的发生。由于绝缘故障早期的主要表现形式是局部放电 (PD), PD 脉冲具有非常陡的上升前沿, 所激发的电磁能量在 GIS 气室内来回传播; 同时, 微小的火花或电晕放电会使电离气体通道发生扩散, 产生超声压力波, 出现被激励的原子发光, 致使  $\text{SF}_6$  气体产生化学分解物。因此, 对应 GIS 产生的局部放电、火花放电等所诱发的许多物理和化学效应有很多检测的方法, 大致可分为电检测法和非电检测法两大类。非电检测法主要包括超声波检测法、光检测法和化学检测法。电气检测方法包括常规 (电容耦合、低频脉冲) 电气测量方法和超高频 (UHF) 测量方法。运行经验表明, 在  $\text{SF}_6$  电力设备故障中, 含水量超标和  $\text{SF}_6$  气体泄漏也是造成电力事故的主要原因之一, 因此对  $\text{SF}_6$  气体的压力、密度和湿度参数进行在线监测也是很有必要的。

### 1 GIS的光电检测法

由于局部放电会伴随发光现象, 因此可通过安装在 GIS 中的光电传感器如光电二极管或光电倍增器进行光测量来评价局部放电的强弱。此方法可达到在线监测的目的。

由于光检测探头安装在 GIS 内部, 检测系统几乎不受各种电磁干扰, 灵敏度较高, 因此, 其主要优点是能检测放电的位置。但  $\text{SF}_6$  气体的光吸收能力随着气体密度的增大而提高, GIS 内壁光滑而引起的反射也会带来影响, 还会出现检测“死角”, 因此, 这种方法的准确性较低。另外, 对实际的 GIS 因有许多气室, 所以需要大量传感器, 检测的成本高; 同时, 由于光监测法的技术复杂, GIS 的生产厂家一般未配备故障诊断的光监测系统, 用户不可能在运行的 GIS 内部加装光检测传感器。因此, 这种方法不适合对已投运的 GIS 进行局部放电在线监测。

### 2 GIS的化学检测法

运行中的 GIS 气室中含有很多种气体杂质, 它们中有少量是在  $\text{SF}_6$  新气中就存在的, 而大多数气体杂质是在 GIS 长期运行过程中由于  $\text{SF}_6$  在放电作用下发生分解, 经过一系列复杂的物理化学反应产生的, 因此通过定期的气体组分的监测就可以判断出放电总体水平、发展情况, 甚至可以根据不同分解气体组分含量之间的关系推断出放电的原因。

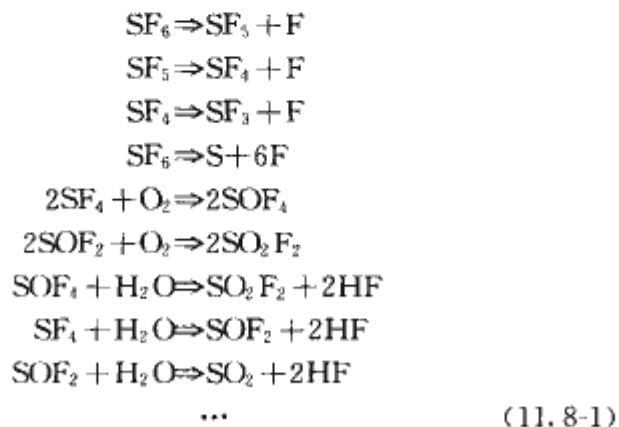
#### 2.1 $\text{SF}_6$ 气体的分解

实际运行中的 GIS 中,  $\text{SF}_6$  分解原因主要有以下四类: ①过热分解。②火花放电: 主要发生在一些开关装置, 如 GIS 隔离开关中。③局部放电。④电弧放电: 主要发生在断路器, 中心温度达到 20 000℃, 产生等离子区, 有很高的复合率, 但在水、氧气和金属蒸气等杂质影响下, 分解产物量将增加。

$\text{SF}_6$  的分解过程非常复杂, 涉及复杂的物理化学过程,

其影响因素有: 放电能量、缺陷类型、水分含量、氧气含量、固体绝缘材料、电极材料、放电电压、放电电流等。

根据 IEC 60480-2004, 不管是哪种分解原因, 其基本过程为:  $\text{SF}_6$  在电弧放电、局部放电、火花放电或过热作用下首先分解为  $\text{SF}_5$ 、 $\text{SF}_4$ 、 $\text{SF}_3$  和 F 等, 这些活泼的分解产物进一步与气室中的  $\text{O}_2$ 、 $\text{H}_2\text{O}$  或金属等结合并发生化学反应生成 HF,  $\text{SOF}_4$ ,  $\text{SOF}_2$ ,  $\text{SO}_2\text{F}_2$  和  $\text{SO}_2$  等。



#### 2.2 $\text{SF}_6$ 分解气体的检测

$\text{SF}_6$  的分解气体中至少含有数十种气体产物, 其中有些分解物含量非常少, 浓度仅为十亿分之一级, 其主要的分解产物有五种:  $\text{SOF}_2$ ,  $\text{SO}_2\text{F}_2$ ,  $\text{SF}_4$ ,  $\text{SO}_2$ , HF。针对  $\text{SF}_6$  分解气体的检测主要针对这五种主要分解产物再加上几种比较重要的分解产物, 如  $\text{SOF}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CF}_4$  进行。分解气体的检测方法分为检测管法、气体传感器法、气相色谱法和红外光谱法, 其中检测管法适宜于现场在线检测用, 气体传感器法可以实现在线监测, 气相色谱法和红外光谱法目前主要采取现场取气, 实现室测试分析的方法。

##### 2.2.1 检测管法

检测管法主要是针对  $\text{SO}_2$  和 HF 进行检测,  $\text{SO}_2$  和 HF 都是强酸性物质, 它们可与 NaOH 发生反应, 同时  $\text{SO}_2$  又可以与碘发生化学反应促使指示剂改变颜色, 变色的长度与相应的物质浓度成正比, 所以其浓度值很容易从检测管的表面刻度或标带上读出, 如图 11.8-1 所示。

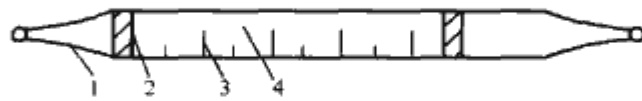
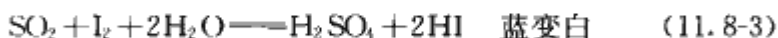


图 11.8-1 检测管结构示意图

1—玻璃管; 2—堵塞物; 3—刻度; 4—指示粉

它们的化学反应式如下



由上述反应式可知, HF 发生酸碱反应,  $\text{SO}_2$  发生氧化还原反应, 由于反应机理不同, 这两种物质不需要进行分离。

检测管能够检测到百万分之一级的  $\text{SO}_2$  或 HF, 已成功投入现场应用。但是它容易受到温度和湿度的影响, 对其他主要分解气体没有检测作用, 不能全面反应  $\text{SF}_6$  放电分解气体组分情况。

2.2.2 气体传感器法

气体传感器法主要是利用当被测气体被吸附到气敏半导体表面时，其电阻值会发生变化的原理制成。它具有检测速度快，效率高，可以与计算机配合使用从而实现自动在线监测诊断等突出优点，但也存在检测气体组分单一等缺点，目前气体传感器法可以检测的气体只有 SO<sub>2</sub>、HF 和 H<sub>2</sub>S 三种气体，并且存在组分间的干扰问题及 HF 传感器使用寿命短等问题。

2.2.3 气相色谱法

气相色谱仪可以同时检测低至 ppmv 级的 CF<sub>4</sub>、SF<sub>6</sub>、SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>、SOF<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>O 等气体组分。根据 IEC 60480 推荐，气相色谱分析时采用如下分析条件。

- (1) 载气：氮气或氢气（10~25mL/min）；流速应该根据所用色谱分析柱进行调节使分析效果最优。
- (2) 色谱分析柱：不锈钢管柱，Porapak Q（80/100 目），3~4m×3mm。
- (3) 加热室程序：初始温度：60~80℃，最终温度：120~180℃，加热速度：10~20℃/min。

图 11.8-2 是典型的 SF<sub>6</sub> 分解气体的色谱图。

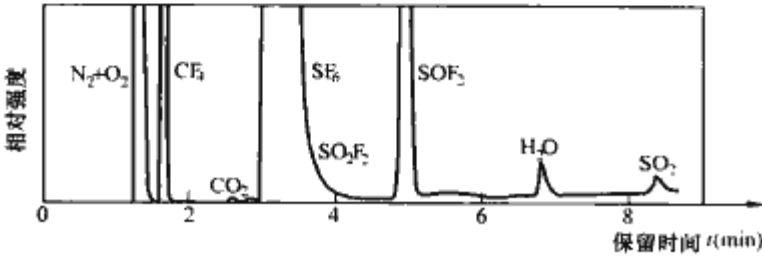


图 11.8-2 SF<sub>6</sub> 分解气体的色谱图

色谱检测器对分解气体组分的浓度需要进行标定，可以根据色谱峰对各气体组分进行直接标定，由于一些分解气体化合物的不稳定性，使得直接标定非常困难。所以通常使用替代方法进行间接标定。这种方法只要求对空气、SF<sub>6</sub> 或 CF<sub>4</sub> 进行标定，而其他气体成分的响应可以通过其相对响应得到。相对响应因子如表 11.8-1 所示。

表 11.8-1 热导检测器 (TCD) 相对响应因子

气 体	TCD 相对响应因子
Air	0.48
CF <sub>4</sub>	0.76
SF <sub>6</sub>	1
SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	0.78
SOF <sub>2</sub>	0.68
SO <sub>2</sub>	0.45
H <sub>2</sub> O	0.5

目前，气相色谱法是目前国内外用于 SF<sub>6</sub> 放电分解气体组分检测的最常用方法。也是 IEC 60480—2004 和 GB/T 18867—2002《电子工业用气体六氟化硫》共同推荐的检测方法。它具有检测组分多、检测灵敏度高等优点。但是同时存在对 SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub> 和 SO<sub>2</sub> 的检测比较困难、不能检测 HF 和 SOF<sub>4</sub> 等缺点。

2.2.4 红外光谱法

在中红外光谱范围内，几乎自然界的所有气体都有吸收效应（包括 SF<sub>6</sub> 及其分解产物），故采用红外宽谱光源的吸收光谱技术可以有效地测量 SF<sub>6</sub> 多组分混和气体的浓度。SF<sub>6</sub> 及其主要分解气体红外吸收峰的典型频率如表 11.8-2 所示。

表 11.8-2 SF<sub>6</sub> 及其分解气体红外吸收峰的典型频率

气 体	波数 (1/cm)
SO <sub>2</sub>	491、494、497、500、503、506
SOF <sub>2</sub>	530、808
SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	539、544、552
SOF <sub>4</sub>	570、752
SF <sub>4</sub>	532、730
CF <sub>4</sub>	1283、2186
HF	3644、369
SF <sub>6</sub>	610、860、950、1260、1560

图 11.8-3 为典型的 SF<sub>6</sub> 及其分解产物的光谱图。

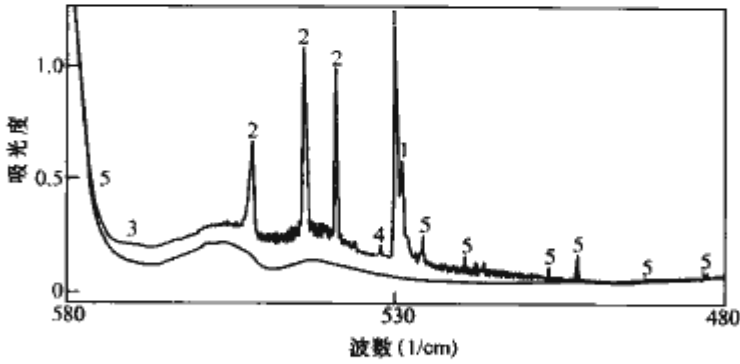


图 11.8-3 SF<sub>6</sub> 及其分解产物的光谱图

1—SOF<sub>2</sub>；2—SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>；3—SOF<sub>4</sub>；4—SF<sub>4</sub>；5—H<sub>2</sub>O

红外光谱法能够检测到 ppmv 级的 SO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>、SOF<sub>2</sub>、SF<sub>4</sub>、SOF<sub>4</sub>、H<sub>2</sub>O、CF<sub>4</sub>。它的主要缺点是：SF<sub>6</sub> 及其部分分解气体的吸收峰十分接近，比较难分离，必须使用标气得到参考图谱对分析结果进行校正，而有些标气如 SOF<sub>4</sub> 很难找到而且非常不稳定。

GIS 的化学检测法尚处于实验室阶段。由于实际运行的 GIS 中吸附剂和干燥剂的使用，各种可以导致 SF<sub>6</sub> 气体分解的缺陷同时存在时的相互干扰，分解气体在气室的扩散效应以及气体采样位置的随意性都对确定分解气体浓度及组分产生重要影响，而通过分解气体分析达到 GIS 缺陷识别的难度更是非常大，尚待进一步研究。

3 GIS 局部放电的超声波监测法

3.1 GIS 局部放电的超声波监测原理

在 GIS 中出现局部放电时，放电区域内分子间剧烈撞击，在宏观上表现为脉冲性压力波。放电点可看作点脉冲声源，声波以球面波的形式向四周传播，只有纵波。通过超声传感器在线监测此超声信号，就可以获得该局部放电的信号情况。声波在 GIS 中的传播速度很慢，约为油中传播速度的 1/10，仅为 140m/s。由于声阻抗不匹配而造成界面衰减，SF<sub>6</sub> 传到钢板的衰减很大，因此从 GIS 外壳上测得的声波，往往是沿与金属材料最近的方向传到金属体后以横波形式传播到传感器的。

3.2 GIS 局部放电超声波监测传感器

3.2.1 压电式加速度传感器

局部放电产生的声波频谱分布很广，约为 10~10<sup>7</sup>Hz。在 GIS 中，由于高频的分量在传播过程中衰减较大，检测高频超声波需要较高灵敏度；同时在 GIS 中除局部放电产生的声波外，还有导电金属微粒碰撞外壳、电磁振动以及操作引起的机械振动等发出的声波，但这些声波的频率较低，一般都在 10kHz 以下，因此监测频率可以选为 1~20kHz。



由于频率较低，传感器可以采用加速度传感器，如常用的自振频率为 30kHz 左右的压电式加速度传感器，可测到低至  $10^{-5}g$  的加速度值。测量时将整个传感器紧贴在待测设备表面，加速度  $a$  通过质量块  $m$  产生力  $F=ma$ ，将力传到压电片上产生电荷，再经电荷放大器进行放大，其输出信号的大小即正比于加速度。

图 11.8-4 是压电式加速度传感器的结构图。压电晶体产生的电荷与所受的压力  $F$  成正比， $F$  由质量块  $m$  的惯性力产生，再根据牛顿定律  $F=ma$ ，可知输出电荷  $Q$  正比于传感器的加速度。压电式加速传感器的灵敏度  $S$ （单位为  $PC/ms^{-2}$  或  $PC/g$ ）是一个重要的参数。质量块的质量  $m$  越大， $S$  越高；但质量越大，传感器的自振频率  $f_0$  越小。一般允许工作频率为自振频率的  $1/3$ ，这也是加速传感器的一个重要参数。

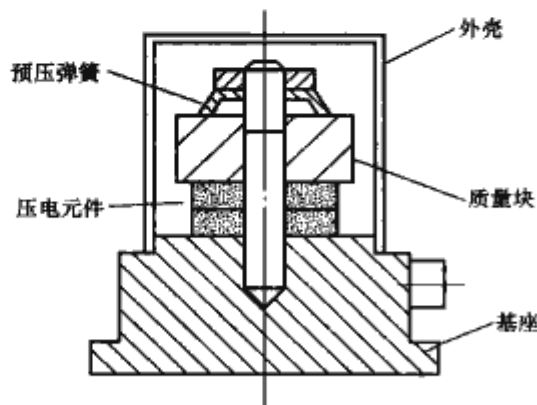


图 11.8-4 压电式加速度传感器的结构图

### 3.2.2 压电超声换能器

超声波传感器（或称超声波探头）通常由压电元件、前置放大器、滤波器、屏蔽壳等部分组成。图 11.8-5 为压电超声波传感器的结构图。应用较多的压电材料主要有五大类，即压电单晶体、压电多晶体（压电陶瓷）、压电高分子聚合物、压电复合材料以及压电半导体。

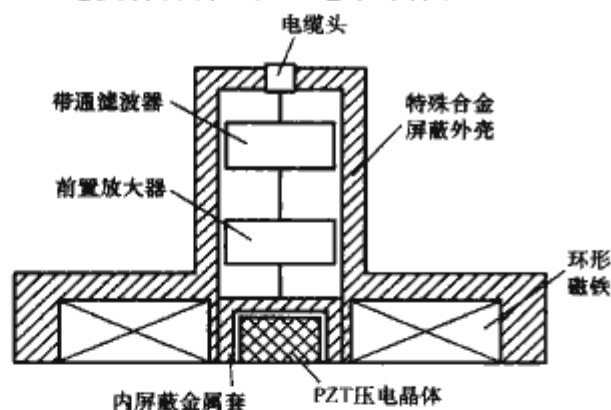


图 11.8-5 超声波传感器

### 3.2.3 光纤传感器

利用光纤形变传感器也能测量局部放电产生的声波强度。

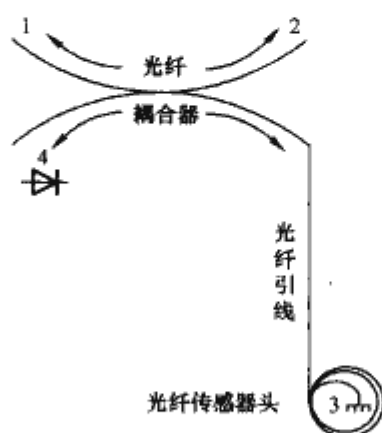


图 11.8-6 光纤传感器测量系统图

图 11.8-6 显示的是一种伸入到电气设备内部局部放电的光纤形变传感器，当局部放电产生的声波在电气设备中传播时，所产生的机械压力波挤压光纤传感头并引起光纤传感头变形，导致光纤中的光路长度的变化。当光从外部输入，将通过的光波调制和适当的解调即可测量出形变的程度，从而进一步计算出声波强度。

如果在 GIS 外壳上贴装多组超声传感器或在 GIS 内部安装多组光纤形变传感器，还可以应用声波空间传播理论实现放电定位。其优点在于可以避免电磁干扰的影响，定位方便，在线监测与离线检测的结果相同。由于气体、绝缘子、外壳、导体及其他部件对超声波信号的传播特性各不相同，声信号在 GIS 中的传播相当复杂。同时，PD 形成的超声波所产生的振动加速度很小，且信号随距离衰减很快，在现场存在各种强烈干扰的情况下，监测的灵敏度不高。因此超声波检测法主要是作为一种辅助测量方法，与其他检测方法联合使用。

## 4 GIS 局部放电的电气监测法

电气监测法能够实现对 GIS 局部放电信号的在线监测，根据测量方法可分为外复电极法、内部电极法和脉冲电流法和超高频法。

### 4.1 外复电极法

在 GIS 外壳上敷上绝缘薄膜与金属电极如图 11.8-7 所示，外壳与金属电极形成小电容，局部放电引起的脉冲信号通过小电容耦合到检测阻抗上，再经放大后检测出来，而小电容和检测阻抗对低频信号则起隔离作用。通过电容测量到的信号是泄露出的流动波所产生的电压差。这种方法由于监测阻抗一端接电容，另一端接地，形成一个大环路，易受外界电磁干扰。改进的方法是将两个电容传感器分别置于绝缘子两侧。在此情况下，信号电路环绕的空间面积很小，电磁干扰显著减弱，监测灵敏度大大提高。

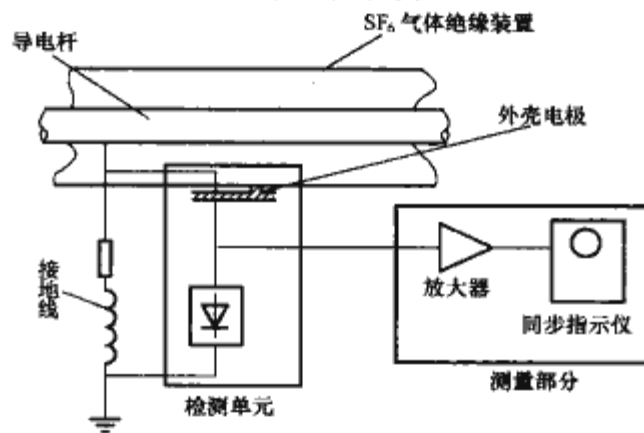


图 11.8-7 外复电极法原理图

### 4.2 内部电极法

内部电极法有两种，一种是在绝缘子里预埋电极，用电极来检测局部放电信号；另一种是对 GIS 法兰稍加改造，在法兰内部加装金属电极与外壳形成电容，以此电容传感器来获取局部放电信号。内部电极法电极安装示意图如图 11.8-8 所示。

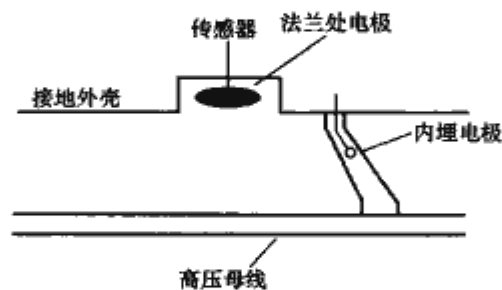


图 11.8-8 内部电极法电极安装示意图

内部电极法的检测频率可以达到几十兆甚至上百兆赫兹，灵敏度高，检测灵敏度可达 5pC。内部电极法中的电极通常在 GIS 出厂前预埋，所以此方法不适用于已投运的 GIS 设备。

### 4.3 脉冲电流法

当 GIS 内部发生局部放电时，接地线上会有高频脉冲

电流通过, 可通过检测阻抗或电流传感器进行测量。通常电流传感器采用罗戈夫斯基 (Rogowski) 电流传感器, 通过选用合适的传感器的内芯类型、线圈匝数和积分电阻阻值来获得宽频带, 其带宽可达数兆赫兹。脉冲电流法具有较高的灵敏度, 但变电站运行现场电磁干扰较强, 且 GIS 通常是多处接地, 所以不宜采用测量脉冲电流的方法来测量现场的 GIS 局部放电, 该方法多用于设备出厂的局放检测。出厂测量时, 一般都采用并联直测法的试验线路, 如图 11.8-9 所示。

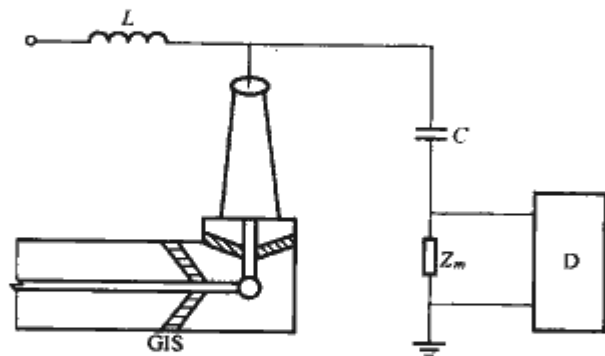


图 11.8-9 GIS 局部放电测试的基本线路

C—耦合电容器;  $Z_m$ —检测阻抗; D—测试仪; L—电抗器

#### 4.4 超高频法 (UHF)

$\text{SF}_6$  中的局部放电的脉冲持续时间很短, 约几个纳秒, 其波头上升时间仅  $1\text{ns}$  左右, 激发的电磁波频率可达数 GHz。GIS 的腔体可认为是同轴波导腔结构, 激发的电磁波信号不仅能在其内部有效地传播, 且衰减较小。因此, 可通过检测局部放电激发出的电磁波中的特高频段 ( $300 \sim 3000\text{MHz}$ ) 信号来检测局部放电, 从而避开常规电气测试方法中难以避开的电力系统中的电晕等干扰, 提高局部放电检测的信噪比。此方法是目前局部放电在线监测方法中的研究和应用热点。

##### 4.4.1 超高频信号在 GIS 中的传播特性

由于 GIS 内有绝缘隔垫划分成 T 形截面或间隔, 有时外壳直径还会有变化, 故超高频信号沿 GIS 传播是要衰减的。影响 PD 信号传播的元件有盆式绝缘子、L 弯头和 T 形分支等, 但传播特性与局部放电信号的传播方向无关, 在典型的  $145\text{kV}$  GIS 上, 频率为  $1\text{GHz}$  的信号, 其传播衰减度约为  $3\text{dB/m}$ 。

##### 4.4.2 内置式超高频传感器

根据传感器安装位置的不同, 超高频传感器可分为内置式和外置式两大类。

内置式超高频传感器通过法兰、压力窗和手孔等安装, 与 GIS 固定连接在一起成为一个整体, 传感器处于 GIS 高电压场和高气压环境下, 成为绝缘系统的一部分, 所以内置特高频传感器在电和机械设计上严格的要求, 应该在出厂前预装。

图 11.8-10 为两种内置式超高频耦合器, 分别为盘式传感器和窗式传感器。窗式传感器安装于压力舱的玻璃窗之外, 对设计时电和机械上的要求较低, 且更换和安装方便。另外, 对于安装于压力窗的超高频传感器, 在压力窗的下部用介电常数比  $\text{SF}_6$  气体大的固体介质 (如环氧树脂材料等) 来代替, 可提高传感器的灵敏度。图 11.8-11 为两种介质传感器, 分别是 TA 介质传感器和手孔介质传感器, 前者将传感器安装于 TA 次引线箱中, 利用 TA 出线端具有导引内部电磁波的作用来监测超高频信号, 这样既不影响 GIS 设备的密封状况, 也不会使整体绝缘水平下降, 装置的抗干扰能

力也相应得到了提高; 安装于手孔的传感器并未伸入 GIS 腔体内, 前端为有机绝缘介质板, 位于手孔内部, 既起到密封的作用, 又起到将天线与高压导体隔离的作用。

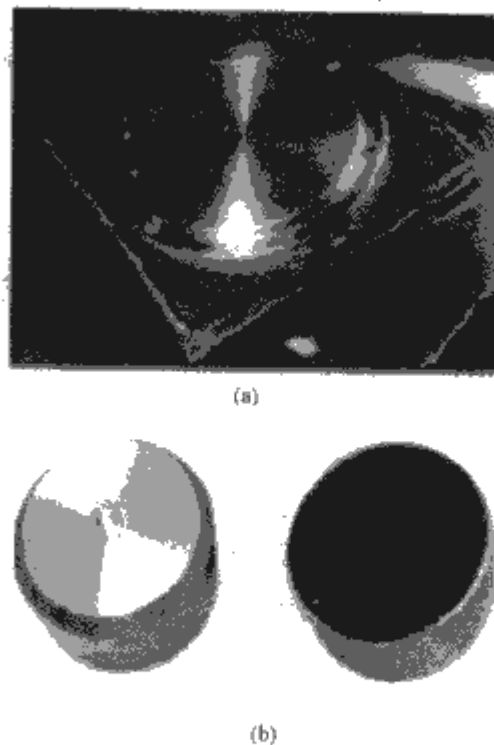


图 11.8-10 内置式超高频耦合器

(a) 盘式传感器; (b) 窗式传感器

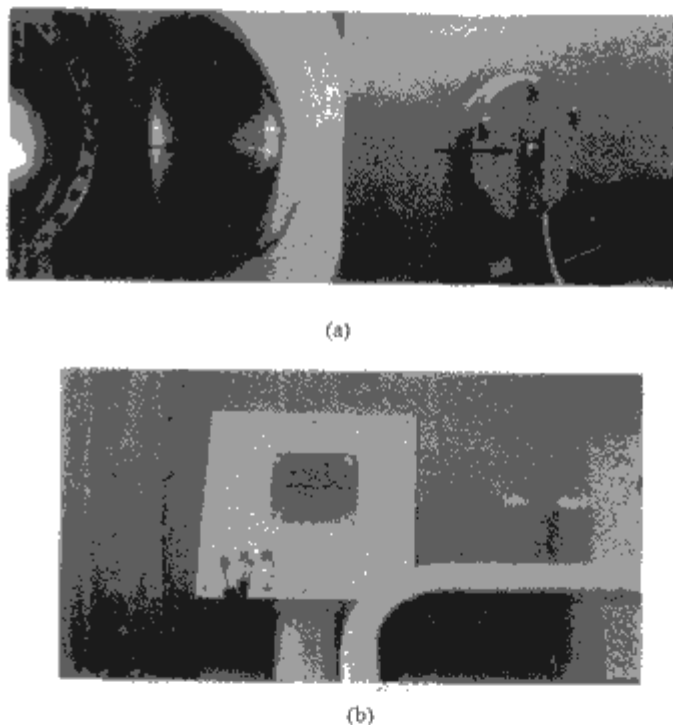


图 11.8-11 超高频介质传感器

(a) 手孔介质传感器; (b) TA 介质传感器

##### 4.4.3 外置式超高频传感器

外置式超高频天线的类型较多, 有双臂阿基米德螺旋天线、屏蔽谐振环天线、宽频带振子天线和微带贴片天线等, 如图 11.8-12 所示。相比内置传感器, 外置超高频传感器灵敏度要低, 但其安装灵活, 维修方便, 不需在出厂前预装, 特别适合于已经投运的 GIS 设备。

其中微带贴片天线灵敏度高, 便于安装在 GIS 盆式绝缘子上, 特别适用于现场的 GIS 局部放电超高频在线监测, 如图 11.8-13 所示。

##### 4.4.5 超高频在线监测系统

基于虚拟仪器技术和超高频技术的功能齐全的 GIS 局部放电超高频在线监测系统原理如图 11.8-14 所示, 可实现 GIS 变电站局部放电信号的超高频法的手动监测和自动循环监测, 同时对采集到的局部放电信号进行分析, 进而对 GIS



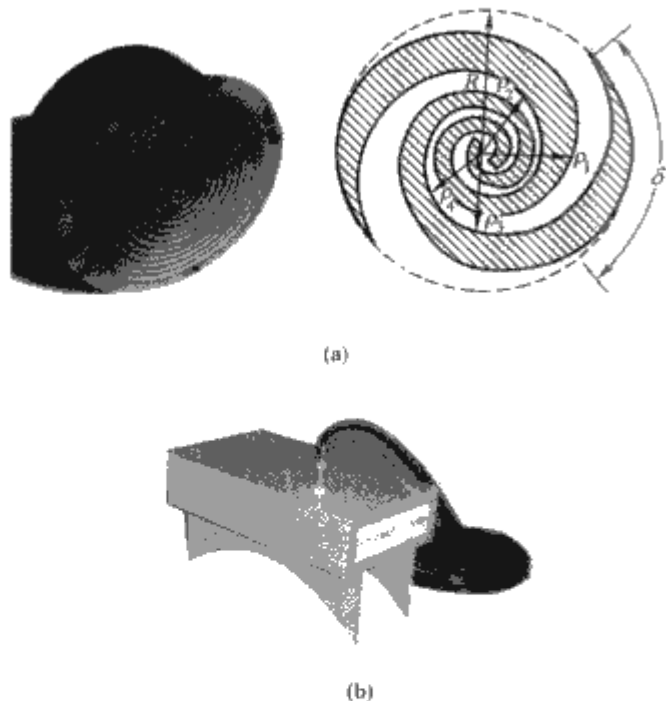


图 11.8-12 外置特高频天线  
(a) 双臂阿基米德螺旋天线；(b) 微带贴片天线



图 11.8-13 微带天线现场安装示意图  
变电站的绝缘状况做出判断。另外还具备历史数据报表查询和历史趋势曲线查询功能。它由如下几个部分组成：

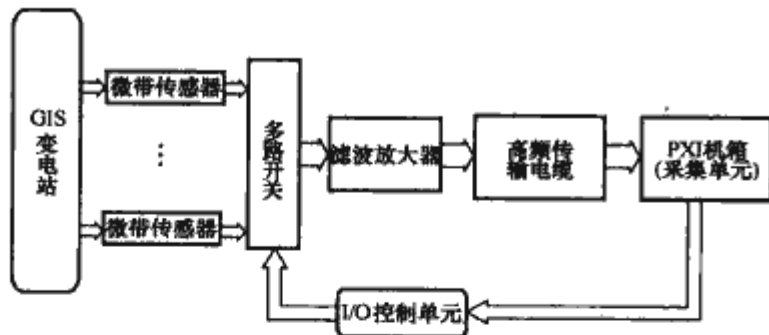


图 11.8-14 GIS 局部放电在线检测系统

(1) 传感器。该系统采用的是超高频微带天线传感器，其带宽为 340~440MHz，安装在 GIS 间隔的盆式绝缘子处，可以有效地监测到从盆式绝缘子处泄漏出来的电磁波信号。

(2) 信号调理。信号调理单元采用多路选择开关来实现多路选通，模拟信号经过超高频滤波放大器后通过高频传输电缆传输给计算机，对数据进行采集和各种分析处理，该单元安装在现场。其中多路开关为单刀八掷开关，输入信号范围为 300~500MHz，滤波放大器的模拟带宽为 300~1000MHz，跟天线传感器参数匹配。

(3) 数据采集。数据采集单元采用采样率为 5GS/s，模拟带宽为 500MHz 的双通道高速采集卡，单通道最大存储长度为 8MB，计算机采用 PXI 总线机箱。

图 11.8-15 为采用 GIS 局部放电在线监测系统在现场测得的局部放电超高频信号及其频谱。

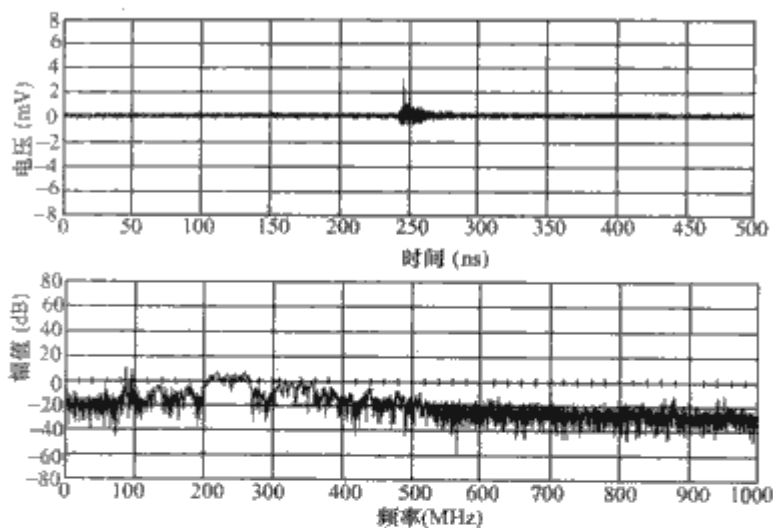


图 11.8-15 现场微带天线测得的局部放电超高频信号及其频谱

相较于脉冲电流法，超高频检测法具有灵敏度较高、抗干扰能力较强、可识别故障类型及进行定位等优点，主要缺点在于无法实现放电量的准确标定。超高频传感器监测信号的大小和诸多因素有关，除放电量大小外，还涉及放电源的类型、电磁波的传播途径、放电源的位置等，故只能通过对积累历史数据进行对比分析估计。

## 5 GIS 局部放电的定位

GIS 中局部放电源的准确定位可显著缩短维修时间，对于降低 GIS 的维修成本具有重要意义。目前常用的局部放电源定位方法是飞行时间差方法 (time of flight method)，即根据局部放电 UHF 信号到达两个传感器的时间差及信号传播的速度来定位 (距离定位)。但 GIS 中电磁波谐振模式具有多样性及不规则性，准确判断信号到达传感器的时间很困难，此外，由于电磁波以光速传播，定位对分析仪器也提出了很高的要求，例如为达到 10cm 以内的定位精度，需要的时间分辨率为 0.1ns。

声测法的定位原理和超高频法的类似，都是基于信号脉冲的传播特性。在测量前进行传播特性校验，则很容易求出局部放电源的位置。声测法的检测范围为 1~2 个气室，主要取决于外壳法兰的个数。单个法兰对声信号的衰减为 8dB，定位精度对接地侧放电可达 10cm 左右。

### 5.1 声测法定位

在 GIS 做耐压试验时，对击穿点的定位在国内已有较好的经验，其原理是在 GIS 外壳不同位置上安装超声传感器，根据各振动信号出现时刻的时间差分析，判定击穿点，根据试验结果，可以采用以下定位方法：①在较大范围内改变振动传感器的位置，特别是在盆式绝缘子两侧，比较振动信号的幅值，可以为局部放电定位；②根据不同位置传感器测得振动信号来到时间先后定位。由于 GIS 内部局部放电的信号微弱，又无法区别各次局部放电的振动信号，因此，在技术上定位有较大难度。

### 5.2 超高频法定位

#### 5.2.1 超高频局部放电定位测量装置

基于超高频外置传感所建立的便携式 GIS 局部放电在线监测定位装置如图 11.8-16 所示。它包括两个便携式超高频传感器和一个便携式高速记忆示波器，传感器和示波器均采用电池供电，两传感器和示波器之间用两根相等长度的电缆连接。

超高频传感器经过放大后的信号如图 11.8-17 所示。它



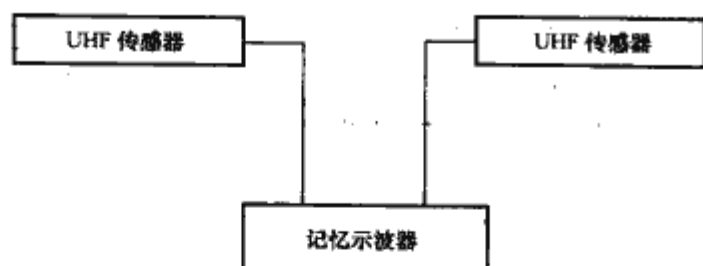


图 11.8-16 便携式 GIS 局部放电在线监测装置结构框图

具有很陡的起始沿，用于进行时差测量，图中两超高频信号的时差为 10ns，对应的电磁波的传播距离为 3m。示波器的选择需要满足纳秒级时差的测量，建议选择 1GHz 模拟带宽以上的采集装置或示波器。

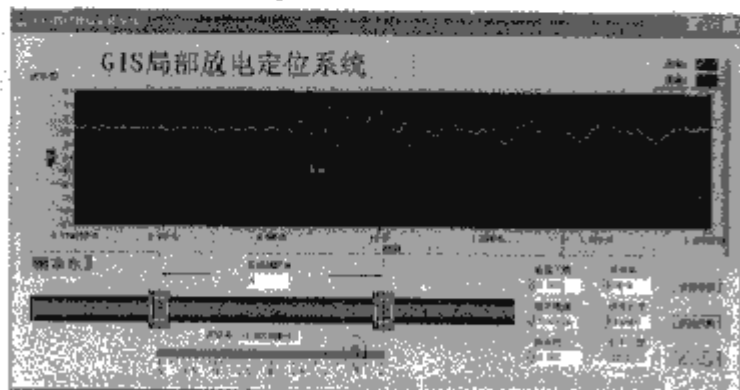


图 11.8-17 局部放电超高频信号

也可将超高频外置传感器组成传感器阵列，通过控制模块轮流同时选通两个多路智能选择开关，通过两个传感器测量信号之间的幅值及时间差定位，该方法要求采用高速数字采集器（或示波器最少有两个输入通道），系统结构如图 11.8-18 所示。

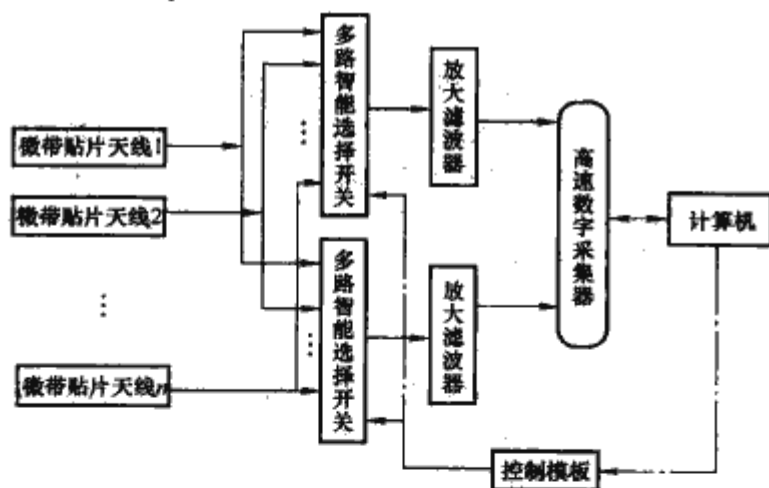


图 11.8-18 传感器阵列的 GIS 局部放电在线监测装置结构框图

### 5.2.2 超高频局部放电定位测量方法

(1) 信号幅值比较法。利用超高频电磁波信号在传播过程中的衰减，把传感器分别放在各个盆式绝缘子处，比较各处所检测到的信号的大小，信号最大的盆式绝缘子的位置即为靠近放电源的位置。

(2) 信号先后比较法。当多个盆式绝缘子处的放电信号的幅值无明显差别时，可以根据图 11.8-19 所示的信号先后的比较进行放电源定位。把传感器 A 放在一个盆式绝缘子上，把传感器 B 放在其邻近的盆式绝缘子上和邻近空间的不同位置上，如果总是传感器 A 的信号先到达，则表明放电源就在传感器 A 所在的盆式绝缘子附近；反之，如果邻近盆式绝缘子中哪一处的信号先于传感器 A，则以该盆式绝

缘子为中心，重复上面的测量。依此类推，最终可以确定放电源的位置。

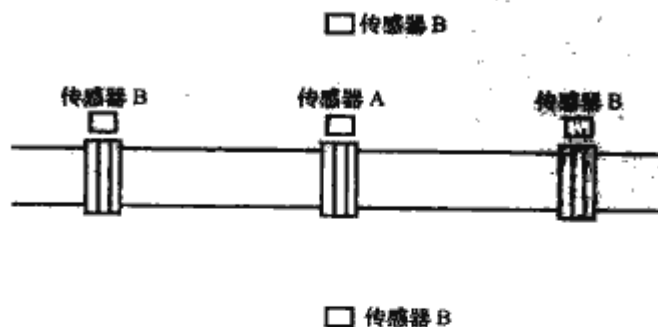


图 11.8-19 信号先后比较法示意图

上述定位测量方法的操作依赖于传感器的位置变化，与固定安装的传感器相比，可移动传感器具有更强的定位功能。当 GIS 附近存在干扰放电源且并能被特高频所检测时，此时的抗干扰可通过定位来解决。

## 6 GIS 中 SF<sub>6</sub> 气体的监测

GIS 设备的绝缘水平和断路器的开断能力，取决于 GIS 设备的电场结构、SF<sub>6</sub> 气体的性能及其压力。正常运行时，必须保证 SF<sub>6</sub> 气体在额定运行压力下运行。由于 GIS 密封不严，造成 SF<sub>6</sub> 泄漏，则 GIS 绝缘水平下降，严重时影响 GIS 设备的正常运行。国际大电网会议 (CIGRE) 和国际电工协会 (IEC) 都规定了 SF<sub>6</sub> 气体泄漏的上限是每年 1%。

SF<sub>6</sub> 气体的湿度对运行设备而言是一项重要的指标，它能反映包括气体的分解产物及设备密封的状况。SF<sub>6</sub> 气体湿度的高低与设备的绝缘水平直接相关；湿度的变化能反映设备的密封情况，密封不良的 SF<sub>6</sub> 气体设备中，湿度一般会逐渐增加；气体中的水分参与电弧分解反应，增加分解产物的量和其危害性。因此要定期地检测设备 SF<sub>6</sub> 气体中的湿度。

### 6.1 SF<sub>6</sub> 气体压力（密度）监测

SF<sub>6</sub> 气体是否泄漏，可用两种方法进行测量。一种是采用高精度的压力表，另一种就是采用密度计。如果 SF<sub>6</sub> 气体泄漏，其密度必然有变化，决定气体的绝缘性能和灭弧能力的是气体的密度。从气体状态方程式中得知，如果温度上升，气体的体积不变，压力增大。因此压力计因温度的变化不能正确地反映 GIS 设备气室的压力变化，所以可采用密度计。

#### 6.1.1 SF<sub>6</sub> 气体压力监测

气体压力有表压和绝对压力两种表示方法，很显然，压力表上指示的就是表压。但在进行参数计算或查对曲线时要用绝对压力，两者相差 1 个大气压。现有的各种高压电器设备在标准温度 20℃ 下的 SF<sub>6</sub> 气体额定压力大致可分为三种情况。第一种是用于高压 SF<sub>6</sub> 气体断路器，其气体的额定压力取得比较高，通常为 0.6~0.7MPa（表压）；第二种是对于 GIS 设备的非断路器间隔以及 SF<sub>6</sub> 电流互感器等设备，还有较寒冷地区使用的部分高压 SF<sub>6</sub> 断路器，其额定气体压力范围 0.3~0.4MPa（表压）；第三种是用于 SF<sub>6</sub> 负荷开关和环网柜的情况，其气体的额定压力取得比较低，一般为 0.05~0.1MPa（表压）或者更低一些。

由于压力传感器的技术已经相对比较成熟，所以可选用压阻应变式压力传感器等作为压力监测的传感器，并配合在线监测系统压力在线监测，能在泄漏时做出报警和闭锁的反应动作。

#### 6.1.2 SF<sub>6</sub> 气体密度监测

密度计根据 GIS 设备的容量分为两种类型：一种是两对触点的，温度在 20℃ 时，它的压力范围在 200~400kPa



之间；另一种是有三对触点的，温度在  $20^{\circ}\text{C}$  时，它的压力范围在  $350\sim 800\text{kPa}$  之间。

### 6.1.3 $\text{SF}_6$ 气体泄漏的非接触监测方法

$\text{SF}_6$  气体泄漏可以采取体外非接触监测方法，如美国 LIS 公司生产的 TG 型  $\text{SF}_6$  气体泄漏监测仪。其外形和红外热像仪相似，仪器内部装有一台能产生  $10.5\text{nm}$  红外线的  $\text{CO}_2$  激光器和一台照相机。工作时用红外线照射待测目标，配有滤光器的照相机只能接受反射回来的背向散射的红外线，从而产生电视图像。从设备中泄漏出来的  $\text{SF}_6$  在目标附近所形成的气体云会吸收红外线，从而在图像上形成暗区，根据暗区的情况来测定泄漏的程度。该设备能检测到的泄漏可低至  $0.18\text{cm}^3/\text{min}$ ，也即  $0.9\text{kg/a}$ ，而 GIS 的实际泄漏量在  $10\sim 100\text{kg/a}$ 。

## 6.2 $\text{SF}_6$ 气体的微水含量（或湿度）监测方法

$\text{SF}_6$  气体本身的绝缘强度在某种程度上不受所含水分的影响，但  $\text{SF}_6$  气体中若存在固体绝缘件，附着在绝缘件表面的水分就会影响沿面绝缘特性，同时与  $\text{SF}_6$  放电分解产物化合生成化学性质稳定、毒性强、腐蚀性大的  $\text{SOF}_2$ 、 $\text{SO}_2\text{F}_2$ 、 $\text{FH}$  等，因此应尽量控制  $\text{SF}_6$  中的微水量。

目前检测  $\text{SF}_6$  气体微水含量的方法有重量法、露点法、电解法，均属于“在线抽取气样，离线标准测量”的方式，电容法则可以实现连续在线监测。重量法是绝对法，常被称作仲裁法，用于校验、校准其他水分测量仪器原精确度。电解法是常见和实用的方法，测量仪器可以直接读出微水含量

的质量分数，操作简便稳定，适用于连续在线分析。但测定灵敏度较低（一般大于  $10\mu\text{L/L}$ ），间歇时间长，耗气量大，电解池失效后，需要重新涂敷，处理较麻烦，使用仪器单位难以办到。露点法所用仪器比较复杂，价格高，体积较大。

（1）重量法。重量法是把已经测定体积的  $\text{SF}_6$  气体通入已称重的以高氯酸镁（脱水的）作干燥剂的配衡试管中，从试管重量的增加可得到  $\text{SF}_6$  气体中的水分含量。

（2）电解法。日常测试常用电解水分测试仪，电解法是用涂敷了磷酸的一对电极（铂或铑）形成一个电解池，在两极间施加一恒定的直流电压。被测气体的水分被吸湿剂（ $\text{P}_2\text{O}_5$ ）吸收，并在电流作用下电解还原，释放出氧气和氢气。在吸收和电解达到平衡时，就可利用电解电流与水分含量的关系求得气体的含水量。

（3）露点法。露点法通常采用露点测定仪（包括自动露点测试仪和手动露点测试仪）。该法是测量气体所含水分的凝露及湿度。被测气体通过一个密封池中的金属镜面，用人工控制或借助光电池监控镜面湿度，以保持稳定的水分凝结量。当测试系统温度略低于被试品气体中水蒸气饱和温度（露点）时，水蒸气结露。通过热电偶测得的镜面温度为露点。由露点和气体水分含量的换算公式或对照表，即可得到气体中水分含量。

（4）电容法。采用高分子薄膜电容技术，当气体中的水分通过高分子薄膜时，介电常数变化，导致电容发生变化，通过信号处理技术把电容转变成电信号，并实现数字信号变换，从而实现  $\text{SF}_6$  中微水含量的在线监测。

## 第 9 章 绝缘子的在线监测与故障诊断

### 1 绝缘子的在线监测

据统计,在电力系统总事故数中污闪事故仅次于雷害位居第二,但是由于污闪事故的自动重合闸成功率很低,致使所导致的损失为雷害事故的约 10 倍。在线实时监测高压输电线路绝缘子的泄漏电流,可以使电力系统管理人员把握高压网运行的绝缘状况,以便及时采取措施避免高压电网运行中污闪事故的发生,提高电力系统运行安全性和可靠性。

#### 1.1 在线监测的工作原理及特点

如图 11.9-1 所示,绝缘子在线监测系统是通过传感器实时监测泄漏电流、大气参数等数据并利用 GPRS 发射一接收模块将数据发送给后台总机,同时利用太阳能实现不间断供电。通过专家诊断软件分析泄漏电流值、局部放电强度,根据泄漏电流、局部放电强度及气象条件得出等值附盐密度,对线路中每一串绝缘子的污秽状况进行诊断,对有可能出现的污闪事故做出预警。

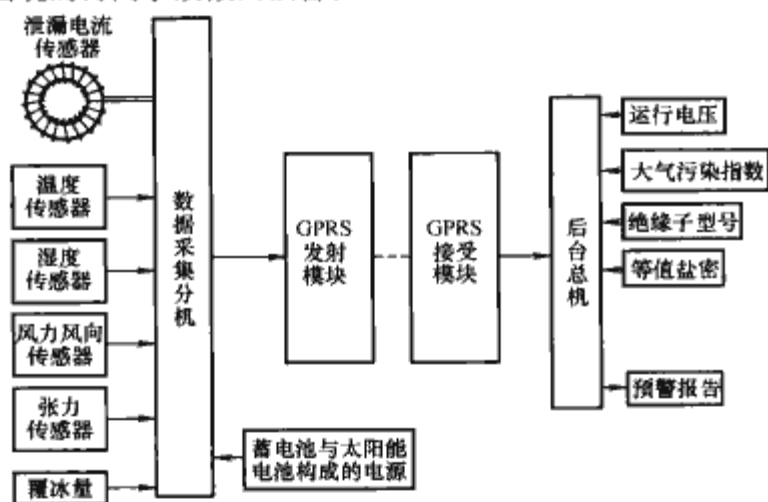


图 11.9-1 绝缘子在线监测系统结构框图

#### 1.2 传感器与数据采集

包含响应速度快、信噪比高并能经受恶劣大气环境考验的泄漏电流传感器、大气参数测量传感器(如温湿度传感器、风力风向传感器、导线张力传感器、覆冰量传感器等)。数据采集分机具有低功耗,数据处理量大、抗干扰能力强、并能实现数据无线传输等特点。

#### 1.3 信号的无线传输与后台总机

由于前端机在杆塔上,所以它测得的数据必须通过无线传输的方式传到主控室,一般采用 GPRS 技术进行数据传输。利用 GPRS 不但可以将数据以短消息的形式,而且还能以电子邮件或者数据包的形式通过 Internet 网络传输到后台监控中心。

GPRS 是按流量计费,所以不能时刻都将数据进行发送,因此采集电路的存储管理服务(SMS)就很重要。比较科学的方法是,在天气状况好的时候,隔两小时发送一次数据,天气较差时,发送频率提高一些。

由于采集的数据量大,而且需要定时发送,就必须对采

集的数据进行存储,而单片机的存储容量往往不能满足要求,所以必须使用存储芯片扩展采集电路的存储量。采集的数据必须含有测量时间信息,所以日历时钟芯片也是必不可少的。

常通过下面的措施来保证无线通信中数据的可靠性:首先选用高质量的收发芯片,这是数据可靠的根本保证;其次是在硬件设计中增加数据头检测电路,防止数据的错位和避免空气中的干扰数据对系统正常工作的影响;最后在软件上通过制定完备的通信协议或采取有效的编码措施保证数据的可靠性。

后台总机利用大量试验数据和运行部门提供的现场数据,确立外绝缘预警标准,建立绝缘子状态的多专家数据库预警诊断系统。

#### 1.4 电源的获取

泄漏电流在线监测系统的关键问题之一是位于高电位处有源电路的供电问题,下面介绍常见的供能方法。

##### 1.4.1 太阳能电源

目前应用得最多的是太阳能电源,太阳能电源系统由太阳能电池组、太阳能控制器、蓄电池(组)、直流电压变换电路组成。各部分的功能介绍如下:

(1) 太阳能电池板。太阳能电池板是太阳能发电系统中的核心部分。其作用是将太阳的辐射能量转换为电能,转换功率决定于日照强度和环境温度。电池板可以直接给某些对电压要求不高的负载供电或通过太阳能控制器送往蓄电池中存储起来。

(2) 太阳能控制器。太阳能控制器的作用是控制整个系统的工作状态,对太阳能电池板进行最大输出功率跟踪和最大输出电压稳定,并对蓄电池起到过充电保护、过放电保护的作用。在温差较大的地方,控制器还能对蓄电池进行温度补偿。

(3) 蓄电池。一般为铅酸电池,在微型系统中,也可用镍氢电池、镍镉电池或锂电池。其作用是在有光照时将太阳能电池板所发出的电能存储起来,到需要的时候再释放出来。

(4) DC-DC 转换电路。在某些场合,需要使用多种直流电压的负载时,则需要用到 DC-DC 变换电路,才能得到所需要的各种电压等级。

##### 1.4.2 激光供能电源

这种方法采用激光或其他光源从地面低电位侧通过光纤将光能量传送到高电位侧,再由光电转换器件(光电池)将光能量转换为电能,再经过 DC-DC 变换后,提供稳定的电压输出。它的发展有赖于 GaAs 光电池、大功率半导体激光二极管和高效率单片集成 DC-DC 变换器的发展与广泛应用。激光供能电源输出稳定、纹波小,但光电器件的高成本和激光发生器的短寿命是制约其广泛应用的因素。

##### 1.4.3 导线取能电源

通常是将一次侧一匝,二次侧多匝的特制小型电流互感器套装于导线上,导线电流通过电磁感应转换成二次电压,



再经过后续处理,实现隔离式供电。这种方法需要电源能够适应动态范围较宽的导线电流,并且足以耐受短路电流与过电压的强烈冲击。

### 1.5 典型应用实例

图 11.9-2 是一种典型绝缘子在线监测系统的原理图。该系统主要由绝缘连接器、主保护单元、传感器、太阳能电池、数据采集器、温度湿度测量仪组成。具有在线实时监测绝缘子的平均泄漏电流及局部放电,确定运行的可靠性及老化程度;分析软件采用理论曲线,计算表面等值附盐密度,以此确定污秽程度;采用太阳能电源供电;通过微处理器控制;可以测量环境温度、湿度,也可以测量风速(由用户指定购买风速传感器);通过计算机及软件分析具体数据等主要功能。

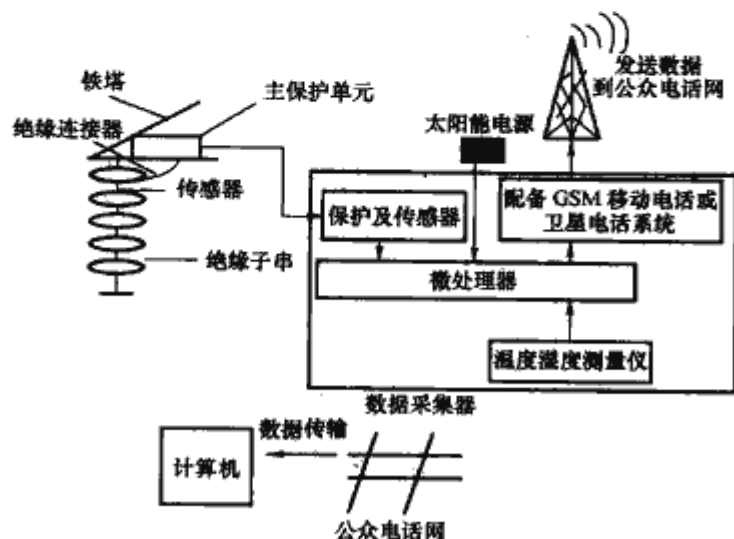


图 11.9-2 典型绝缘子在线监测系统的原理图

## 2 绝缘子劣化的诊断

绝缘子的劣化表现为绝缘子物理化学性能的劣化,如绝缘电阻的变小、泄漏电流的变化等,因此可以通过检测绝缘子的一些物理化学性能来对绝缘子的老化状况进行诊断,实际应用中就是通过一些离线或在线的检测方法来进行诊断。瓷绝缘子失效的表现形式为头部隐蔽零值或低值,复合绝缘子失效的主要表现形式为伞裙蚀损以及隐蔽的复合界面击穿。

### 2.1 零值瓷绝缘子的检测诊断

瓷绝缘子老化结果产生低值、零值瓷绝缘子,诊断方法有绝缘电阻法、火花间隙法、分布电压法、红外成像和超声波法等,以下介绍绝缘电阻法、火花间隙法及分布电压法。

#### 2.1.1 绝缘电阻法

停电检测绝缘子的绝缘电阻在 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》规程中已有明确规定采用 2500kV 及以上绝缘电阻表测量其绝缘电阻,220kV 线路绝缘子应不低于 300MΩ,500kV 线路绝缘子应不低于 500MΩ,此法安全可靠、准确灵敏,但测量时,空气相对湿度不能太大,否则易误判,在杆塔上使用既不方便又速度慢。

某供电单位研制的悬式绝缘子劣化检测原理如图 11.9-3 所示,其结构如图 11.9-4 所示。直流电源经有源振荡变换后经三极管进行放大,再通过高频变压器将电压升高,最后经硅堆整流和高压电容滤波,使直流输出达到 5kV。直流电源采用普通高效 5 号电池即可保证电路正常工作。该检测器在东北电力网的 500kV 和 220kV 线路上使用,检测 7081 片绝缘子,检出 21 片低零值绝缘子,占总线路的 3%。表

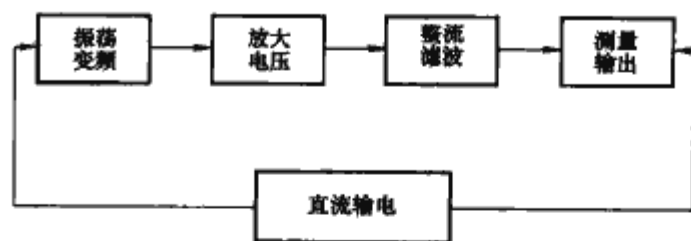


图 11.9-3 悬式绝缘子劣化检测原理图

11.9-1 为某供电单位在检测 220kV 线路部分低零值绝缘子情况对照表。

表 11.9-1 某供电单位检测 220kV 部分低、零值绝缘子情况对照表

塔号	火花间隙法检测	JJQ-1 型检测	绝缘电阻表法对照
28	1992 年 7 月 9 日测得中线左串第 2 片为零值	1992 年 10 月 9 日对全塔 52 片进行检测,没有零值	经绝缘电阻表复检未发现零值,说明间隙法为误检
454	1992 年 7 月 9 日测得中线左串第 10 片为零值	1992 年 10 月 13 日测得中线左串第 10 片为零值	经绝缘电阻表复检仍为零值,三种检测法完全一致
325	1992 年 8 月 25 日测得右线左串第 3 片为零值	1992 年 12 月 21 日与火花间隙法测得结果完全一致	
32	1992 年 8 月 25 日测得中线第 1 片为零值	1992 年 12 月 21 日与火花间隙法测得结果完全一致	
444	1992 年 3 月 23 日测得左线吊串第 5 片为零值	1992 年 12 月 24 日由于小雨潮湿,检测值都在 100MΩ 以下并有报警声	湿度大时,不能使用 JJQ-1 型和绝缘电阻表检测

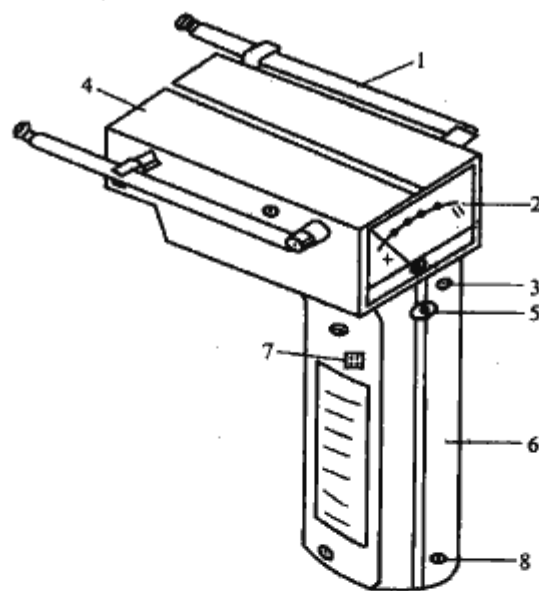


图 11.9-4 悬式绝缘子劣化检测仪结构图

1—测试拉杆;2—测试表头;3—电路本体盒;4—监视灯;5—电源开关;6—把手兼电池盒;7—报警音响;8—充电插孔

#### 2.1.2 火花间隙法

图 11.9-5 为火花间隙检测装置的结构示意图。其工作原理为:根据不同电压等级绝缘子串分布电压规律,设定一个数字为基准的门槛电压,良好绝缘子的分布电压高,可间隙放电;低零值绝缘子分布电压高,无法造成间隙放电。火花间隙检测装置存在的不足之处为:受良好绝缘子最少片数

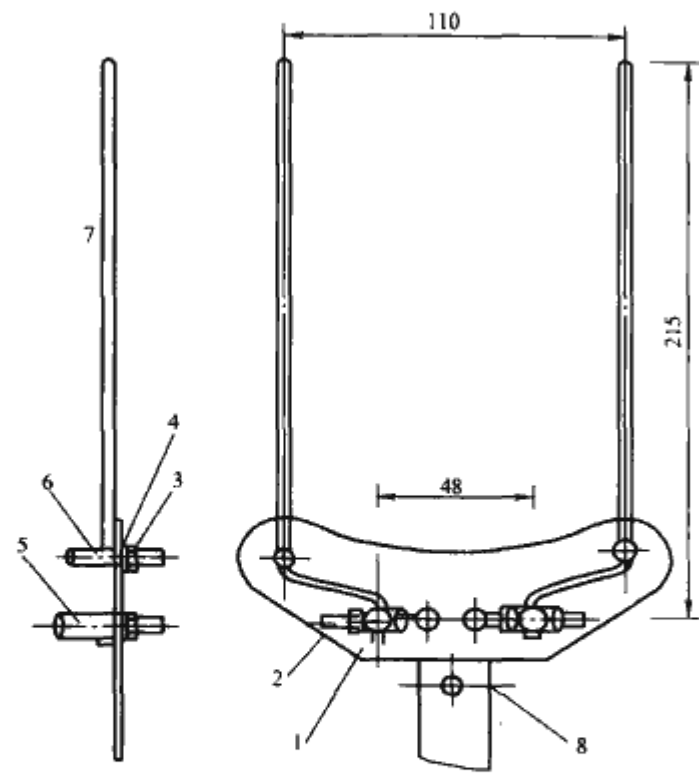


图 11.9-5 火花间隙检测装置的结构示意图

1—支承板；2—电极；3—调整螺母；4—垫圈；5—电极、探针固定架；6—探针固定架；7—探针；8—工作头

的限制，对绝缘子的内部间歇击穿缺乏判断力，且有可能人为造成单相接地。

2.1.3 分布电压法

在正常情况下，由于绝缘子的体积电阻和表面电阻较工频下的容抗大得多，所以绝缘子串也就相当于由许多电容器组成的链形回路。也就是说，悬式绝缘子串和变电站用支柱绝缘子，其工作电压的分配与各元件的电容量成反比，同时，也受到各元件对地及对导线间的电容量的影响。对地电容  $C_E$  使靠近导线的绝缘子分担更高的电压，而对导线的电容  $C_L$ ，又使远离导线的绝缘子分担较高的电压。其等值电路图如图 11.9-6 所示。通常每个悬式绝缘子两电极间的电容  $C$ （约 50~100pF）大于对地电容  $C_E$ （约 4~5pF），而对地电容  $C_E$  又大于对导线的电容  $C_L$ （约 0.5~1pF）。其结果，使得最靠近导线的绝缘子分担

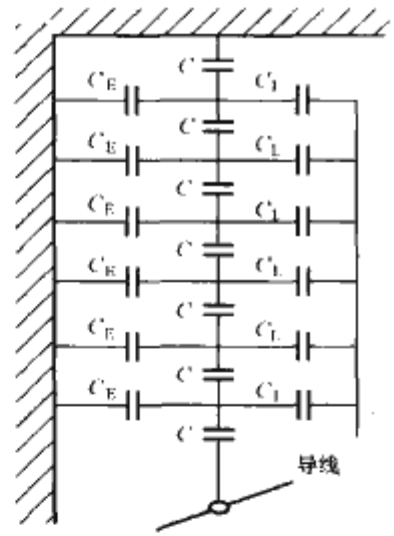


图 11.9-6 绝缘子串等值电路

最高的电压，依次递减至串中或支柱的中部绝缘分担的电压最低，在靠近接地的横担端，分担的电压又略升高。绝缘子本身的电容  $C$  越大，悬式绝缘子串或者支柱绝缘子中各元件上分担的电压就越均匀，绝缘子串越长，电压分布就越不均匀。因此可以认为，悬式绝缘子串中各绝缘子上分担的电压一般要比支柱绝缘子均匀些。

当绝缘子串中或支柱绝缘子具有劣化元件时，沿绝缘子串（或柱）各元件的电压分布将与正常分布不同。根据试验，劣化绝缘子上分布的电压大多在正常值的 50% 以下。此外，劣化绝缘子还有一个显著的特点，即劣化绝缘子的电压降明显低于两侧良好绝缘子的电压降。因此，采用分布电压法来判定零低值绝缘子应有两个标准：①当被测绝缘子上的电压值低于标准规定值的 50% 时；②分布电压虽然高于标准值的 50%，但明显地同时低于相邻两侧良好绝缘子的电压值时，均可判为零值或低值绝缘子，如图 11.9-7 所示。

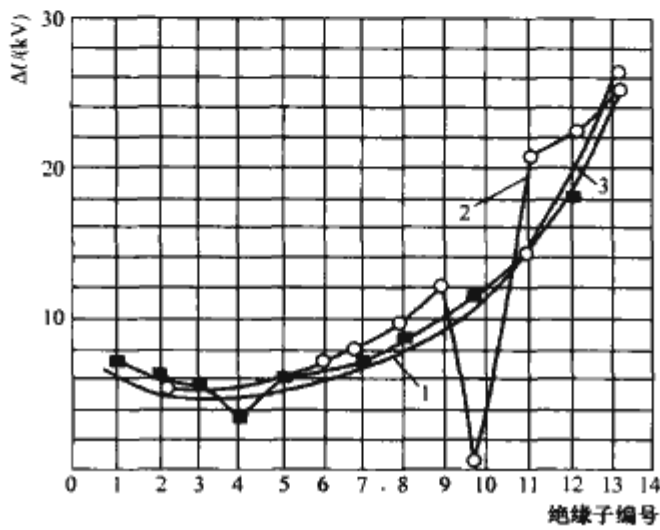


图 11.9-7 绝缘子串的电压分布 (220kV)  
1—完好绝缘子串；2—10号绝缘子零值 (0MΩ)；  
3—4号绝缘子低值 (60MΩ)

由上所述，利用测定电压分布的方法检出劣质绝缘子，必须与相应电压等级下良好绝缘子串的标准分布电压值作比较。为此，表 11.9-2 列出 35~500kV 电压等级的绝缘子串的标准电压分布值供参考。此外还应注意，测量电压分布与测量绝缘电阻一样，应在干燥良好的大气环境下进行，即应在空气的相对湿度低于 80% 时，且绝缘子表面无凝的条件下测量。否则，潮湿的绝缘子串的电压分布要改变，特别是绝缘子表面具有污秽且又潮湿的情况下，绝缘子串上的电压分布将不按电容分布，而按电阻分布。在产生干燥带以前，污染与潮湿程度越均匀，绝缘子串上的电压分布也越均匀。

表 11.9-2 35~330kV 输电线路绝缘子串分布电压标准值

等级 (kV)	片数	由导线侧计数绝缘子元件上的分布电压标准值 (kV)																					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
35	2	10.0	10.0																				
	3	9.0	5.0	6.0																			
	4	8.0	4.8	3.5	4.0																		
110	6	19.0	11.0	9.0	8.0	7.0	10.0																
	7	18.5	10.0	8.5	7.0	5.0	6.0	9.0															
	8	17.0	10.0	8.0	6.5	4.5	5.0	5.0	8.0														
220	14	13.0	16.0	12.0	9.0	7.0	6.5	6.0	5.0	5.0	5.0	5.0	6.5	6.0	8.0								



续表

等级 (kV)	片数	由导线侧计数绝缘子元件上的分布电压标准值 (kV)																					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
330	19	19.0	17.0	15.5	14.0	12.5	11.5	10.5	9.5	8.5	7.5	7.0	6.5	6.5	6.5	6.5	7.0	7.5	8.0	9.5			
	20	18.5	16.5	15.0	13.5	12.0	11.0	10.0	9.0	8.0	7.5	7.0	6.5	6.0	6.0	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	9.0		
	21	18.5	16.5	15.0	13.5	12.0	10.5	9.5	8.5	8.0	7.5	7.0	6.5	6.0	5.5	5.5	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.5	
	22	18.0	16.0	14.5	13.0	11.5	10.5	9.5	8.5	8.0	7.5	7.0	6.5	6.0	5.5	5.0	5.0	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	8.0

测量绝缘子串电压分布的仪器如下：

(1) 电阻分压杆。这种检验杆应预先在室内求出端部电压和微安表读数的关系，并应经常校准。在强电场附近测量时，要注意外界电场对表读数的影响，必要时需采用适当的抗干扰措施。用于测量的接地线要连接牢靠，防止测量过程中脱开，造成危险。

(2) 电容分压杆。电容分压杆与电阻分压杆类似，只是把电阻串和带有桥式整流的微安表换成一个或几个串联的高压电容器与一个小量限指针式静电电压表（或仍有桥式整流的微安表）相串联。电容器的电容应稳定，电容量不宜太大，一般在 3~5pF 以下，使电压分布测量误差限制在 10% 以内。

(3) 火花间隙检测杆。图 11.9-8 是一种可调式火花间隙检测杆，测量部分由一个可调放电间隙和一个小容量的高压电容器相串联。测量前应校正正好间隙距离和放电电压的关系，并标在刻度盘上。测量时，转动操作杆，改变间隙距离，直至开始放电，即可读出该放电距离下的放电电压值。为防止火花间隙放电，短接良好绝缘子而引起对地闪络，可用一电容 C 与火花间隙串联，然后再接到探针上去，C 值约为 30pF，与单一良好悬式绝缘子电容值相近。因为火花间隙的电容量小，只有几个皮法，与 C 串联后对测量电压影响不大。但这种工具放电极易损伤，放电电压受温度影响，测量结果分散性较大。因此，它仅用于检验性测量。

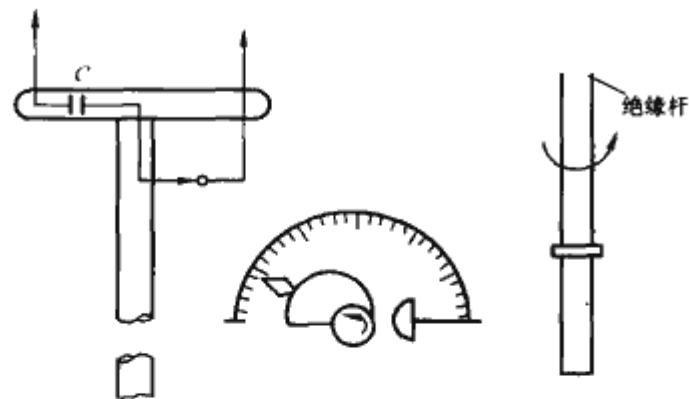


图 11.9-8 可调火花间隙检测杆

(4) SG 系列数字式高电压表。目前我国生产的 SG 系列数字式高电压表，可用于测量绝缘子表面某点对地电位。其测量范围是 100~150kV，它具有自动变换量程、液晶显示、数据保持等特点。还可配备微型数据存储器 and 打印设备，使用方便。

(5) 超声波劣质绝缘子检测仪。它也是测量运行绝缘子串分布电压的一种仪器，将绝缘子串电压分布的实测结果与良好绝缘子串的标准电压分布相比较而检出劣质绝缘子。该测量装置主要由高压探头、接收传感器和接收器以及数字式电压显示仪、绝缘操作杆等部分组成，如图 11.9-9 所示。其工作原理是由高压探头接触被测绝缘子，高压传感器将信号采样，经超声波换流器将交流信号转换为超声信号，经绝

缘操作杆传至接收传感器，将超声信号还原为电信号送给接收器，由接收器内的识别电路、计算电路将交流信号数字化，再由数字电压表显示出被测绝缘子的分布电压。

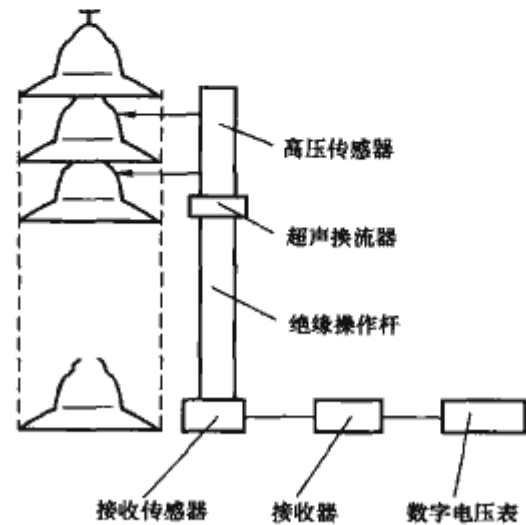


图 11.9-9 超声波劣质绝缘子检测仪原理图

### 2.1.4 表面温度判别法

对输电线路绝缘子串来讲，它的热分布是与其电压分布相对应的，而绝缘子串的电压分布在正常的情况下，与绝缘子串的电容成反比。各电压等级下的绝缘子串中各片分布电压曲线呈马鞍形。绝缘子的发热由三部分组成，一为电介质在工频电压作用下产生极化效应发热，二为内部穿透性泄漏电流发热，三为表面爬电泄漏电流发热。当绝缘子性能良好时，其发热主要是第一项，当瓷绝缘劣化后，或瓷件开裂、瓷盘上积污，均会使第二或第三项的泄漏电流加大而使发热增加，致使绝缘子温度升高。研究表明，劣化绝缘子的发热功率只有一个极大值，即当绝缘子的绝缘电阻降低到等效容抗值时，它的发热功率最大，可计算出各种电压等级绝缘子串最大发热时的电阻参考值，如表 11.9-3 所示。

表 11.9-3 绝缘子串最大发热电阻值

电压等级 (kV)	35	110	220	330	500
电阻值 (MΩ)	60~40	70~47	74~49	76~51	77~51

有关研究还表明，当劣化绝缘子的绝缘电阻为 10~300MΩ 时，它的发热功率大于正常绝缘子的发热功率，其温升比正常绝缘子要高；当其绝缘电阻为 5MΩ 以下时，其上分布电压很低，发热功率小于正常绝缘子，温升也较正常为低；而当劣化绝缘子的绝缘电阻在 5~10MΩ 之间时，其温升与正常绝缘子相差很小，从热场分布上很难分别，人们称这个区段为盲区。综上所述，零值绝缘子的发热功率接近于零，红外热像显示其钢帽部分温度偏低；低值绝缘子的热像显示钢帽温升偏高，污秽绝缘子的瓷盘表面温升偏高。

华北电网 500kV 某输电线路在 1996 年 10 月采用 PM250 型平面热像仪进行检测，结果发现该塔大号侧 B 相内侧中第九片 XP-21 型绝缘子钢帽温度明显高于相邻上下片



绝缘子，比外侧相同位置绝缘于钢帽高 1.1K，诊断该片绝缘子存在缺陷，为低值绝缘子；经停电检测其绝缘电阻，阻值为 23MΩ，证明红外热像诊断准确。在 1997 年 5 月停电检修时予以更换。

## 2.2 合成绝缘子的劣化诊断

目前已有多家电力公司和组织机构开发了合成绝缘子带电检测和诊断技术。表 11.9-4 给出了 IEEE 等研究机构已开发出的离线和在线诊断技术。除了常规的一些诊断方法，还有针对合成绝缘子自身特性发展出的劣化诊断方法。

表 11.9-4 国外研究机构开发应用的合成绝缘子诊断技术表

机 构	诊断试验	测试地点
IEEE (美国)	绝缘电阻表	实验室+户外
	局部放电	实验室
	KIV (无线电干扰电压)	实验室
	热杆试验 (Hot stick)	实验室+户外
	泄漏电流	实验室+户外
EDE (法国)	加热	实验室
	红外热像仪	实验室+户外
	电场分布	实验室+户外
	声发射测试	实验室+户外
ESKOM (南非)	局部放电	实验室+户外
	夜间观察设备	户外试验站
EZH (荷兰)	红外热像仪	带电试验
IREQ/HQ (加拿大)	红外热像仪	带电试验+实验室
	电磁场分布	带电试验+实验室

### 2.2.1 直接观测法

目前对于复合绝缘子外部物理缺陷最为常用的方法是直接观测法，即用双筒望远镜在杆塔下观察以发现常见的表面缺陷如护套、伞裙、金具等部位有无开裂，有无电蚀损、粉化、漏电痕迹等，具体为：

- 1) 鳄鱼皮式的腐蚀（龟裂）或是伞裙呈现粗糙；
- 2) 外层介质材料上出现条痕或是裂纹；
- 3) 扩展绝缘子伞裙出现电击穿；
- 4) 伞裙或两端的铠装部位有裂缝；
- 5) 外部的覆盖层有裂纹；
- 6) 端部填充物的防潮密封件有损伤；
- 7) 绝缘子芯棒裸露；
- 8) 因闪络引起的绝缘子电介质材料密封或端部填充材料等损伤。

如有以上现象应立即更换绝缘子。但地面观察不够可靠，还需登塔检测。而且地面观察难以发现内绝缘故障如树枝状通道等。

### 2.2.2 憎水性检测方法

目前，适用于现场的憎水性测量方法主要是瑞典输电研究所提出的喷水分级法。该方法将复合绝缘子表面的憎水性分为 7 级并给出分级判据和标准图片，HC-1 级和 HC-7 级分别对应憎水性最强和最弱（即完全亲水）的状态。试验中，用普通喷壶对试品表面喷洒雾水，观察水分在试品表面的分布情况，对比分级判据和标准图片，即可得出绝缘子表面的憎水性状况。喷水分级法的缺陷是对人的主观判断依赖性较大。近年来，数码摄像技术和计算机数字图像处理技术

的发展为人们更为客观和精确地评价复合绝缘子表面的憎水性提供了一条新的道路。瑞典的研究人员通过对人工模拟老化的复合绝缘子试样用喷水分级法测量憎水性等级，同时拍摄喷水后绝缘子表面的数字灰度图像。利用计算机图像处理技术从大量数字灰度图像中提取出一个函数值和 HC 等级呈单调关系的数学函数（命名为憎水性指示函数），从而通过憎水性指示函数得出绝缘子的憎水等级。

我国生产的一种复合绝缘子憎水性带电检测仪适合于在线检测 110kV 及以上电压等级的输电线路复合绝缘子的憎水性状况，其喷水装置如图 11.9-10 (a) 所示。喷水装置单次出水量 10ml，一次测量喷水 3 次，一次喷水可完成 4~5 支绝缘子的憎水性测量。憎水性图片拍摄装置像素 400 万以上，10 倍光学变焦，存储容量 128M。在线检测的环境气候要求为：温度 4~50℃，风力 3 级及以下。测量用水电阻率小于 10μS/cm。实验室获取的绝缘子憎水性图像如图 11.9-10 (b)、(c) 所示。在绝缘子污闪高发期，检测到河南平顶山 220kV 输电线路两个杆塔复合绝缘子憎水性丧失严重，达到 HC7 级，如图 11.9-10 (d) 所示。

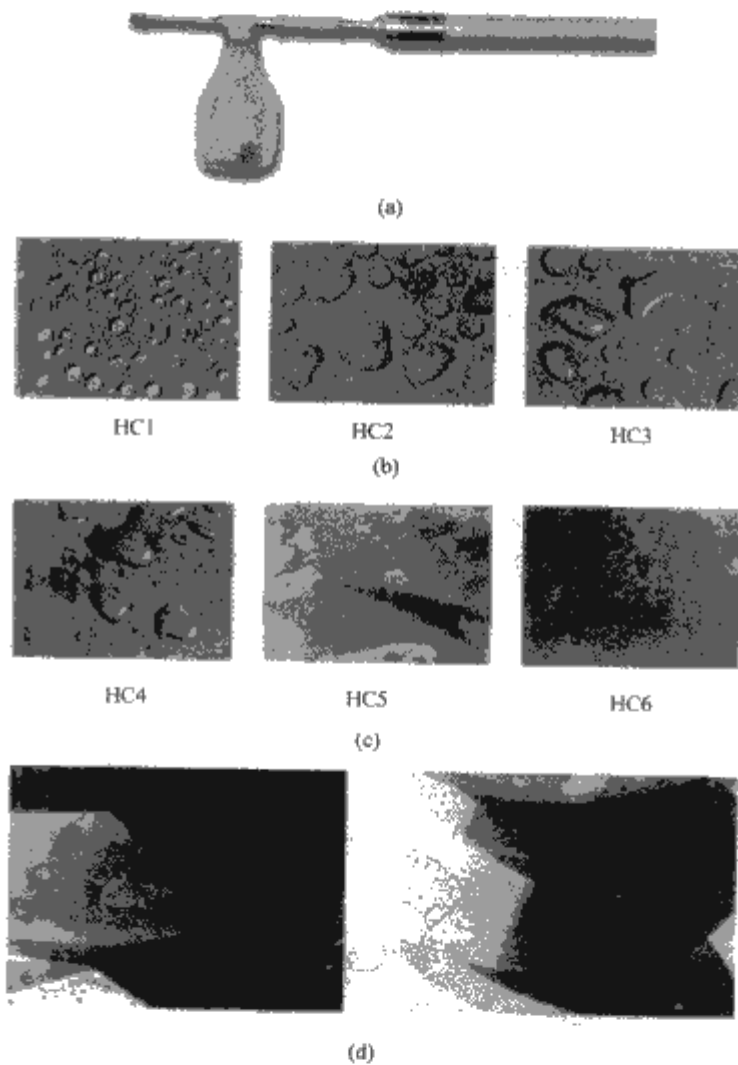


图 11.9-10 实验室及现场测得的憎水性图片  
(a) 喷水装置局部图；(b) 实验室获取的绝缘子憎水性图像（一）；(c) 实验室获取的绝缘子憎水性图像（二）；  
(d) 现场测得的憎水性图片

## 2.3 绝缘子污秽状态的诊断

国内外经过大量的研究及实践表明：受运行电压和温度及湿度影响的泄漏电流能全面真实的反映绝缘子污秽状况的有效信息，是所有污秽沿面放电检测参量中最有效的动态参量，能综合反映染污程度、运行电压以及气象参数（温度湿度等）的作用。目前国内外常用的泄漏电流检测方法大致包括：运行电压下泄漏电流的最大脉冲值；临闪前最大泄漏电



流值; 泄漏电流有效值等。

### 2.3.1 运行电压下泄漏电流的最大脉冲值法

在运行电压下流过绝缘子表面的最大泄漏电流脉冲幅值记为  $I_k$ , 图 11.9-11 为 X-4.5 型绝缘子 (3 片串) 人工污秽试验时获得的  $I_k$  和污秽程度及外施电压的关系曲线。

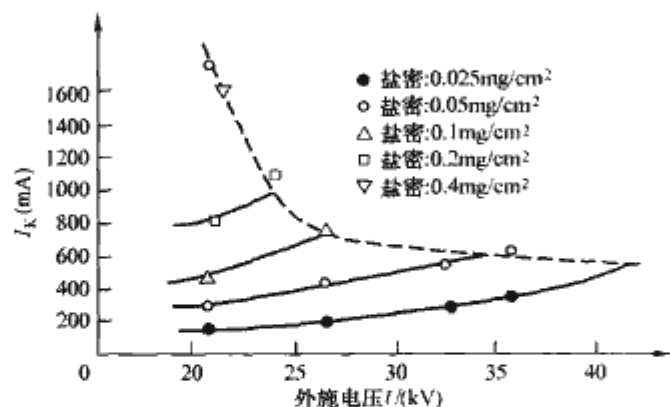


图 11.9-11  $I_k$  随电压及污秽程度变化的规律

由图中可知, 在相同电压下, 污秽程度越大测得的最大泄漏电流脉冲幅值也越大, 即可以通过对  $I_k$  的测量反映绝缘子的污秽程度。

### 2.3.2 临闪前最大泄漏电流值法

临闪泄漏电流与污闪电压之间存在确定的关系。临闪泄漏电流  $I_c$  是绝缘子污闪前的最大泄漏电流值, 也是污闪后的最小泄漏电流值。在临界点上测得的相应于闪络的泄漏电流必定是最大值, 否则就不会闪络。但不在临界点上的泄漏电流是忽大忽小的, 应在一定时间内测得的许多值中取其最大值来作为临闪前最大泄漏电流值。该值受绝缘子的形状、污秽的性质及成分、污秽的形式等因素的影响可以忽略不计, 因而它与污闪电压具有良好的相关性。以  $I_c$  来表征绝缘污秽程度就是最大泄漏电流法。

### 2.3.3 泄漏电流有效值法

泄漏电流有效值是所有泄漏电流特征参量中最容易检测和处理的, 也是被大家广泛认同的最有效特征量之一, 是一种常用的具有很高预测性的特征量。可以在数字域中取一定时间内的电流然后测定其有效值, 通过有效值的大小就可以判断出绝缘子污秽程度的大小了。下面详细介绍一种泄漏电流有效值的判断方法。

### 2.3.4 泄漏电流有效值在交流污秽放电过程中的应用

经过试验研究表明, 泄漏电流在交流污秽放电过程中具有三区段特性, 且三区段有各自的发展特性, 根据试验测得的泄漏电流有效值, 将三区段明确表示为安全区 ( $<50\text{mA}$ )、预报区 ( $<150\text{mA}$ ) 和危险区 ( $>150\text{mA}$ ); 预报区或危险区泄漏电流大容易检测但发展快, 往往没有足够的预警时间裕度; 安全区的泄漏电流虽很小, 但却有足够的时间预警, 因此应深入研究该区段的特性, 将预警提前至安全区段。

基于以上结论, 在实验室从安全区泄漏电流有效值 ( $<50\text{mA}$ ) 出发, 提取出三个有效值特征量, 分别是泄漏电流有效值均值  $I_{mc}$ 、泄漏电流有效值的最大值  $I_{maxc}$ 、泄漏电流有效值的标准差  $\sigma$ 。这三个特征量各自从不同的角度反映了染污绝缘子沿面放电发展中泄漏电流的变化特性。试验证明在相同运行条件下, 这三个参量的变化与绝缘子表面的污秽程度紧密相关, 在不同的污秽度下, 三个特征量的特性明显不同。

污闪的发生需要经过四个必备的过程, 即积污、污秽湿润、形成干燥带和局部电弧发展, 这四个过程都可以反映在泄漏电流的变化之中。对于相同电压等级线路中的绝缘子,

当污秽受潮湿润后, 绝缘子表面就会流过泄漏电流, 此时泄漏电流的大小直接反映了相同湿润条件下污秽度的不同, 也即污秽越重, 泄漏电流有效值的均值也越大; 随着泄漏电流的持续, 污秽表面会产生干带, 干带的厚度和宽度反映在泄漏电流上就是脉冲的大小, 也即泄漏电流有效值最大值的大小, 污秽越重则泄漏电流有效值最大值也就越大, 而泄漏电流有效值标准差则反映了脉冲的多少, 脉冲数量越多则标准差就会越大; 当条件适合时, 污秽足够重的表面会产生局部电弧, 局部电弧继续发展终极结果是闪络。泄漏电流有效值三个特征量从各自不同的角度反映了污秽沿面放电的不同发展阶段的特点。为此采用泄漏电流有效值均值及最大有效值和标准差三个特征量, 即

$$I_{mc} = \left[ \sum_{i=1}^N I_c(i) \right] / N \quad (11.9-1)$$

$$I_{maxc} = \max[I_c(i)] \quad (11.9-2)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N [I_c(i) - I_{mc}]^2}{N}} \quad (11.9-3)$$

式中:  $N$  为采样时段内所有采样点数;  $I_c(i)$  为各采样点的有效值;  $I_{mc}$  为有效值均值;  $I_{maxc}$  为有效值中的最大值;  $\sigma$  为有效值与均值的标准偏差。

其中  $I_{mc}$  反映了当前泄漏电流的基本大小,  $I_{maxc}$  反映了当前最大的脉冲电流值, 是一个受污秽度变化影响显著的特征量, 而  $\sigma$  则从另一个角度反映了泄漏电流各个采样值与均值之间的偏差度, 也即泄漏电流的分布离散程度。三个特征参量互为补充, 从不同角度描述的当前泄漏电流的特点, 全面地反映出单一有效值所不能反映的很多污秽状态特征。

为进一步对比分析三个特征量与绝缘子型号以及污秽度的关系, 根据试验得出不同污秽度下两种绝缘子泄漏电流有效值的三个特征参量, 分别如下图 11.9-12 ~ 图 11.9-14 所示。

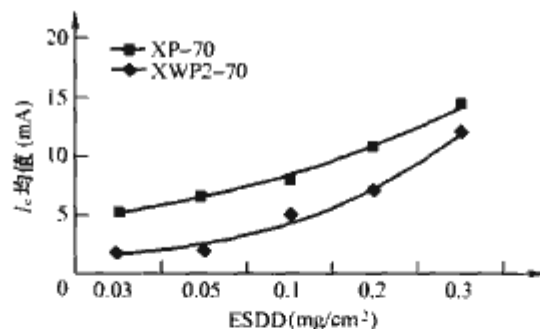


图 11.9-12 污秽度与  $I_c$  均值的关系

由图 11.9-12 可见, 对于普通型绝缘子, 污秽越重泄漏电流有效值均值  $I_{mc}$  也越大, 呈近似指数上升趋势; 同样的规律也适用于防污型绝缘子  $I_{mc}$ , 且可以看出普通型绝缘子的  $I_{mc}$  在各个不同污秽等级上均大于防污型绝缘子的  $I_{mc}$ 。

$$I = \frac{U}{R} = \frac{U}{L} \pi D r_s = \frac{U r_s}{f} \quad (11.9-4)$$

$$f = \int_0^L \frac{dl}{\pi D} = \frac{L}{\pi D} \quad (11.9-5)$$

其中  $f$  为绝缘子的形状系数,  $r_s$  为污层表面电导率,  $L$  为绝缘子泄漏距离。根据试验测得  $I_{mc}$  (mA) 与污秽度  $S$  的关系可以拟合出 XP-70 和 XWP2-70 各自的回归方程如下

$$I_{mc} = 22.55 S^{0.4295} \text{ (mA/3 片 XP-70)} \quad (11.9-6)$$

$$I_{mc} = 30.74 S^{0.8518} \text{ (mA/3 片 XWP2-70)} \quad (11.9-7)$$

上两式的拟合度都在 0.95 以上。

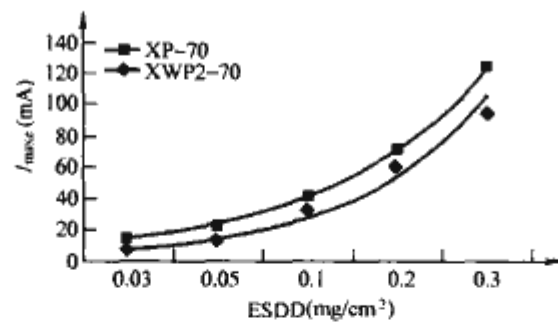


图 11.9-13 污秽度与  $I_{\max}$  关系

由图 11.9-13 可知，最大值泄漏电流有效值  $I_{\max}$  随着污秽度的增加逐渐增长，呈现出近似指数拟合关系，且普通型绝缘子的  $I_{\max}$  (mA) 要大于防污型绝缘子。回归拟合公式如下

$$I_{\max} = 323.72S^{0.8913} (\text{mA}/3 \text{ 片 XP-70}) \quad (11.9-8)$$

$$I_{\max} = 394.62S^{1.1267} (\text{mA}/3 \text{ 片 XWP2-70}) \quad (11.9-9)$$

以上两式的拟合度都在 0.97 以上。

泄漏电流有效值标准偏差  $\sigma$  反映了各个采样时刻泄漏电流有效值与其均值之间的偏差度，是一个和局部放电所产生的脉冲大小和频率有关的特征量，其大小也是直接受污秽程度的影响。如图 11.9-14 所示，随着污秽度的增长， $\sigma$  也逐

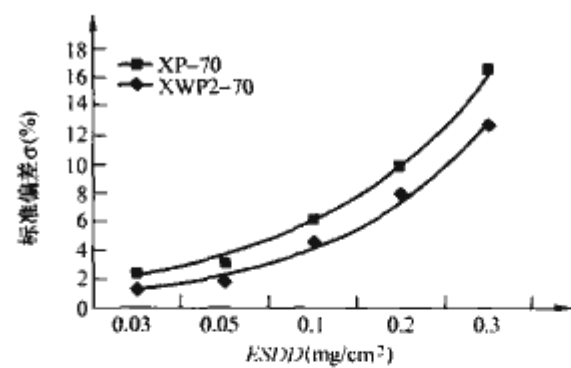


图 11.9-14 污秽度与  $I_e$  标准偏差  $\sigma$  的关系

步增大，且普通型的  $\sigma$  (%) 均大于防污型，其与污秽等级  $S$  关系的拟合回归方程如式 (11.9-10) 和式 (11.9-11) 所示。

$$\sigma = 41.65S^{0.8329} (\%/3 \text{ 片 XP-70}) \quad (11.9-10)$$

$$\sigma = 39.49S^{0.9818} (\%/3 \text{ 片 XWP2-70}) \quad (11.9-11)$$

该回归方程的拟合度均在 0.96 以上。

综上所述，泄漏电流有效值是最容易测量获取的污秽特征动态参量之一，对它进行深入研究，提取出适当的特征参量，能对污秽预测提供更加准确的判断依据；提取出的泄漏电流有效值三个特征参量从各自不同的角度反映了当前染污绝缘子表面的污秽度状况，且污秽越重三个特征量也越大。



# 第 10 章 架空输电线路和变电站的过电压在线监测

## 1 过电压在线监测的基本原理

随着高电压、大电网的迅速建设与发展,过电压对电网安全运行的影响越来越受到人们的重视。特别是近年来,电气设备绝缘事故时有发生,给电网和工农业生产带来了巨大的损失。要正确分析事故原因就需要研制一种高性能、自动化的在线监测设备,以实现在过电压发生时能完整准确地记录下故障电压的实际变化过程,记录保存过电压的波形和各种参数,为了解事故发生前后过电压的情况和发生过程中对电网电压的影响提供准确的资料,为运行人员分析事故原因提供可靠的依据。

### 1.1 过电压在线监测系统的组成

过电压在线监测系统一般由电压传感器、信号调理电路、触发电路、数据采集卡、工控机及后台分析软件构成,其构成原理如图 11.10-1 所示。当电网出现过电压时,触发电路产生相应的触发信号,起动数据采集卡将经过信号调理电路的过电压信号转换为数字信号,并以文件形式保存在计算机硬盘上。工控机运行的后台数据分析软件具有过电压数据特征信息提取、分类模式识别等功能,主要完成对过电压数据的分析处理。

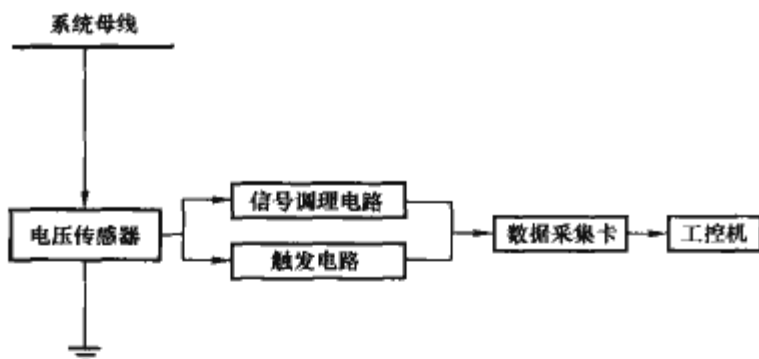


图 11.10-1 系统构成原理框图

(1) 电压传感器。电力系统过电压信号的数据采集装置包括针对配电网的分压式传感器和针对高压电网的电压传感器。为了实现过电压波形的完整采集,要求电压传感器具有完善的保护措施、良好的频率响应特性、较宽的频带、较强的抗干扰能力;为满足挂网运行的需要,要求电压传感器具有较高绝缘水平和较小的体积。

(2) 信号调理电路。由于电压传感器输出的电压信号幅值较大,一般不能直接通过数据采集卡进行采集,同时该电压信号中还不可避免地混有多种噪声信号。目前主要采用信号调理电路实现二次分压、信号滤波以及阻抗隔离。一种较为典型的实现方法是让电压传感器输出的电压信号首先通过阻容二次分压网络,然后经电压跟随器阻抗隔离后输入到二阶有源低通滤波电路滤出高频干扰,最后送至数据采集卡进行数字化。

(3) 触发电路。当电网出现过电压时,由触发电路为数据采集卡提供外触发信号,保证任一相电压达到或超过预先设定的门限电压时都能对过电压波形进行及时、完整记录。

一般要求触发电路的触发电压可调,以实现针对不同强度过电压的数据采集。

(4) 数据采集卡。为了保证三相过电压信号的同步采样,目前一般采用一块三通道高速数据采集卡或采用两块两通道高速数据采集卡并联来实现。同时还要求高速数据采集卡一般应具备以下功能:①支持软件触发和外部触发两种触发方式,并支持内外两种时钟模式;②有预触发功能,能够观察触发前的波形,便于确定过电压的起始相位;③支持中断和查询两种方式等三个方面的主要功能。

(5) 后台软件。后台软件设计的总体思路是把数据采集软件和过电压波形分析软件分开设计。数据采集软件主要通过通过对相关硬件电路的控制实现过电压的采集功能;波形分析软件对采集得到的波形参数进行分析,以便能脱离监测系统硬件环境,在任意计算机上实现对采集波形资料的分析。

1) 数据采集软件流程。数据采集软件主要完成过电压波形的采集,一般可以采用如图 11.10-2 所示的程序流程。系统管理员只需在第一次设置好采样的各种参数后,计算机自动完成所有信号的采集并将过电压波形数据存到硬盘,以便于进行各种分析。

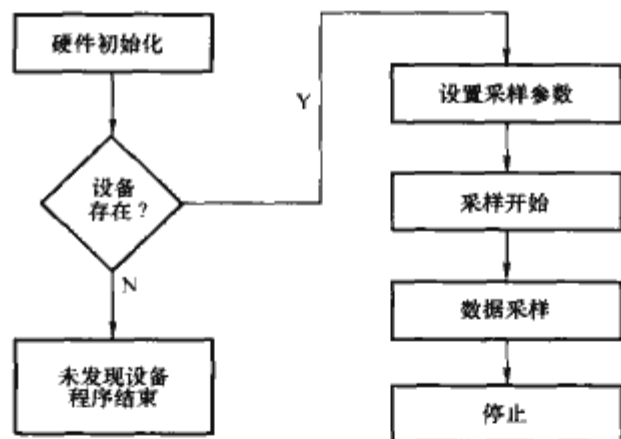


图 11.10-2 数据采集程序流程图

2) 波形分析。波形分析软件主要完成对采集到的数据进行分析,一般可采用如图 11.10-3 所示的逻辑结构。其主要分析功能如下:①根据波形分析过电压发生的时刻;②过电压波形显示。要求能同轴显示 A, B, C 三相电压波形和单个电压波形;③测量过电压的幅值、波头和波尾时间等多种特征参量;④利用 FFT 模块对电压信号进行频谱分析;⑤数据处理模块对采集的数据进行数字滤波、滤除干扰信号、局部压缩、放大等处理。

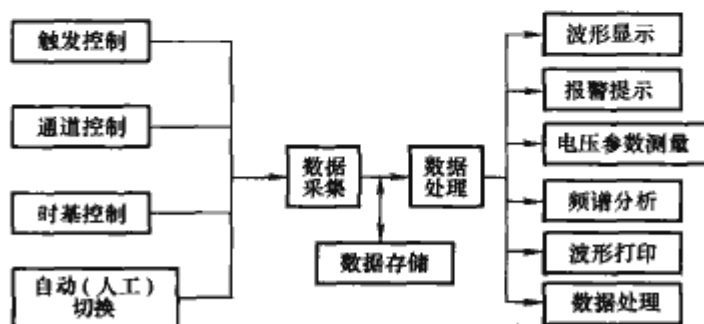


图 11.10-3 后台软件逻辑结构框图



## 1.2 电压传感器

电压传感器是过电压在线监测装置最关键的部件,也是过电压准确测量的前提和基础。目前,常用的电压传感器主要有光纤电压传感器、低阻尼电容分压传感器、电阻式电压传感器和新型组合式电压电流传感器等几种。

### 1.2.1 光纤电压传感器

光纤电压传感器的基本原理是基于石英晶体的反压电效应,利用地与高电势间电场的线积分来实现高电压( $\geq 420\text{kV}$ )测量。利用电场线积分的方法求电压可有效防止邻近电场的干扰,以确保信号不受电场分布的影响。该类传感器可用于空气绝缘的室外电力系统。

图 11.10-4 是一种基于反压电效应光纤电压传感器的基本结构。该光纤电压传感器由传感晶体、单模传导光纤和光源/探测器等三个主要部分构成。其中,传感晶体包括石英晶体和双模传感光纤两部分,双模传感光纤以不变的间距和确定的张力绕在具有 1 个三重晶轴(Z-轴)和 3 个二重晶轴(X-轴)的石英晶体表面。传感晶体的纵向传感轴与石英晶体的一个二重晶轴重合。当沿纵向传感轴加上交流电压时,石英晶体会沿 Y 轴方向产生随交流电压变化的压电形变,该压电形变由双模传感光纤进行传感输出。

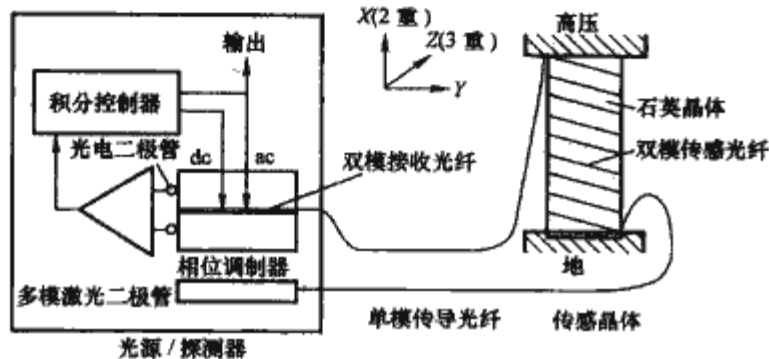


图 11.10-4 基于反压电效应光纤电压传感器的基本结构

### 1.2.2 低阻尼电容分压传感器

低阻尼电容分压传感器是在纯电容分压器的高低压臂中串联阻尼电阻而构成的。高压臂的阻尼电阻不仅可以消除高压引线上的反射波,而且还能阻止分压器内部的振荡。低压臂的阻尼电阻可以有效地抑制低压臂回路的振荡。因此,低阻尼电容分压器可以获得相当好的响应特性,是一种通用型的分压器,可用于测量各种类型的冲击电压。

图 11.10-5 是一种低阻尼电容分压传感器的结构原理图。图中  $C_1$  和  $C_2$  分别是高低压臂电容,  $R_1$  是阻尼电阻,  $R_2$  是匹配电阻。

低阻尼电容分压器的性能与分压器的结构元件及参数的选择、制作工艺等有关。在制作分压器时应注意以下几个问题:

1) 高压臂阻尼电阻应均匀分布,可用镍铬丝以无感绕法绕制。

2) 分压器的低压臂是影响分压器性能的关键,低压臂要由多个元件组成,并遵循同轴布置的原则进行排列,以减小电感。

3) 为了使分压器接入被测点而不影响电网的参数。分压器的高压臂的电容值不能太大,但也不能过小,否则杂散电容的影响变大,增加幅值误差。一般高压臂电容取  $200 \sim 300\text{pF}$ ,低压臂电容值,可以根据分压器的变化来确定。

4) 分压器中阻尼电阻值选的不能过大,否则会影响分压器的响应特性。

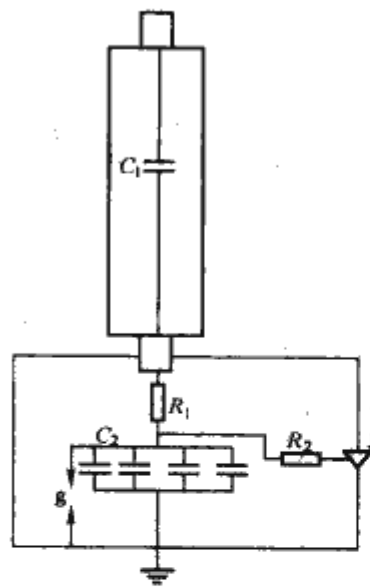


图 11.10-5 低阻尼电容分压传感器的结构原理图  
g—保护间隙; j—电缆接头

5) 高低压臂均应选择同种材料和类型的电容元件,以保证相同的特性。由于聚苯乙烯电容的电容值比较稳定,受频率和电压的变化影响小且具有负的温度系数,因此,可选聚苯乙烯电容作为高低压臂电容元件。在制作分压器前要对电容元件的以下 3 个特性进行测试,即温度特性,频率特性和电压特性。

6) 在分压器的高压侧加金属电极,低压臂用金属盒屏蔽,金属盒尽可能加厚。

### 1.2.3 电阻式电压传感器

电阻式电压传感器由高压臂电阻  $R_1$  和低压臂电阻  $R_2$  组成,电压信号在低压侧取出。为防止低压部分出现过电压,以保护二次测量装置,需在低压电阻上加装一个放电管或稳压管,使其放电电压恰好略小于或等于低压侧允许的最大电压。由于大地及高压部分对分压器电场产生影响,存在分压器对地杂散电容和分压器对高压部分的杂散电容。在高电压下,电阻尺寸显著增加,必须考虑它们的分布电容。在考虑上述分布式的杂散电容后,得到分压器的等效电路,经过进一步的分析可知,在分压器末端有

$$U_1 \approx \frac{1 + j\omega R_H/2 - \omega^2 R^2 (C_H + C_G) C_H / 24}{1 + j\omega R (C_H + C_G) / 6 - \omega^2 R^2 (C_H + C_G)^2 / 120} \quad (11.10-1)$$

$$\frac{x}{L} U_1 \approx A \theta \frac{x}{L} U_1$$

式中:  $x$  为被讨论点距分压器接地端的距离;  $L$  为电阻长度;  $R$  为电阻阻值;  $U_1$  为被测电压;  $C_H$  为高压引线对分压器本体的杂散电容;  $C_G$  为地对分压器本体的杂散电容;  $A$ ,  $\theta$  为式  $\frac{1 + j\omega R_H/2 - \omega^2 R^2 (C_H + C_G) C_H / 24}{1 + j\omega R (C_H + C_G) / 6 - \omega^2 R^2 (C_H + C_G)^2 / 120}$  的幅值和相角。

分析式 (11.10-1) 可知,由于存在分压器对地杂散电容  $C_G$  和分压器对高压引线及高压端的杂散电容  $C_H$ ,电阻式分压器存在误差,高压部分与分压器之间的电容对分压器误差产生的影响,在一定程度上可以减小分压器的相角误差和幅值差。

### 1.2.4 组合式电压电流传感器

图 11.10-6 是一种由罗戈夫斯基 (Rogowski) 线圈结构

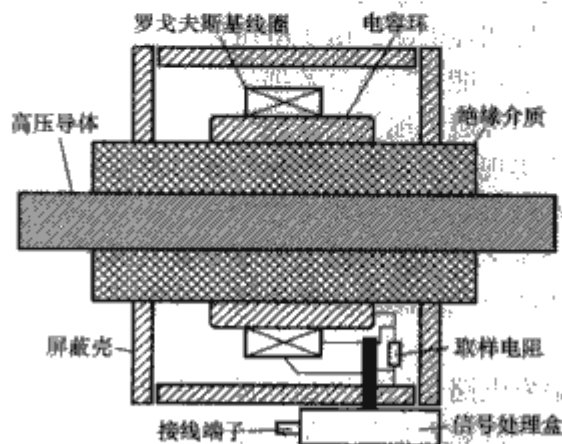


图 11.10-6 组合式传感器结构示意图



的电流传感器和阻容分压器构成的组合式电压电流传感器的结构示意图。罗戈夫斯基线圈结构的电流传感器具有重量轻、无磁饱和现象等优点，在很宽的频带（0.1Hz~1MHz）内都有很好的线性度。以电容环为高压臂电容的阻容分压器具有体积小、重量轻等优点，可消除 TV 固有的铁磁谐振问题。当高压导体通过电流时，在罗戈夫斯基线圈两端感应出电动势，经信号线引出至信号处理盒内；取导体环与高压侧导体之间的分布电容为高压臂电容，再串联一取信号电阻  $R_d$ ，其上的电压信号经电缆线传送至信号处理盒内，由输出端子输出。信号处理盒内装有对两路信号进行积分等处理的电子线路，电源由接线端子引入。

### 1.3 监测信号的触发

触发电路主要实现与预先设定的参考电压比较，当电网发生过电压事故时，能迅速启动数据采集卡上的 A/D 转换器进行采样。图 11.10-7 是一种采用双比较器组成的窗口检测触发电路，能对不同极性的过电压进行触发判断，保证对不同极性过电压的有效触发。

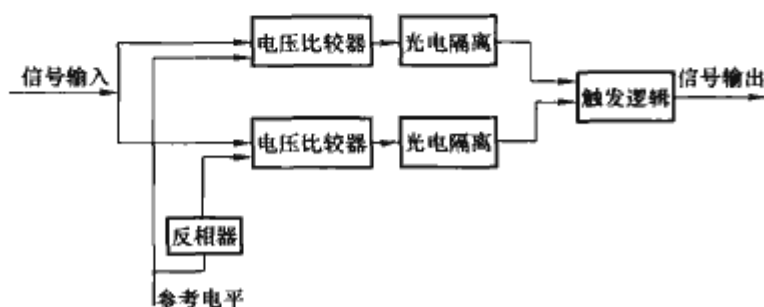


图 11.10-7 触发电路原理框图

该触发电路由反相器、电压比较器、光电耦合器和触发逻辑门电路组成。输入信号分两路进入触发电路，两个电压比较器分别实现正、负极性电压比较触发。电压比较器参考电平由同一参考电压源提供，其中负极性电压比较参考电平由参考电压源输出经反相器提供，由此实现正负参考电平同步调节。电压比较器输出经光电隔离，送至与非门形成触发逻辑电平。

## 2 典型应用实例

目前，用于电网中过电压的在线监测装置基本上都采用 DSP 技术，一般由 DSP 系统及 A/D 转换采样电路组成监测系统的前台机，后台计算机由工业控制计算机构成，能实现多路电压信号的同步采样，其基本原理框图如图 11.10-8 所示。

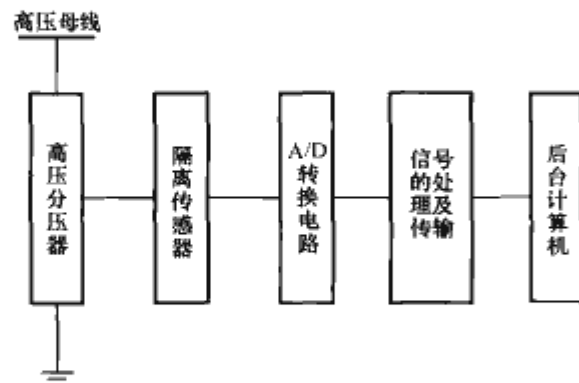


图 11.10-8 基于 DSP 技术的过电压在线监测装置框图

装置的硬件分为信号采样、A/D 转换、数据的处理及传输等三个主要部分。信号采样部分主要是高压分压器和光电隔离传感器。高压分压器采用低阻尼电容分压器，不仅可

保留纯电容分压器的上述主要特性，而且可很好地解决纯电容分压器存在的振荡问题。光电隔离传感器采用 WB121 隔离型电压传感器，能有效地解决隔离、共地、共模干扰等关键问题，并能直接与 A/D 转换器接口相连。

数据采集系统以 DSP 芯片为核心，具有采集速度快、精度高等优点。图 11.10-9 是一种典型数据采集单元的硬件框图，该装置的数据采集单元核心由 AD7664 转换器和 TI 公司的 TMS320C32DSP 芯片构成。10kV 的高压母线电压经高压分压器分压和隔离传感器降压后接入 A/D 转换器，前置电路峰值为  $\pm 1V$ 。电压信号经过前置调节电路变为 A/D 转换芯片的量程之内后再进行数模转换。装置采用串行通信接口，通过 RS-232 总线实现 DSP 与后台计算机之间的异步通信。

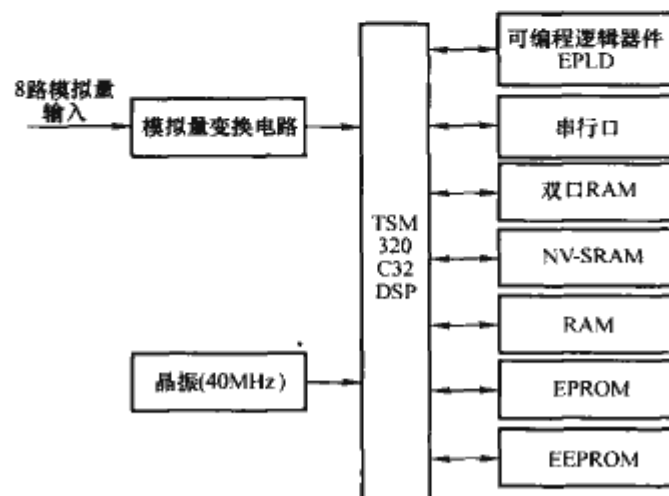


图 11.10-9 数据采集单元的硬件框图

软件系统主要包括 DSP 控制软件和后台计算机管理软件两个部分，其中实时要求性很强的 DSP 控制软件采用汇编语言编程，其主程序流程如图 11.10-10 所示。

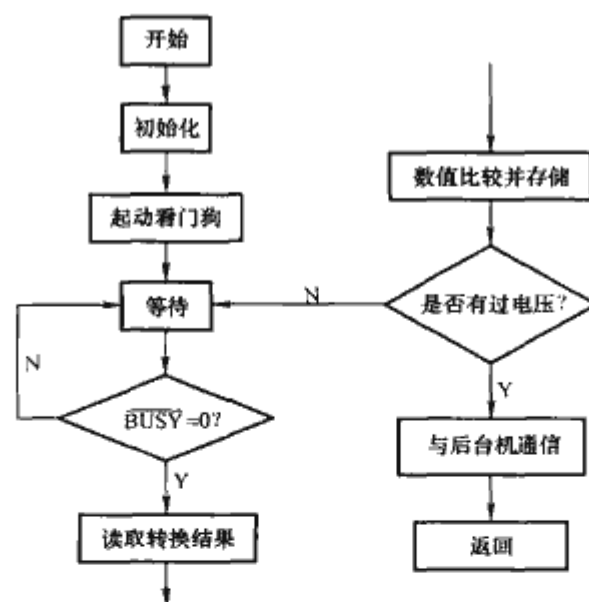


图 11.10-10 主程序流程图

该装置能监测过电压产生的过渡过程，记录系统从正常转为异常的电压波形。对电压的每个工频周期采集 200 个数据，即每路信号以 10kHz 的速率采集。采集到的数据通过 DSP 暂存于数据存储器中，同时 DSP 对采集到的数据与预先设定的基准值进行比较，判断系统是否有过电压产生。存储器中共记录 20 个周期的数据，满 20 个周期后下一工频周期的数据将覆盖所记录的最早数据，以保证数据存储器中有连续的 20 个周期数据。当程序判断有过电压产生时，向后台计算机发出信号使其准备接受数据，记录数据后 DSP 通

过 RS232 总线与后台计算机通信，将数据传输给计算机。

后台操作管理软件是在线监测系统智能化程度的直接体现，实时监测与系统总线相连的计算机接口，当有数据传入时，按通信规约接收数据并将数据存盘。其程序流程如图 11.10-11 所示。数据处理模块能自动对数据进行平滑纠错，

计算出表征各相电压特性的各种数据（包括电压幅值、频率及过电压倍数等），并以图形形式直观显示。数据库管理模块保存电压的参数及时间信息，具有查询和再现历史数据以及后台打印与在线帮助等辅助功能。

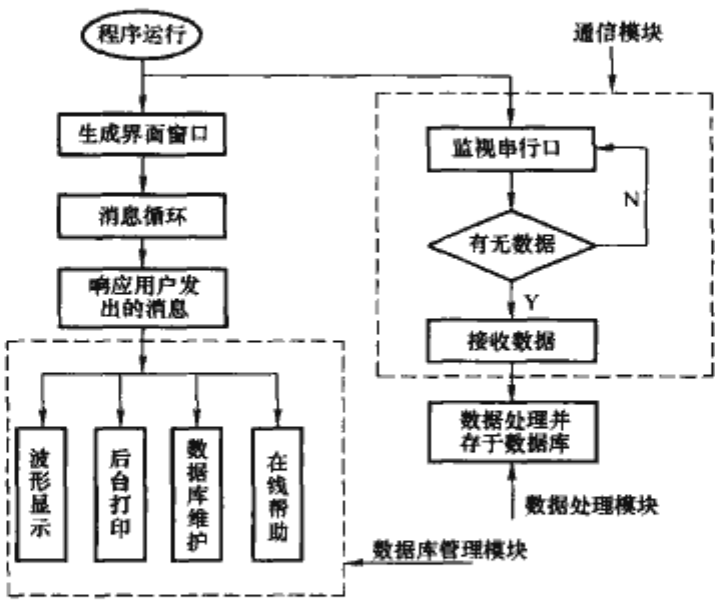


图 11.10-11 后台管理程序流程图



# 第 11 章 输变电设备故障的红外诊断

运用红外非接触测温技术的红外诊断能够实现对输变电设备的热故障检测。其特点是安全性强，监测准确，能在数毫米大小的目标上检测其温度场的分布，且操作便捷。红外诊断技术在准确判断设备故障、有效降低维修费用和保证安全可靠供电方面有着良好的效益，已成为众多输变电设备在线故障诊断的重要手段。除电力行业外，还广泛应用于化工、冶金、铁路等各个领域。

## 1 红外热成像的基本原理

### 1.1 各种红外检测仪的特点比较

目前广泛应用的红外检测仪器有红外点温仪、红外热电视和红外热像仪。三者的特点比较如表 11.11-1 所示。

表 11.11-1 各种红外检测仪器的特点比较

检测仪器	特 点
红外点温仪	轻便、直观、快速、价廉，只能测量设备表面上某点周围小面积的平均温度；不能显示图像；灵敏度不高；使用时必须处于“热稳定状态”，效率不高
红外热电视	可在室温下工作而不需制冷，结构简单、成本低、使用和维护方便。其性能如灵敏度等远远超过红外点温仪；能够成像
红外热像仪	效率高、判断准确、图像直观、安全可靠、不受电磁干扰、非探测距离远和检测速度快等；对悬空的、运动中和带电的设备更具有突出优点；一般在 30℃ 时灵敏度可达 0.12~0.029 0，可以分辨出设备表面的零点几度的温差，从而可诊断出设备热状态的微小变化

由于红外热像仪具有成像质量好、抗干扰强等优点，它是检测电气设备温度异常隐患的理想仪器。此处仅对红外热像仪进行阐述。

### 1.2 红外热像仪成像的工作原理

红外热像仪有光机扫描式红外热成像系统、全固态自扫描成像系统和使用焦平面阵列探测器的红外热像系统三种。目前，焦平面热像仪的探测器由单片集成电路组成，处于整个视场内的景物聚焦成像在这片集成电路上，像普通照相机一样，使系统免除光机扫描式红外热成像系统的机械扫描。因此，这种热像仪有更高图像清晰度，动态效果更佳，可靠性更好，重量更轻，使用碲化铋 Insb 材料的焦平面热像仪温度分辨可达 0.025℃，采样显示率可达 60 帧/s。

图 11.11-1 为焦平面热像仪的工作原理框图。图中红外热像仪接收到从被测目标表面所辐射的红外能后，经光学系统会聚，使红外线正好落在红外探测器的焦平面上，经探测器的光电转换，将设备的红外能转变成电能，再经过一系列的电信号处理，在热像仪的取景器上就可得到所测设备的热图像。通过直观的热图像，找出图像中的温度异常点后即可测出其温度值。焦平面热像仪根据红外探测器的特性，有些需要在低温下工作，要采用制冷器；目前，采用微型辐射热

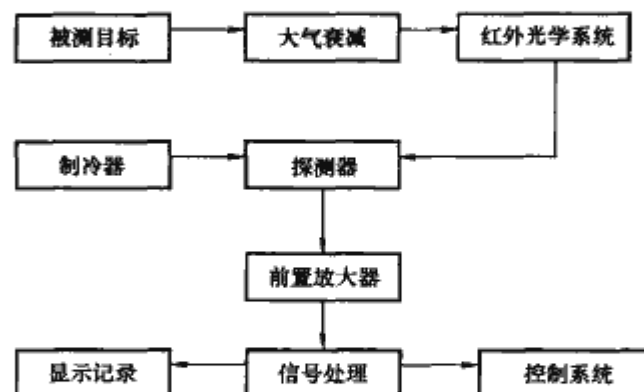


图 11.11-1 红外热像仪成像的工作原理框图

量热探测器（也称热探测器）的非制冷焦平面阵列凝视红外热像仪不需要制冷器，在生产实际中得到了大量推广应用。

### 1.3 红外热像仪的测温方法

(1) 模拟量测温方法。较早期的红外热像仪主要采用模拟量测温方法。该方法是利用热像仪输出的视频模拟信号测量物体的温度，实质上就是测量物体视频信号的幅度。由于热像仪输出的视频信号与物体温度并非呈线性关系，所以需要根据事先经过严格标定的曲线才能把测量结果换算成被测物体的表面温度。模拟量测温法实际上是利用等温功能和定标曲线测量物体温度的方法。当进行精确测温时，需要一个温度已知的参考源（通常为黑体）作为热像仪的参考温度，且参考源的温度值应该与被测物体温度相似。由于这种测温方法比较麻烦，准确性较差，所以现在的红外热像仪已基本不再使用。

(2) 智能化测温方法。智能化热像仪运用微处理器避免了模拟量的非线性校正和叠加的繁琐过程。微处理器通过多路模拟开关和 A/D 转换器分别获得被测物体图像信号电压与参考黑体温度电压的数值，然后根据各自的函数关系计算得到温度值，该方法较模拟量测温更为准确。当计算温度时，只需要输入物体表面发射率和环境温度，由计算机程序对温度值进行修正，就能够得到被测物体表面的真实温度。

(3) 软件化测温方法。先进的红外热像仪都配置有完整的图像处理系统，它包括相应的硬件和软件。运用其中的图像分析软件，在采集红外热图像的同时，只要把测量参数（如镜头参数、光圈、测量范围等）记录到图像信息中去，利用该软件，可以随时测量并显示出目标及其热图像上任意位置点温度值的精确结果和区域分析结果等。这是目前应用较多的方法。

## 2 输变电设备故障的红外成像诊断分析

输变电设备的故障形式从红外诊断角度划分，可以分为外部故障和内部故障两大类。

### 2.1 输变电设备外部故障的红外成像诊断

外部故障主要是指外界可以直接观测到的设备部位所发生的故障。其中含有两种情形：一是长期暴露在大气中的各种裸露电气接头因接触不良等原因引起的过热故障；二是由

于设备表面污秽或机械力作用引起绝缘性能降低导致的过热故障。

外部故障主要包括由于各种导电部件的连接或结合不良而引起的过热故障。这类故障只需根据热像图直观地找出过热部位，并测出最高温度，进行分析评定即可。采用红外成像技术可以有效地诊断的输变电设备的外部缺陷，见表 11.11-2。

表 11.11-2      红外成像技术诊断输变电设备的外部热缺陷

设 备	常见故障类型
隔离开关	触头部位及导线的引流线夹接触不良等引起的过热
互感器	接头接触不良、二次端子接触不良
断路器	外部接头接触不良
绝缘子	裂纹及劣化、污秽或出现零值
穿墙套管	引流接头接触不良，支撑板未开缝造成的涡流发热
高压电缆	电缆头过热、外部接头接触不良
避雷器、 耦合 电容器	接地不良
导线	松股或断股造成的发热、二次回路或低压回路导线过热等
变压器	外部导电回路连接不良，冷却装置及油路系统故障，漏磁引起的箱体涡流等
电抗器	中性点接触不良或接地不良、外部接头接触不良

部分外部缺陷诊断实例：

(1) 隔离开关铜铝接头的过热缺陷，典型图像如图 11.11-2 所示。

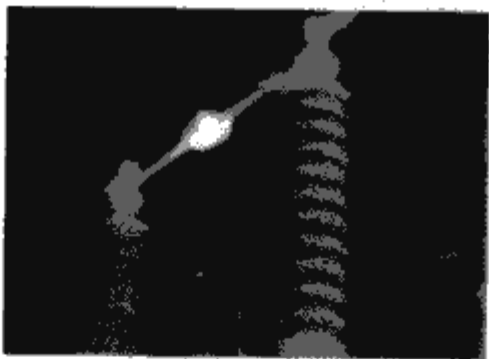


图 11.11-2    隔离开关铜铝接头过热缺陷

(2) 穿墙套管接头松动的热缺陷，典型图像如图 11.11-3 所示。

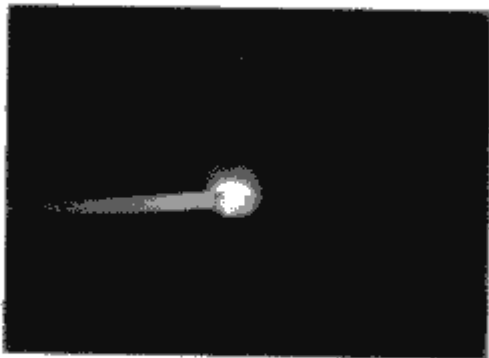


图 11.11-3    35kV 穿墙套管连接不良

(3) 变压器与外部载流导体连接不良或松动，典型图像如图 11.11-4 所示。

(4) 导线线夹过热，典型图像如图 11.11-5 所示。

(5) 变压器漏磁和箱体涡流故障，典型图像参见图 11.11-6、图 11.11-7。

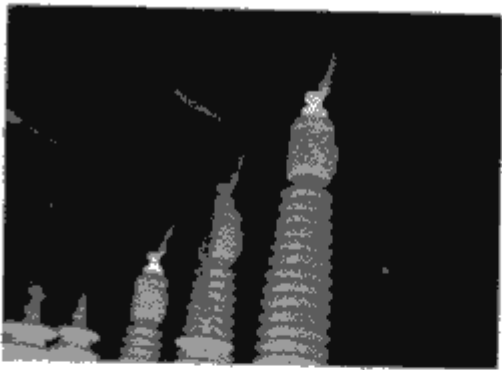
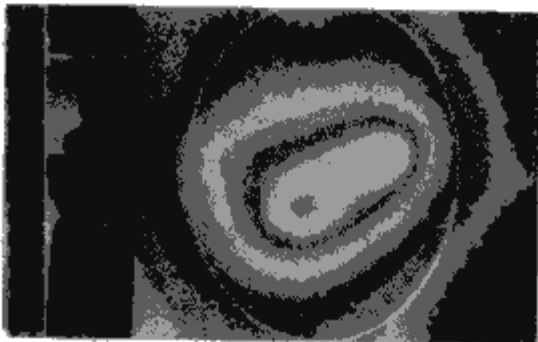


图 11.11-4    变压器套管外连接不良



图 11.11-5    导线线夹连接不良



(a)



(b)

图 11.11-6    变压器漏磁和箱体涡流故障  
(a) 变压器涡流损耗引起箱体发热；  
(b) 变压器箱体顶部过热

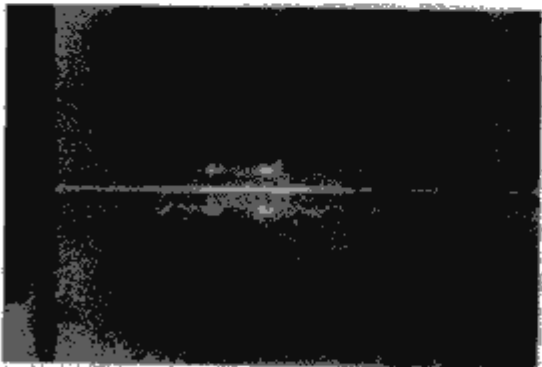


图 11.11-7    220kV 变压器箱体  
严重涡流引起局部过热



## 2.2 输变电设备内部故障的红外成像诊断

输变电设备的内部故障经热传导延伸出的过热缺陷比较隐蔽，目前并没有固定的规律可循。其过热故障点密封在绝缘材料或金属外壳中，由于红外线的穿透能力较弱，红外辐射基本不能穿透绝缘材料和设备外壳，因而无法直接用红外热像仪检测到设备内部热缺陷。但内部热缺陷一般发热时间较长而且比较稳定，故障点的热量可以通过热传导和对流置换，与故障点周围的导体或绝缘材料发生热传递，引起这些部位的温度升高，尤其是与之连接的导体也是传热的良导体，从而能引起显著的温升效应。因此，通过对设备的红外检测、热像图的综合分析可以发现其内部是否存在发热缺陷。采用红外成像技术可以有效诊断的设备内部缺陷，见表 11.11-3。

表 11.11-3 红外成像技术诊断电力设备内部热缺陷

设 备	常见故障类型
变压器	变压器绕组、铁心过热
断路器	内部的动、静触头接触不良，内部油绝缘不良
电压/电流互感器	油绝缘不良或缺油引起的内部放电和爆炸隐患
高压电缆头	三相分叉处因密封不良或缺油，受潮与老化而引起的过热
高压套管	缺油，油绝缘不良
避雷器	内部受潮及阀片老化
各种高压设备	内部连接不良引起的内部过热

内部故障的诊断比较复杂，现场检测要耐心细致，红外检测工程师要掌握诊断的规律性，尤其是内部故障属性与对应的红外热像图的特征关系。

部分内部缺陷诊断实例：

(1) 变压器套管缺油故障，典型图像如图 11.11-8 所示。

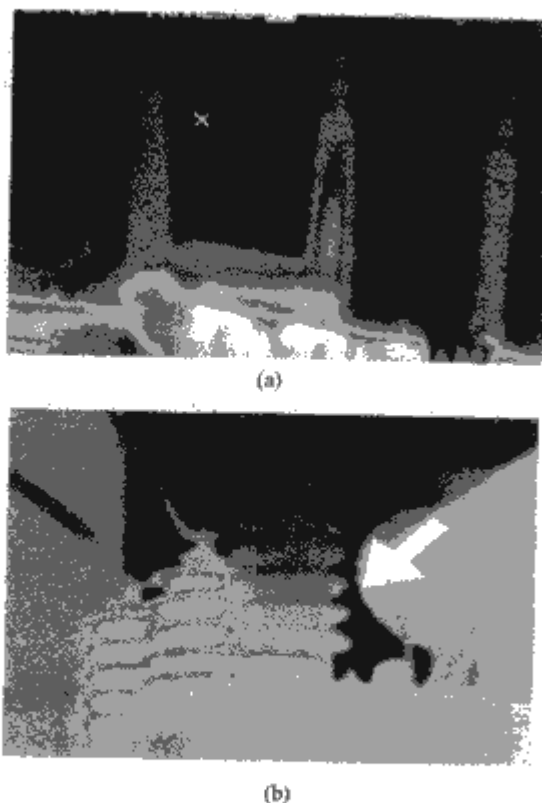


图 11.11-8 变压器套管缺油时呈现的局部发热图像  
(a) B 相套管缺油发热；(b) A、B 两相套管缺油发热

(2) FZ 避雷器内部过热故障，典型图像如图 11.11-9 所示。

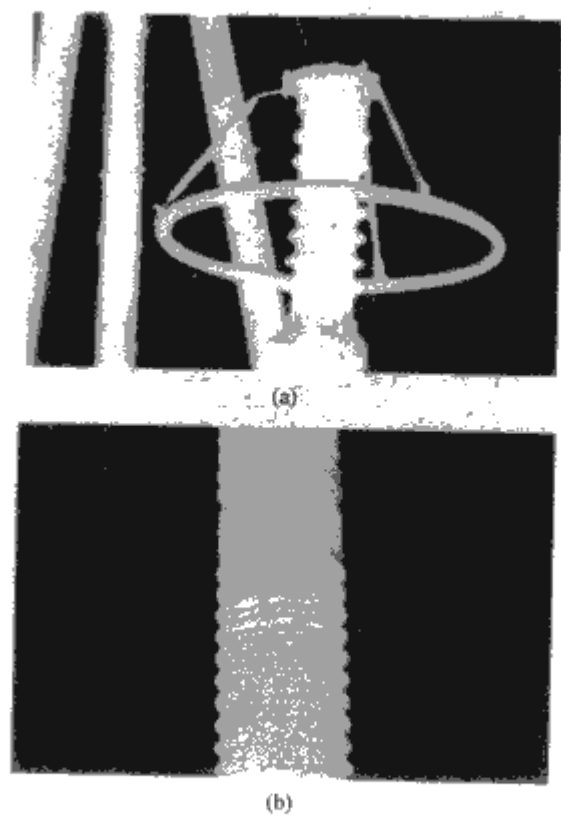


图 11.11-9 避雷器内部过热故障  
(a) 避雷器顶部过热；(b) 避雷器中部过热

(3) 高压断路器内部过热的缺陷，典型图形如图 11.11-10 所示。



图 11.11-10 高压断路器触头接触不良

(4) 耦合电容器内部过热的缺陷，典型图像如图 11.11-11 所示。

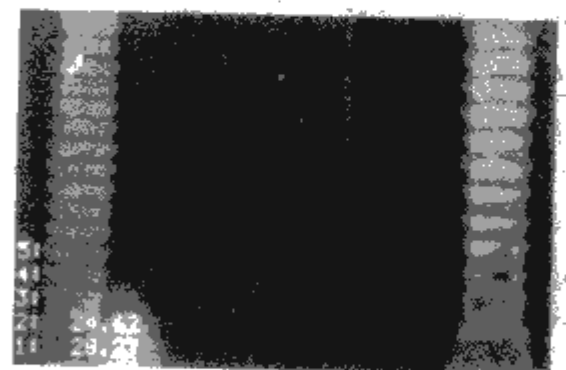


图 11.11-11 耦合电容器内部损耗异常

(5) 变压器冷却装置及油路系统故障的诊断，典型图像参见图 11.11-12。

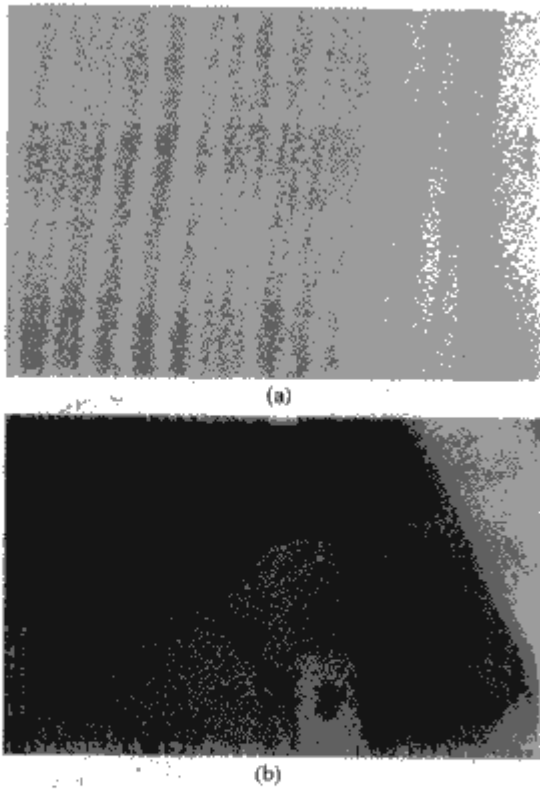


图 11.11-12 变压器冷却器部分散热排散热不良  
(a) 散热器过热; (b) 油路过热

### 3 红外成像诊断的方法与判断依据

(1) 表面温度判断法。根据测得的设备表面温度值，对照 GB/T 11022—1999《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》的有关规定，凡温度（温升）超过标准者可根据设备温度超标的程度、设备负荷率大小、设备的重要性以及设备承受机械应力的较大来确定设备缺陷的性质，对在小负荷率下温升超标或承受机械应力较大的设备要从严重性。

(2) 相对温差判断法。对电流致热型设备，若发现设备的导流部分热态异常，应从不同方位进行复测，求出最热点的温度值，计算出相对温差值，然后按表 11.11-4 的规定判断设备缺陷的性质。

表 11.11-4 部分电流制热型设备的相对温差判据

设备类型	相对温差值 (%)		
	一般缺陷	重大缺陷	紧急缺陷
SF <sub>6</sub> 断路器	≥20	≥80	≥95
真空断路器	≥20	≥80	≥95
充油套管	≥20	≥80	≥95
高压开关柜	≥35	≥80	≥95
空气断路器	≥50	≥80	≥95
隔离开关	≥35	≥80	≥95
其他导流设备	≥35	≥80	≥95

应该注意的是，当发热点的温升值小于 10K 时，不宜按表 11.11-4 的规定确定设备缺陷的性质。对于负荷率小、温升小但相对温差大的设备，如果有条件改变负荷率，可增大负荷电流后进行复测，以确定设备缺陷的性质。当无法进行此类复测时，可暂定为一般缺陷，并注意监视。

(3) 同类比较法。在同一电气回路中，当三相电流对称和三相（或两相）设备相同时，比较三相（或两相）电流致热型设备对应部位的温升值，可判断设备是否正常。若三相设备同时出现异常，可与同回路的同类设备比较。当三相负荷电流不对称时，应考虑负荷电流的影响。

对于型号规格相同的电压致热型设备，可根据其对应点

温升值的差异来判断设备是否正常。电压致热型设备的缺陷宜用允许温升或同类允许温差的判断依据确定。一般情况下，当同类温差超过允许温升值的 30% 时，应定为重大缺陷。当三相电压不对称时应考虑工作电压的影响。

(4) 热谱图分析法。根据同类设备在正常状态和异常状态下的热谱图的差异来判断设备是否正常。

(5) 档案分析法。分析同一设备在不同时期的检测数据（如温升、相对温差和热谱图），找出设备制热参数的变化趋势和变化速率，以判断设备是否正常。

(6) 纵向比较法。纵向比较法在实践中是一种常用的方法。首先是将实测温度与原始数据及前次测试数据进行比较分析，比较时，应换算到相同条件下的温度变化进行分析判断，以便进一步掌握缺陷的起因；其次是对同一设备的不同部位进行比较分析。对于同一设备，在正常情况下外表温度的分布是比较均匀和有规律的，当外表不同部位出现温差变化或异常时，会反映出内部缺陷、短路故障、绕组故障、磁路故障等；当整体温度升高时，常常反映出受潮缺陷，介损增大和线圈短路等。

### 4 影响红外成像诊断准确性的主要因素

在即时表面温度的量测上，红外热像仪是一种快速有效的方法。但要精确测量，必须注意到物体的温度不是直接测量到的，而是红外线辐射能投射到热像仪上，此种辐射能与物体温度有一定函数关系，换言之，表面的温度是从测量到的辐射能计算出来的。但事实上，红外线检测器接收到的辐射能不仅来自物体，亦来自物体周围环境、大气层等。

(1) 目标物体发射率的影响。物体对于给定的人射辐射必然存在着吸收、反射和透射，而且吸收率  $\alpha$ ，反射率  $\rho$  和透射率  $\tau$  之和必然等于 1，即

$$\alpha + \rho + \tau = 1$$

而且，其反射和透射部分不变。因此，在热平衡条件下，被物体吸收的辐射能量必然转化为该物体向外发射的辐射能量。影响发射率大小的因素有：

1) 不同材质的影响：不同性质的材料因对辐射的吸收或反射性能各异，因此它们的发射性能也应不同。一般当温度低于 300K 时，金属氧化物的发射率大于 0.8。

2) 表面状态的影响：任何实际物体表面都不是绝对光滑的，总会有不同的表面粗糙度。因此，这种不同的表面形态，将对反射率造成影响，从而影响发射率的数值。这种影响的大小同时取决于材料的种类。

另外应该强调，除了表面粗糙度以外，一些人为因素，如施加润滑油及其他沉积物（如涂料等），都会明显地影响物体的发射率。

(2) 运行状态的影响。发热功率与负荷电流值、运行电压值密切相关，如果电气设备未在额定电压和额定负荷电流状态下运行，即使已存在严重故障，也不会有足够的发热功率区别其表面产生应有的故障热特征。许多电气设备即使在额定电压下满负荷运行，内部故障发热也需经过一定时间（通常几小时）才能使其表面产生稳定温升。即使电气设备存在外部导流回路故障（如架空高压输电线路导线连接故障），当负荷很低时，设备各部件温度与环境温度几乎相等，尽管存在连接故障，也不容易以过热温升的形式暴露出来。

(3) 太阳和背景辐射的影响。当在户外进行电气设备故障红外检测时，检测仪器接收到的红外辐射不仅包括被测设备相应部位自身发射的辐射，还包括设备其他部位、背景的辐射及直接入射或经背景反射与散射的太阳辐射。这些来自



目标以外的辐射都将对故障检测带来误差。另外,被测目标附近的大面积高温背景(如运行中的主变压器、阳光照射后的大面积墙壁等)辐射,以及局部强辐射(大功率照明设备),都能严重改变故障设备的温度分布,影响被测部位的红外热像特征。有时甚至可以显示虚假的目标热像,造成漏检或误判断。

(4) 环境温度的影响。过高的大气环境温度使设备未投入运行也会有较高温度,因而设备温度的绝对测量往往会给出虚假的热故障表现。大气温度过低,设备与环境温差越大散热也越快,缩小了故障点与正常部位之间的温差,不利于过热故障的暴露与识别。

环境温度影响的另一种表现形式就是它的不稳定性。若环境温度不稳定,内部故障发热引起的表面温度变化来不及与环境大气达到稳定平衡,势必影响检测的准确性。因此,当环境温度剧烈变化时不宜进行检测。

(5) 气象条件的影响。不良气象条件(如雾、雨、雪和大风)会给故障检测带来不利影响,使设备的故障热特征尚未显示或不能显示出来。因此,雨中或雨过天晴立即进行检测不会取得良好效果。

风力(风速)是影响设备表面对流散热的重要因素,风速越大,对流散热量越多。随着风力(风速)的增大,不仅

降低良好设备表面相对环境大气的温升,而且也降低了电气设备故障部位和无故障部位或相间的温差,使得故障检测与识别变得更加困难。

(6) 大气衰减的影响。被测电气设备发射的红外辐射能量经大气传输到检测仪器时,会受到大气中水蒸气、 $\text{CO}_2$ 、 $\text{CH}_4$ 及 $\text{CO}$ 等气体分子的吸收和空气中悬浮微粒的散射而引起衰减。被测设备红外辐射能量在传输过程中的衰减降低了被测设备辐射的透过率。这不仅减小了被测设备故障部位与正常部位之间(或相间)的辐射对比度,缩小了两者的特征性温差,而且也因检测仪器接收的故障目标辐射能量的减少,使得仪器显示出来的温度总低于被测故障部位的实际温度值,从而造成漏检或误判断。尤其对于检测温升较低的设备故障更为不利。室外进行红外诊断应在无雨无雾,空气湿度小于85%的环境条件下进行,距离越近越好。

(7) 距离的影响。当测量微小物体时,其影像投射到检测器上时,会比检测器还小,即物体影像无法完全填补(涵盖)检测器的全部区域,此时检测器将量测到物体与背景的平均温度;物体投射到检测器面的影像必须大于检测器数倍以上,才不至于影响量测的准确性,即被测目标物体的距离只有满足红外测温仪光学目标的范围,方可对物体进行准确测温。

## 第 12 章 电力网谐波的在线监测

电网的电压、电流波形畸变现象很早就引起了人们的广泛注意。在 20 世纪 20 年代,人们就注意到静态整流器引起的波形畸变问题。20 世纪 50~60 年代,由于高压直流输电技术的发展,晶体管换流器产生大量谐波。20 世纪 70 年代后期,各种功率换流器和非线性设备开始普遍使用,从而导致电网中的电压和电流波形发生严重的畸变,产生日益严重谐波问题。谐波已引起了世界各国电力工程研究人员及电力用户的高度重视。

由于谐波问题对电网和电气设备产生较大的影响,世界许多国家及国际学术组织都先后制定了包括配电系统、电力设备和用电设备以及家用电器在内的各类谐波标准。1984 年,原水利电力部颁布了 SD 126—1984《电力系统谐波管理暂行规定》,1993 年国家技术监督局颁布了 GB/T 14549—1993《电能质量公用电网谐波》标准。

### 1 谐波在线监测的分析方法

谐波测量是谐波问题中的一个重要分支,也是研究分析谐波问题的出发点和主要依据。由于谐波具有固有的非线性、随机性、分布性、非平稳性和影响因素的复杂性等特征,难以对谐波进行准确测量,为此许多学者对谐波测量问题进行广泛研究。常用的一些谐波测量方法,根据测量原理的不同分成如下几类:①采用模拟带通或带阻滤波器测量方法;②基于傅立叶变换理论;③基于瞬时无功功率理论;④基于小波变换理论。

#### 1.1 基于陷波器或带通滤波器的传统监测方法

传统的基于陷波器或带通滤波器的监测方法,其基本原理是利用 LC 谐振回路的特点抑制信号中的谐波成分,从而获取谐波分量。如图 11.12-1 所示为一基于滤波器的谐波监测系统的简单结构。

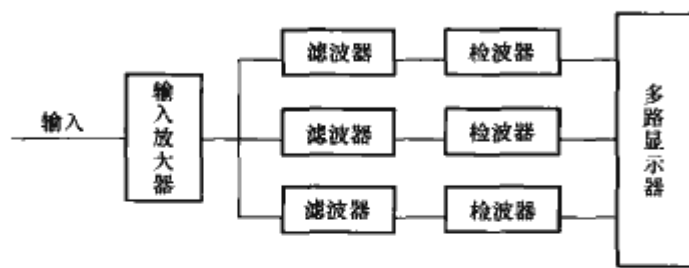


图 11.12-1 模拟并行滤波式谐波监测示意图

当谐振回路的谐振频率和某输入信号频率相同时,就能将该频率的分量滤除。基于陷波器的监测方法是采用模拟陷波器将基波电流分量滤除,从而得到谐波分量,它是谐波监测诸方法中最简单的一种。

多个不同谐振频率的谐振回路则能够滤除多个相应频率分量。在预先知道谐波次数的情况下,也可利用一系列中心频率不同的模拟带通滤波器检测出电力谐波的各次分量,然后再合成为补偿电流。该监测方法电路结构简单,造价低,输出阻抗低,品质因数易于控制。但是该方法以模拟滤波器为基础,滤波器的中心频率对元器件的参数十分敏感,测量

精度受电网频率波动和环境温湿度影响较大,没有自适应能力。

#### 1.2 基于瞬时无功功率的监测方法

基于瞬时无功功率理论有 3 种谐波监测方法: $p-q$  法、 $i_p-i_q$  法和  $d-q$  法。这 3 种方法都能准确、实时测量三相三线制对称电路的总谐波分量。 $i_p-i_q$  法和  $d-q$  法适用范围更广,不仅在电网电压畸变时适用,在电网电压不对称时也同样有效,使用  $p-q$  法测量电网电压畸变时的谐波会存在较大误差。瞬时无功功率理论方法的优点是当电网电压对称且无畸变时,监测基波正序无功分量、不对称分量及高次谐波分量的实现电路比较简单,并且延时小,具有很好的实时性,但是此理论是基于三相三线制电路提出的,对于单相电路,必须首先将三相电路分解,然后再构造基于瞬时无功功率理论的单相电路的谐波监测电路。

(1)  $p-q$  法。根据定义计算出瞬时有功功率和瞬时无功功率  $p$ 、 $q$ ,再经过低通滤波器得到  $p$ 、 $q$  的直流分量  $\bar{p}$ 、 $\bar{q}$ 。电网电压波形无畸变时  $\bar{p}$  由基波有功电流和电压作用产生, $\bar{q}$  由基波无功电流、电压产生。于是由  $\bar{p}$ 、 $\bar{q}$  可计算出监测电流  $i_a$ 、 $i_b$ 、 $i_c$  的基波分量  $i_{af}$ 、 $i_{bf}$ 、 $i_{cf}$

$$\begin{bmatrix} i_{af} \\ i_{bf} \\ i_{cf} \end{bmatrix} = c_{32}^T c_{pq}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{p} \\ \bar{q} \end{bmatrix} = \frac{1}{u^2} c_{32}^T c_{pq} \begin{bmatrix} \bar{p} \\ \bar{q} \end{bmatrix} \quad (11.12-1)$$

$$\text{式中: } c_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}; c_{pq} = \begin{bmatrix} u_a & u_b \\ u_b & -u_a \end{bmatrix},$$

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \end{bmatrix} = c_{32} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix}.$$

将  $i_{af}$ 、 $i_{bf}$ 、 $i_{cf}$  与  $i_a$ 、 $i_b$ 、 $i_c$  相减就可以得到  $i_a$ 、 $i_b$ 、 $i_c$  的谐波分量。

(2)  $i_p-i_q$  法。根据定义可以计算出瞬时有功电流和瞬时无功电流  $i_p$ 、 $i_q$

$$i_p = i \cos \varphi, i_q = i \sin \varphi, \varphi = \varphi_u - \varphi_i \quad (11.12-2)$$

再经 LPF 滤波可得出直流分量  $\bar{i}_p$ 、 $\bar{i}_q$ 。 $\bar{i}_p$ 、 $\bar{i}_q$  是由  $i_{af}$ 、 $i_{bf}$ 、 $i_{cf}$  产生的,因此由  $\bar{i}_p$ 、 $\bar{i}_q$  即可计算出  $i_{af}$ 、 $i_{bf}$ 、 $i_{cf}$ ,进而计算出谐波分量。

这两种方法都能准确地测量对称三相三线制电路的谐波值。 $i_p-i_q$  法适用范围更广,不仅在电网电压畸变时适用,在电网电压不对称时也同样有效。而  $p-q$  法测量电网电压畸变时的谐波会存在较大的误差。这两种方法的共同优点是测量电路简单、时延小。

#### 1.3 基于傅里叶变换的监测方法

基于傅里叶变换的谐波监测法是目前应用最多的一种。根据傅里叶变换原理,在电力系统中,对于周期为  $T_0 = 2\pi/\omega$  的非正弦电量  $x(t)$ ,在满足狄里赫利条件下,可分解为如下形式的傅里叶级数



$$\begin{aligned}
 x(t) &= a_0/2 + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(n\omega_0 t) + b_n \sin(n\omega_0 t)] \\
 &= a_0/2 + \sum_{n=1}^{\infty} A_n \sin(n\omega_0 t + \varphi_n) \\
 a_0 &= \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} x(t) dt
 \end{aligned}
 \quad (11.12-3)$$

式中:  $a_0$  为直流分量;  $A_n$  为各次谐波的幅值,  $A_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}$ ;

$$\begin{aligned}
 a_n &= \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} x(t) \cos n\omega_0 t dt \\
 b_n &= \frac{2}{T_0} \int_{-T_0/2}^{T_0/2} x(t) \sin n\omega_0 t dt \\
 \varphi_n &= \arctan \frac{b_n}{a_n}
 \end{aligned}$$

式中:  $\varphi_n$  为各次谐波的相位。

这表明一个周期信号可看作是由一直流分量和无限个谐波分量组成的; 在实际处理时, 通常用快速傅里叶变换(FFT)来进行频谱分析。

利用基于FFT的监测方法, 需要采集一个工频周期的波形值作样本再进行快速傅里叶变换, 因而有较长的时间延迟, 实时性不好。

FFT算法能够实现整数次谐波的精确分析和监测, 但是对于非整数次谐波的监测, FFT算法存在着频谱泄漏和栅栏现象, 从而使监测出谐波的幅值、相角和频率均存在较大的误差; 利用插值算法可以解决栅栏问题, 但是不能消除因频谱泄漏现象而导致的测量误差; 利用加窗算法可以减少频谱泄漏误差, 但是需要构造窗函数, 使频谱分析变得复杂。

#### 1.4 基于小波变换的监测方法

小波变换(Wavelet Transformation, WT)是针对FFT算法在分析非稳态信号方面的局限性形成和发展起来的一种十分有效的时频分析工具。WT与FFT相比, 是一个时间和频率的局域变换, 能有效地从信号中提取信息, 通过伸缩和平移等运算功能对信号进行多尺度细化分析(Multiscale Analysis), 它克服了FFT在频域完全局部化而在时域完全无局部性的缺点, 对波动谐波、快速变化谐波的监测有很大优越性。

对于任意的函数  $L^2(R) = \sum_{j=-\infty}^{\infty} W_j = \sum_{j=-\infty}^{\infty} W_j + V_m f(t) \in L^2(R)$ , 若选用的的小波基础函数为  $\psi(t)$ , 则信号的连续小波变换为

$$W_f(a, b) = \langle f, \psi_{a,b} \rangle = |a|^{-\frac{1}{2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \overline{\psi\left(\frac{t-b}{a}\right)} dt
 \quad (11.12-4)$$

式中:  $W_f$  为积分小波变换;  $\Psi$  为“母小波”。

伸缩为  $a$ 、时移为  $b$  的小波函数记为

$$\psi_{a,b}(x) = \psi\left(\frac{x-b}{a}\right)
 \quad (11.12-5)$$

实际应用中, 选择函数空间  $L^2(R)$  中的正交小波基础函数  $\psi(t)$ , 作尺度、时移二尺度离散, 得到正交小波函数簇

$$\psi_{j,k}(t) = 2^{-\frac{j}{2}} \psi[2^{-\frac{j}{2}}(t-k)]
 \quad (11.12-6)$$

对于某特定值  $m$ , 设正交小波函数基  $\{\psi_{m,k}(t); m, k \in \mathbb{Z}\}$  生成函数空间  $W_m$ , 由离散正交小波函数簇构成的一组正交子空间链  $\{W_j, j \in \mathbb{Z}\}$  称之为小波空间。尺度空间  $V_m$  是一系列子空间  $\{W_j, j \in \mathbb{Z}, j > m\}$  之和, 必存在函数  $\phi(t)$ , 由函数  $\phi(t)$  经尺度、时移离散得到的函数簇  $\{\phi_{j,k}(t); j, k \in \mathbb{Z}\}$  构成子空间  $V_j$  上的正交基, 称此函数为尺度函数。小波空间与尺度空间之间的关系可以表达为

$$L^2(R) = \sum_{j=-\infty}^{\infty} W_j = \sum_{j=-\infty}^{\infty} W_j + V_m
 \quad (11.12-7)$$

至此, 把函数  $x(t)$  在函数空间链  $\{W_j, j \in \mathbb{Z}\}$  投影进行不同程度的细节分解, 函数  $x(t)$  可以写成如下的级数形式

$$\begin{aligned}
 x(t) &= d_1(t) + d_2(t) + \cdots + d_m(t) + \cdots \\
 &= d_1(t) + d_2(t) + \cdots + d_m(t) + a_m(t)
 \end{aligned}
 \quad (11.12-8)$$

实际工程中常用快速小波变换算法——Mallat算法(FWT)。Mallat算法的主要思想是: 如已知信号  $f(t)$  在分辨率  $2^{-(j-1)}$  下的逼近  $c_{j-1}$ , 则信号  $f(t)$  在分辨率  $2^{-j}$  下的离散逼近  $c_j$  可由尺度函数  $\phi(x)$  构成的低通滤波器  $\bar{h}$  对  $c_{j-1}$  滤波而得; 信号在两种分辨率下的离散逼近之差——离散细节  $D_j$ , 可由小波函数  $\psi(x)$  构成的高通滤波器  $\bar{g}$  对  $c_{j-1}$  滤波而得。具体离散算法如下

$$\begin{aligned}
 c_{j,k} &= \sum_{m \in \mathbb{Z}} \bar{h}(n-2k) c_{j-1,m} \\
 d_{j,k} &= \sum_{m \in \mathbb{Z}} \bar{g}(n-2k) c_{j-1,m}
 \end{aligned}
 \quad (11.12-9)$$

式中:  $\bar{h}$ ,  $\bar{g}$  分别为低通滤波器和高通滤波器的参数。

小波分析克服了傅里叶变换在频域完全局部化而在时域完全无局部性的缺点, 即它在频域和时域都有局部性。利用小波变换能将电力系统中产生的高次谐波变换投影到不同的尺度上, 会明显地表现出高频、奇异高次谐波信号的特性, 从而为谐波分析提供可靠依据。

## 2 谐波在线监测的原理及方法

### 2.1 谐波在线监测结构框架

谐波的在线监测的结构形式可分为两种, 即分布式和集中式在线监测系统。分布式监测系统采用独立的微控制器实现监测电压、电流波形的采集和分析, 该方式可由多分布式单元处理多通道并发数据, 实时性较高, 适用于监测通道多的应用; 集中式监测系统利用模拟通道选通切换, 采用单一数据采集和分析系统实现多通道的谐波分析, 成本较低, 适用于监测通道少的应用。

#### 2.1.1 分布式谐波在线监测系统

该监测系统方案是在各个谐波监测点设立独立的监测单元, 主控芯片可选择单片机、DSP或ARM器件等。监测模块完成数据的采集及分析。通过通信总线与上位机通信, 将采集和分析的各种波形和参数传递到上位机实现数据的分析及存储、查询等功能。该方案采用分布式主从CPU系统工作方式, 下位多CPU系统提高了处理并行事件的能力, 解决了上位机CPU运算处理的瓶颈问题。分布式结构方便系统扩展和维护, 局部故障不影响其他模块正常运行。常采用的通信总线有RS-232C、EIA-422/485、CAN、以太网、无线GPRS网络等。

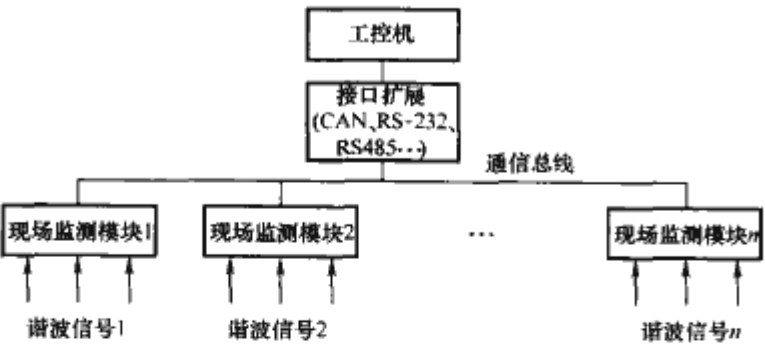


图 11.12-2 谐波分布式在线监测结构图

### 2.1.2 集中式谐波在线监测系统

集中式的谐波在线监测系统一般采用计算能力较强的计算机采集、分析谐波信号。该方式集中采集各个监测点的谐波，集中进行计算和处理，由计算机完成数据处理、显示、打印及远方通信等功能。该方法的优点是结构简单，利用了计算机的强大运算能力，编程方式灵活，缺点是扩展性能较差，监测、处理多路谐波的能力效率较低。

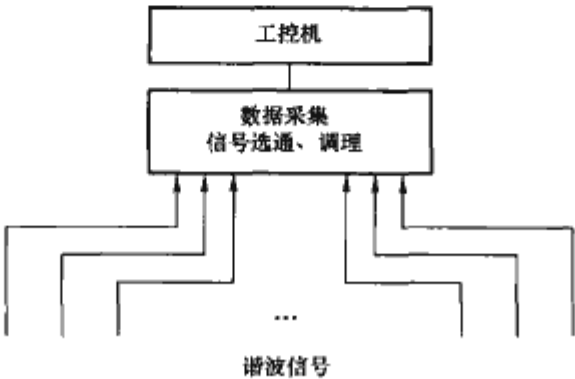


图 11.12-3 谐波集中式在线监测结构图

### 2.2 谐波在线监测传感器

谐波监测和分析的电压、电流信号分别来自于电力系统电压互感器（TV）和电流互感器（TA）设备，谐波在线监测系统的分析信号需从 TV、TA 再次取样。TV、TA 结构示意图如图 11.12-4。

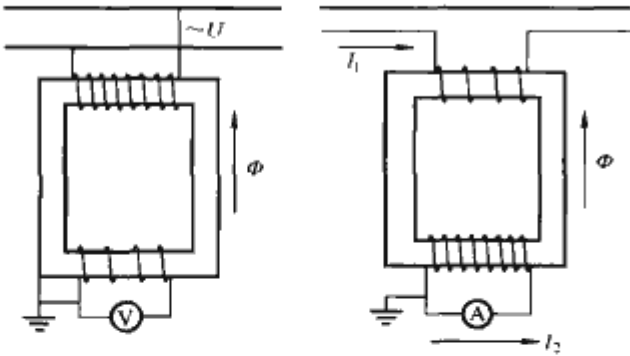


图 11.12-4 TV、TA 结构示意图

图 11.12-4 为电压互感器、电流互感器结构示意图（TV），TV 一次侧接到被测的高压回路，二次侧接内阻抗很大的电压表或有功率表的电压线圈，忽略漏阻抗，有  $U_1/U_2 = N_1/N_2$ 。TA 的一次绕组由一匝或几匝截面较大的导线构成，串入需要测量电流的高压回路中；二次侧的匝数多截面小，与阻抗很小的仪表（如电流表，有功功率表的电流线圈）接成闭路，忽略励磁电流， $I_1/I_2 = N_2/N_1$ ，因此利用 TA 的变比可将线路上的大电流变为小电流来测量。

对于 TV、TA 二次侧信号，其幅值一般分别整定为 100V（线电压）、5A，该数值对于测量的电子设备来说数值

太大，并且为了防止监测系统故障导致 TV 短路或 TA 开路对电力系统控制和保护的影响，监测系统一般不能直接接入 TV、TA 二次侧。因此需要用专用电压、电流传感器将 TV 和 TA 的输出信号转换成低电压、小电流信号。

一般传感器可分为无源传感器和有源传感器。无源传感器不需辅助电源，体积小，结构简单，现场安装方便，但抗干扰能力较差，不能带较大的负载。有源传感器需要专门布设电源线，给现场安装带来不便，而且结构较复杂，但抗干扰能力和驱动负载能力都比较强，尤其适合于微弱信号的监测。传感器形式可根据谐波监测的特点和变电站的实际状况进行选择。

鉴于传感器的重要性，就谐波在线监测系统而言，要监测的参量包括基波及高次谐波（小于 20 次）的相位、频率、幅值，因此要求传感器应满足以下主要性能指标：

- （1）线性度好，所测的电压、电流信号与传感器的输出呈线性关系；
- （2）精确度高，测量值与计算值（实际值）误差小，不超过 0.5%；
- （3）动态响应较好，能稳定、迅速地跟踪输入信号（正弦信号）；在 50~1000Hz 频率范围内无较大的相移。
- （4）由于主控室内安装传感器的位置（TV 和 TA 线）距控制柜有一定的距离（约 30m），要求传感器有较强的驱动负载能力；
- （5）由于传感器输入有较高电压（60V）和较大电流（5A），要求传感器的输出电压为低压（15V 以下）、小电流（mA 级），并能起到隔离高电压、大电流的作用。

无源交流隔离采样器可作为谐波在线监测传感器。对于接入 TV 二次侧的电压传感器，采用电压型传感器；对于接入 TA 二次侧的电流传感器，采用电流型传感器。可采用霍尔电压、电流传感器对电网中的交流电流或电压进行实时监测，具有高精度、高动态、宽频响、低温漂等特点，这类传感器的一种产品的技术指标见表 11.12-1。

表 11.12-1 某电流、电压传感器系列产品主要技术指标

被测量	输出型式	精度	额定输入	额定输出	线性范围	输入频率	响应时间
三相电压	电压型	0.1 级	60V	2mA	0~120% 标称输入 0~120% 标称输入	40~ 5kHz	小于 10μs 15μs 15μs
三相电流	电流型	0.1 级	5A	1mA			
单相电压	电压型	0.1 级	60V	3.5V, 5V			
单相电流	电流型	0.1 级	5A	3.5V, 5V			

尽管谐波无源隔离传感器已能有效地实现高电压、大电流的隔离，但为了进一步确保经电缆与传感器相连的前置处理板不会窜入高电压和大电流，还需要在传感器的输出端加上限压和限流电路。在每相传感器的输出端接入熔丝，防止产生过电流；并联在每相输出的稳压管，可防止过电压的产生。

### 2.3 典型谐波在线监测装置举例

从结构上分，谐波在线监测系统可分为分布式和集中式结构。从具体的采集系统来分，前两种结构分别主要对应于基于 MCU（Micro programmed Control Unit 微程序控制器）的监测系统和基于计算机的监测系统。典型的电网谐波在线监测系统结构见图 11.12-5。



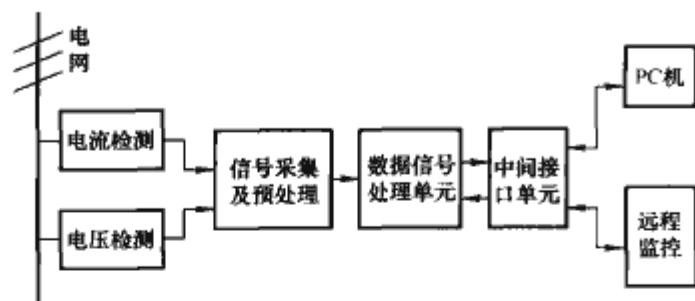


图 11.12-5 电网谐波在线监测装置结构图

谐波在线监测通常采用基于 FFT 的分析方案，在该在线监测系统中，对获得的电压、电流信号进行调理、采集和数据分析。在该方式中，需注意电网频率波动对分析结果的影响。

采用基于 FFT 的谐波分析法对电压、电流信号进行数字化的过程中，硬件电路必须考虑到满足被测信号的变化需要，由于在电力系统中工频电压的频率在 50Hz 左右波动，要在一个周期内采样到固定的  $2^n$  ( $n$  为正整数) 个离散化数据点，必须对信号进行锁相倍频跟踪。

图 11.12-6 即为锁相倍频跟踪电路原理框图。信号进入到锁相倍频跟踪电路，该电路由锁相环和分频器组成（锁相环可采用 4046 器件，分频器可采用计数器或可编程逻辑器件实现），目的是完成对输入信号的倍频输出和跟踪输入信号的变化（锁相），图中的输出信号频率  $F$  是输入信号频率  $f$  的  $2^n$  倍，将输出信号  $F$  作为采样时钟信号即可实现波动频率信号的倍频采集，从而达到每个工频周期采样  $2^n$  个点的目的。

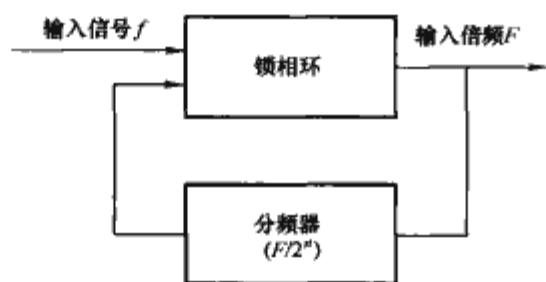


图 11.12-6 锁相倍频跟踪和同步采样电路框图

谐波在线监测的数据采用可分为两种方式，一是定时、定间隔的谐波采集，获取谐波的时间发展状态和分布规律；二是实现事件触发采集，即仅采集分析具有一定谐波含量的信号，该方式适用于暂态谐波的测量。

谐波有效值触发的原理如图 11.12-7 所示，该方式是采用带阻滤波器抑制工频分量，让信号谐波分量通过，采用有效值变换器件获取谐波有效值，从而产生触发信号，启动数据采集系统进行数据采集。

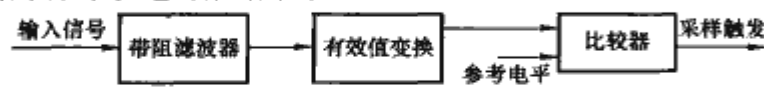


图 11.12-7 有效值触发采集原理框图

### 2.3.1 基于 MCU 的谐波监测系统

基于 MCU 的监测系统的主控芯片可为单片机、DSP 或 ARM 芯片。单片机价格便宜，但运算速度较低；ARM 系统含有操作系统，接口丰富；DSP 的运算速度快，适合进行谐波分析的 FFT 运算。对于不同的 MCU，其功能差异很大，但对于基于 MCU 的谐波在线监测系统，实现方式和步骤是相似的。

图 11.12-8 是基于单片机 (MCS51) 的谐波监测系统结构图。

被测的电压和电流信号分别从 TV 和 TA 上获取，经电

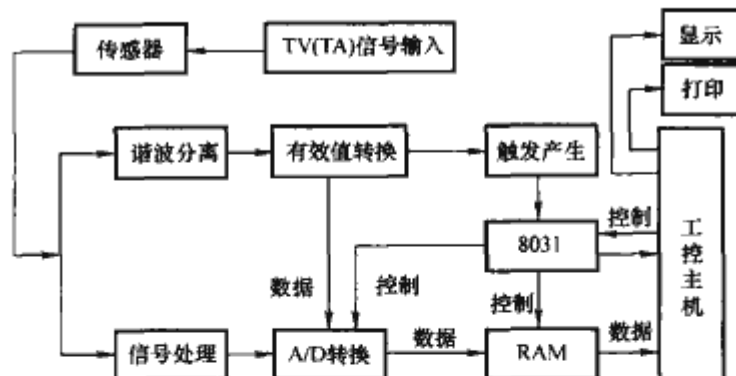


图 11.12-8 基于单片机的谐波监测系统结构框图

压、电流传感器将 TV 和 TA 上的高电压、大电流变换成低电压小电流，将信号送往前置处理板，经信号调理电路调理，利用谐波有效值启动采样。在单片机的控制下完成数据采集后，由单片机进行数据的计算和分析，并在单片机的控制下输出得到的分析结果。

### 2.3.2 基于 DSP 的谐波监测系统

数字信号处理器也称为 DSP 芯片，是一种专门用于数字信号处理的微处理器。DSP 的内部采用程序总线 and 数据总线分开的哈佛结构，具有专门的硬件乘法器，广泛采用流水线操作，能提供特殊的 DSP 指令，可以用来快速地实现各种数字信号处理算法。

数据信号采集及预处理部分主要由数字信号处理器 (DSP) 及其外围芯片如 A/D 转换芯片等构成一套数据采集系统来对三相电流信号和电压信号进行监测，利用 DSP 的强大处理能力实现对所采集的信号处理。信号的流通过程如图 11.12-9 所示。

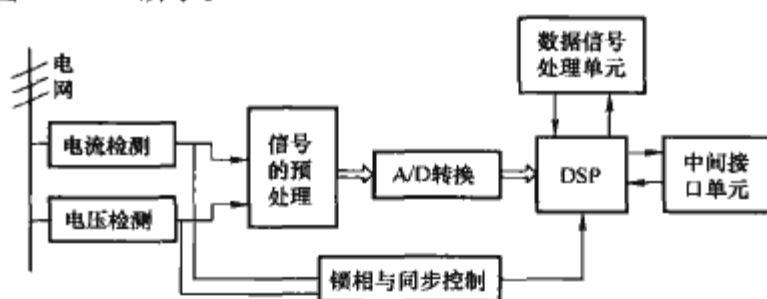


图 11.12-9 基于 DSP 的谐波监测系统结构框图

监测系统的数据处理芯片主要完成的功能是数据的采集和计算，可采用 TI 公司的 DSP (TMS320F206) 等芯片，可靠性较高，开发和应用比较简单、方便。由于 DSP 具有很高的数字处理能力，可快速完成数据的分析，适合实时性较高的监测场合。

### 2.3.3 基于计算机分析的谐波在线监测装置

计算机运算能力强，接口丰富，程序设计简单。在谐波监测量小的情况下，采用以计算机结合信号调理电路和多通道采集卡的谐波监测系统，可达到缩短开发时间、编程灵活的目的。

基于计算机分析的谐波监测系统的硬件结构如图 11.12-10 所示。

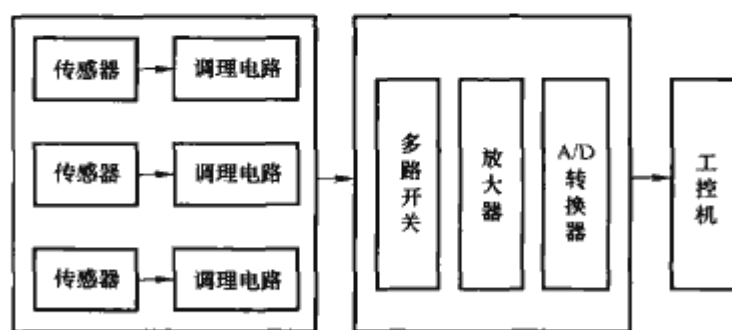


图 11.12-10 基于计算机分析的谐波监测系统结构

图中传感器—调理电路模块与基于 MCU 监测系统的结构相同，多路开关—放大器—A/D 转换器模块一般采用商用多通道采集卡，如 NI 公司的 NI6014 或 ADLINK 公司的 PCI-9112 等。

在软件分析方法上有两种方式：一种是采用高级编程语言编写采样、控制、分析、查阅程序，程序语言可选用 VC、VB、Delphi 或其他编程语言，采用该方式需要单独编写控制、图形、分析程序，工作量大。另一种方式是采用虚拟仪器方式，用分析软件结合硬件系统构成谐波虚拟在线监测设备。

虚拟仪器 (Virtual Instrument, VI) 是仪器技术与计算机技术深层次结合的产物，它是全新概念的仪器，是对传统仪器的重大突破。它的出现使测量仪器与计算机之间的界线消失，开创了测量仪器的新时代，是仪器领域的一次革命。

目前实际中应用比较广泛的虚拟仪器软件主要有：基于图形化编程语言的 LabVIEW、基于传统 C 语言的 Lab Windows/CVI、针对微软 Visual Studio 的 Measurement Studio 等。

这种监测系统的关键在于软件的设计部分。虚拟仪器软件一般都带有用于谐波分析的模块，如 FFT (快速傅里叶变换) 模块、谐波处理函数模块等。这些模块可以很方便地对采集到的电压、电流信号进行谐波分析，分离出基波信号，得出 THD (谐波畸变率)、各次谐波含量等谐波参数。凭借虚拟仪器软件强大显示功能可对采集的波形、分析得出的数据进行实时显示，更为直观的是这种系统的谐波频谱分析图。

以 LabVIEW 构建一个谐波在线监测系统，其分析的主要程序模块如下：LabVIEW 提供了各种类型的谐波畸变测试函数，有的甚至可以直接计算出谐波失真度或畸变率 (THD)。其中有：

1) Distortion Measurements. VI 函数模块，该函数模块可以测试输入信号的总谐波畸变、基波信号相对于谐波信号的均方值比。

2) Harmonic Distortion Analyzer. VI 函数模块，该函数模块可用来测试一个或多个通道的波形信号，可分析总谐波畸变率 (THD)、各次谐波含量以及基波分量，该函数模块的输入输出参数如图 11.12-11 所示。

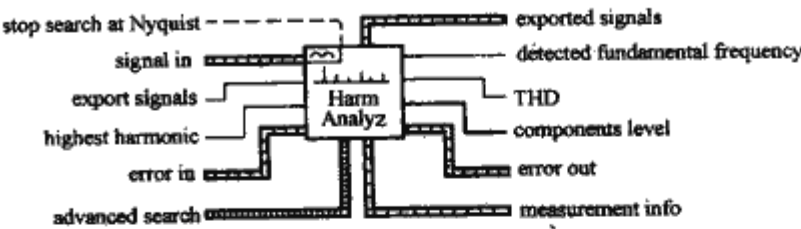


图 11.12-11 Harmonic Distortion Analyzer. VI 函数模块端口定义图

其中：

- signal in 为时域信号的输入。
- highest harmonic 为指定测试的最高谐波次数。
- detected fundamental frequency 为监测到的基波频率值。
- components level 为谐波成分。
- exported signals 为信号输出，可以是输入信号、基波信号、谐波或残余信号，由 export signals 输入参数设定，包括时域信号和频谱两部分。
- THD 为总谐波畸变。
- error out 为在监测过程中产生错误时，用来输出错误代码以便分析和调整。

图 11.12-12 为一谐波在线监测的程序界面，该系统采用电压、电流传感器获取 220kV 电网电压、电流信号，用多功能数据采集卡 ADLINK PCI-9112 实现数据采集。该程序采用 LabVIEW 作为开发平台，信号调用 Harmonic Distortion. VI 分析模块，采集波形及分析结果直接显示在程序界面上。

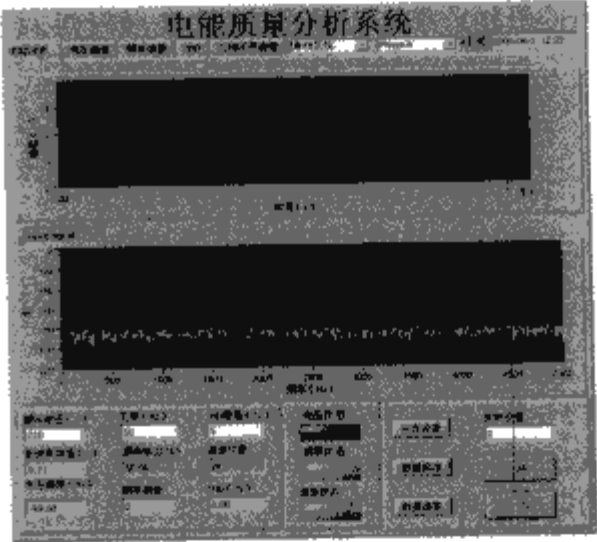


图 11.12-12 谐波在线监测界面



## 第 13 章 输变电设备的老化和寿命预测

### 1 变压器的老化和寿命预测

#### 1.1 变压器内绝缘老化原因

变压器内绝缘主要由矿物油和绝缘纸或纸板构成的复合绝缘组成,在长期运行过程中受到各种老化因素的影响逐渐发生老化,导致绝缘的电气和机械性能下降。实际运行经验表明,绝缘油即使在长期使用之后,其绝缘击穿电压也不过下降 10% 左右,一般无碍运行;油的体积电阻系数和总酸值等虽然会发生较大的变化,但可以通过油的净化或再生处理甚至换新油来解决,因此它不是影响变压器寿命的主要因素。而构成固体绝缘的纤维纸,其劣化后引起的性能下降则是不可逆转的,因此纸绝缘的老化是决定变压器寿命的主要因素。

绝缘纸、绝缘纸板等以木浆为原料,由纤维素、半纤维素、木质素等组成,并且纤维素为主要成分。以变压器中常用的普通牛皮纸为例,其化学成分中纤维素占大约 90%,半纤维素占 6%~7%,木质素占 3%~4%。纤维素是天然的高分子聚合物,在变压器长期运行期间,内部发生复杂的化学与物理变化,导致性能逐渐劣化。变压器内绝缘的老化受到电场、温度、氧气、水分等众多因素的影响,且各因素之间会产生协同效应,共同促进老化的发生,可以用图 11.13-1 表示影响变压器油纸绝缘系统性能的因素。根据老化因素的分类,可将变压器内绝缘的老化大致划分为热老化、电老化、机械老化和环境老化。

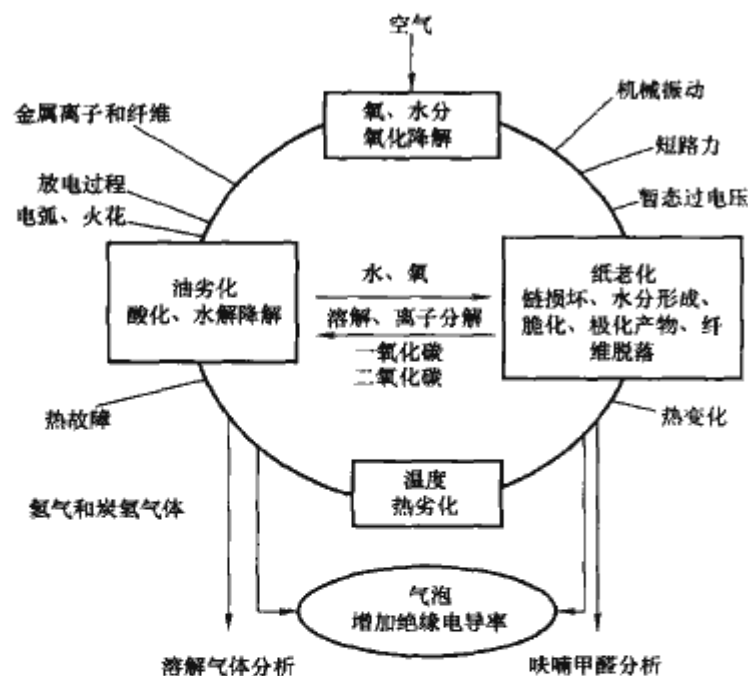


图 11.13-1 影响变压器油纸绝缘系统性能的因素

##### 1.1.1 热老化

以纤维素为主要成分的绝缘纸作为一种有机绝缘材料,会在热的作用下发生热降解,包括使主链断裂的解聚反应和使侧基从主链上脱去的消去反应,产生大量低分子挥发物,并引起一系列更为复杂的反应。热老化通常在热和氧的协同长期作用下发生,初期会出现过氧化物,进而分解产生自由

基,然后引发一系列氧化和断链化学反应,使分子量下降,含氧集团浓度增加,并不断挥发出低分子产物,结晶度也随之改变。随着绝缘物质结构的变化,其电气性能和机械性能逐渐劣化。

随着温度上升,绝缘的热老化速度迅速增加。热老化速度取决于化学反应速度,并遵循如式(11.13-1)所示的 Arrhenius 方程

$$k = A_a \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad (11.13-1)$$

式中:  $k$  为化学反应速度,即单位时间内发生化学反应的物质质量;  $A_a$  和  $E_a$  分别为化学反应的指前因子和活化能;  $R$  为波耳兹曼常量;  $T$  为化学反应进行的绝对温度。

通常认为,由热老化决定的绝缘寿命与其化学反应速度成反比例关系,由此可知绝缘寿命与温度的关系。试验结果表明,对于不同类型的绝缘,温度每升高 8~12℃ 将会使绝缘寿命缩短一半。

热老化是变压器内绝缘性能劣化的主要形式,在由矿物油和纤维纸构成的复合绝缘中,绝缘油老化后产生低分子烃类和  $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$  气体,有机酸和固体聚合 X-蜡(俗称“油泥”)。有机酸和沉积于绝缘纸上的 X-蜡将使介质损耗因素上升,并使设备的散热条件恶化,加速老化过程。热老化过程中产生的气体可溶解于油中或发展形成气泡,在强电场环境下引发局部放电,造成电老化。绝缘纸在热老化过程中会由于纤维素的断链引起聚合度下降,导致绝缘纸机械性能降低,严重时发生脆化,容易从绕组上脱落并阻塞油道,影响绝缘的散热系统,引起温度上升,进一步加速热老化进程,形成恶性循环。

##### 1.1.2 电老化

在电场长期作用下绝缘中发生的老化称为电老化。电老化的机理很复杂,包括绝缘在电场作用下一系列的物理和化学效应,包括放电过程产生的带电质点轰击,放电点引起的介质热效应,放电过程中的活性生成物以及放电产生的可见光、紫外线等辐射效应等都会破坏绝缘材料的分子结构,促使绝缘材料裂解,并导致绝缘性能下降。

研究表明,绝缘材料的平均寿命  $L$  与电场强度  $E$  之间存在如式(11.13-2)所示的反幂函数关系

$$L = KE^{-n} \quad (11.13-2)$$

式中:  $K$ 、 $n$  为常数,取决于材料特性和外施电压种类、电场分布特征等试验条件。

然而,变压器在生产设计的时候,内绝缘已留有足够裕度承受预期寿命时间内由工作电场对绝缘劣化造成的影响,因此变压器运行时的工作场强不是引起内绝缘电老化的主要因素。试验证明,变压器绝缘在干燥、浸渍及脱气或者运输过程中,可能会在固体或液体内部残留小气泡,而在这些气泡中或电场集中处容易发生局部放电。一方面,放电过程会使油分解而产生各种烃类气体,一部分气体溶解于油中,另外一部分则导致气泡扩大增多,进一步加强放电程度;另一方面,在油浸纸绝缘中发生的局部放电会以 10eV 以上的能量轰击绝缘表面,打断仅有几个电子伏的纤维素化学键,或者



保持恒定的充放电时间比,通过改变充电时间(例如从  $0.1\text{s} \sim 10^4\text{s}$ )反复进行 RVM 试验,得到的一系列  $M_r$  和  $U_m$  值(或  $U_m$  与充电电压  $U_c$  的比值  $U_m/U_c$ ),将其对应充电时间绘成曲线即得到 RVM 的极化谱线(IPS),极化谱线中峰值对应的时间被称为中心时间常数,极化谱强度和中心时间常数常被用作绝缘系统的状态诊断中。

研究表明,  $M_r$  的大小与介质的极化电导成正比关系,恢复电压幅值和绝对值取决于极化现象的程度及绝缘电阻的大小。极化谱线的中心时间常数与绝缘系统的老化程度密切相关,常被用作表征变压器绝缘的老化状态。图 11.13-3 中的 3 条曲线分别代表 3 台不同型号、不同运行年限变压器的极化谱线,可以看出,随着运行年限的增加,极化谱线的时间常数和强度都有逐渐减小的趋势。极化谱线的时间常数还对绝缘中的水分含量有较高的灵敏度。图 11.13-4 为不同水分含量油纸绝缘模型的极化谱线,可以看出时间常数随含水量增加而下降,在  $0.5\% \sim 4\%$  的含水量变化中,中心时间常数可以达到 3 个数量级的差异。

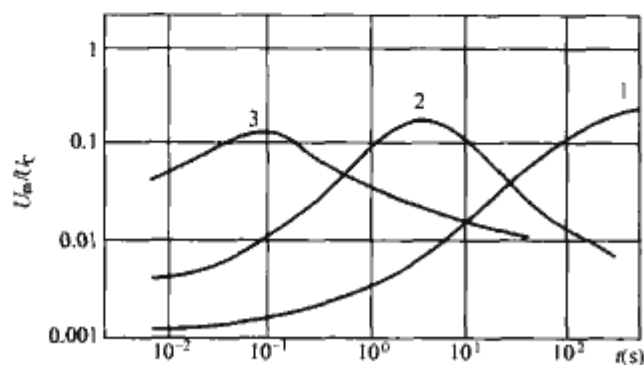


图 11.13-3 不同年龄变压器的绝缘极化谱线  
1—刚投入运行的 765/420kV 电力变压器；2—运行 15 年的 120/20kV 变压器；3—运行 25 年的 35/20kV 变压器

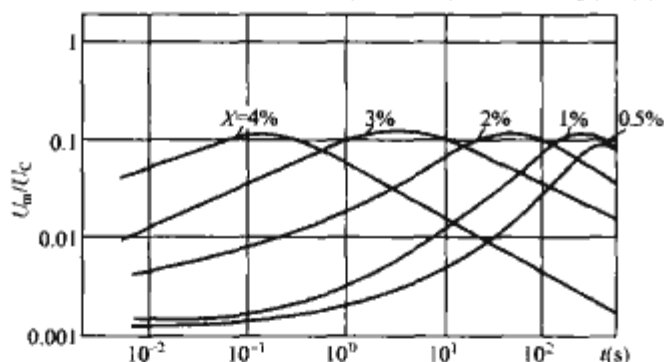


图 11.13-4 不同水分含量油纸绝缘的极化谱线

极化谱线及其时间常数已越来越广泛地应用于在绝缘系统的水分含量及老化程度的研究中,然而,在应用于现场测量时却会受到的众多因素的影响:

1) 老化程度的加剧和水分含量的增加都会造成时间常数的下降,却无法区分两者的影响并给出合理的维修策略;

2) 油和纸的电导率以及绝缘系统的几何尺寸也会在很大程度上影响极化谱的形状,图 11.13-5 为三种不同油电导率的恢复电压极化谱;

3) 图 11.13-6 给出了时间常数、温度以及水分含量之间的关系,可以看出时间常数还是测量温度的函数。

因此,RVM 的极化谱除了对绝缘系统的老化程度反应灵敏以外,还受到水分含量、电导率、温度等因素的影响,而从极化谱化 IPS 中却无法区分究竟是哪种因素造成的影响,因而很难对变压器的状态给出进一步的维修策略,仅用恢复电压的时间常数来表征绝缘系统的老化程度是不够的。而 PDC 极化谱不仅与 RVM 的极化谱一样,能较为灵敏地反映绝缘的老化程度,而且可以通过谱线的不同参数来区分

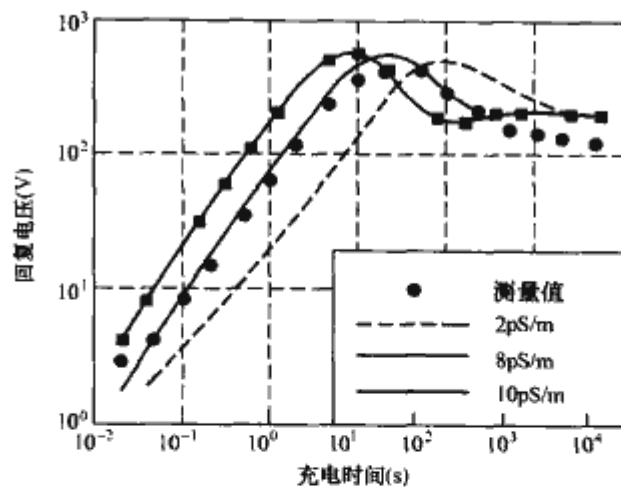


图 11.13-5 不同油中电导率的 IPS

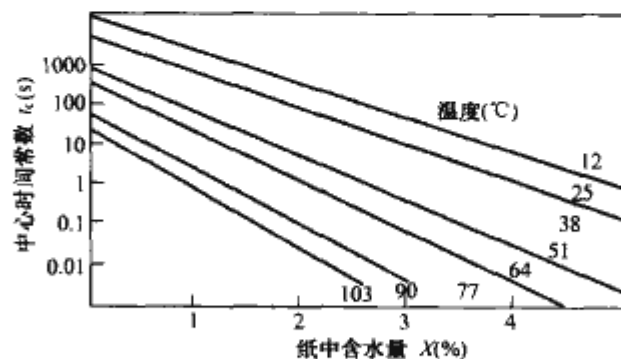


图 11.13-6 不同温度下水分含量与中心时间常数的关系

由油、纸电导率,水分含量等造成的影响,从而给出合理的变压器维修策略。因此,极化/去极化电流法近来被作为 RVM 方法的补充,用作变压器绝缘状态的诊断中。老化后绝缘系统比新绝缘系统的极化/去极化电流幅值高,油电导率的影响可以从极化电流的初始值上反应,而极化曲线的末端特性受到纸电导率和水分含量的共同影响。CIGRE Task Force15.01.09 近期也发布了一个关于介质反应理论测量方法应用于变压器诊断研究的重要报告,其中提到变压器内绝缘油隙、油的特性,尤其是油的电导率对 PDC 测量结果有着重要影响,考虑了油特性、油的电导率、绝缘结构、材料特性等信息,通过对极化电流曲线进行数学建模分析可以得到水分含量结果,进而对绝缘老化状态作出进一步评估。

用 RVM 与 PDC 联合测量可以对油纸绝缘老化状况做出更为合理的分析,然而,要对现场变压器的绝缘状况做出合理判断,还要依赖于工程师和专家的经验。针对这个问题,已有研究单位结合 RVM 和 PDC 的极化谱线,研究开发了适用于现场诊断的专家分析系统,该系统目前仍在整合更多的试验数据和不断地完善当中。

### 1.3 变压器的剩余寿命预测技术

无论是采用化学还是电气特征量,目的都是根据检测到的参量对变压器绝缘的老化状态进行评估,进而预测变压器的剩余寿命。这不仅能够帮助运行人员判断变压器继续在电网中运行的可靠性,也能为变压器的维护和更换提供理论依据。

#### 1.3.1 基于化学特征参量的寿命预测

聚合度是用于变压器剩余寿命预测最为可靠的参数。由于油纸绝缘聚合度的下降主要受到热老化的影响,因此与 Arrhenius 方程定义的热老化速率存在相关性。研究表明,变压器油纸绝缘聚合度下降与运行的时间存在如式(11.13-4)所示的动力学关系

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = kt \quad (11.13-4)$$



响,对于国产变压器来说,其绝缘结构、绝缘材料及油纸比例随电压等级、容量、型号、生产工艺以及生产年代的不同而差别很大,不可能搞清楚每台变压器中的绝缘纸的合计质量。仅凭模拟试验及部分实测统计数据不足以判断适用于各种类型的运行中变压器;此外,变压器运行环境的变化也会使  $\text{CO}$  及  $\text{CO}_2$  的含量在一年中有较大的波动,因而难以用某一次的测试结果来准确反映变压器绝缘老化的状况。

(3) 糠醛含量测量。糠醛是变压器绝缘纸老化过程中产生的一种呋喃类化合物,在常温及变压器运行温度范围内是液态,并且是纤维纸劣化分解而溶解于变压器油中的特殊产物,这一点特性使得它比起  $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$  气体用于诊断变压器固体绝缘的老化程度更为可靠。

1984 年第 12 届国际大电网会议上,糠醛被提出作为判断变压器老化程度的重要指标,各国也先后制定了相关的评判标准:

1) 我国 DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》中详细规定了非正常老化和严重老化的糠醛含量限值,当油中糠醛含量达到  $0.5\text{mg/L}$  时,变压器的整体绝缘水平处于其寿命中期,而当糠醛含量大于  $4\text{mg/L}$  时整体绝缘水平处于寿命晚期;

2) 国外常采用变压器单位纸重分解并溶于油中糠醛量  $\text{mg/g}$  来诊断绝缘纸老化水平,日本采用注意值为  $0.002 \sim 0.034\text{mg/g}$ ,异常值为  $0.034\text{mg/g}$  以上来判断。

正常运行的变压器油中呋喃衍生物水平应低于  $0.1 \times 10^{-6}$ ,但工程中也发现很多运行中变压器糠醛含量超过  $1 \times 10^{-6}$ ,有些甚至达到了  $10 \times 10^{-6}$  却还在正常运行中,在对欧洲 5000 多台变压器的调查中发现大量变压器糠醛含量超过  $1\text{mg/kg}$ 。

以糠醛含量诊断变压器绝缘老化是目前最为常用的方法,由于糠醛为绝缘纸的特殊产物,比起 DGA 分析  $\text{CO}$ 、 $\text{CO}_2$  含量来说可靠性更高,但仍然存在较多影响判断可靠性的因素:

1) 许多变压器装有热虹吸过滤器,将使对流循环的油中一部分糠醛被吸附除去,不能测到真实的糠醛含量;

2) 国产的变压器按检修规程规定采用压力滤油及高真空滤油,这也会使部分糠醛被除去,造成油中糠醛含量和绝缘老化的真实规律不成正比。

3) 随着抗氧化油和热稳定绝缘纸在变压器中的使用,包括糠醛和丙酮在内的呋喃衍生物会与添加剂反应而消耗,在整个老化过程中含量一直保持在较低的水平,直至绝缘纸的丧失所有的机械性能。

因此,简单地将糠醛含量用于老化程度判断将不再适用于添加抗氧化剂的油纸绝缘系统。需要掌握变压器的绝缘组成、运行及维修历史等资料,才能从多方面的对变压器老化状态作出客观的评价。

### 1.2.2 电气特征量判别技术

通常认为变压器中的纤维绝缘发生老化后只会直接导致其机械性能的下降,而诸如工频介质损耗角以及工频、脉冲击穿电压强度等电气性能不会发生太大的变化。因此,虽然电力运行部门长时间采用绝缘电阻和极化指数等电气参数作为变压器受潮状况的诊断方法,但直到 1990 年,关于绝缘老化和寿命预测的电诊断方法仍然没有得到系统的研究。近 10 年来,随着计算机及数字化测量技术的发展,以电气参数为特征量的变压器老化状态诊断方法取得了显著的进步,主要包括局部放电特征量研究和基于介质反应理论的极化/去极化电流诊断技术。

(1) 局部放电 (PD) 特征量研究。一直以来,局部放电都被认为是引起高分子绝缘材料老化的主要原因之一,随着计算机技术的进步,局部放电数字化测量系统也得到了高速发展,并广泛用于现代化的诊断技术中。最早用于反映固体绝缘状态的局部放电特征参量是最大放电量  $Q_m$ ,但 Stone 在对使用 1~50 年的绕组固体绝缘局部放电的统计分析中发现,绝缘老化后可能存在与新绝缘相当甚至更低的最大放电量水平, $Q_m$  用于固体绝缘老化状态的判断是不可靠的。近 10 年来,基于局部放电统计图谱的指纹识别技术受到了广泛关注。到目前为止,共有包括时域和相域在内的 24 种图谱、上百个特征参量被用于研究局部放电的信号特征。将局部放电信号特征作为反应绝缘老化状态的研究成为当前的研究热点,研究者们开展了大量的实验工作,希望寻找一种理想的固体绝缘无损在线监测方法,实现电气设备绝缘状态的可靠诊断和寿命预测。

局部放电作为一种电气特征量诊断方法,若能成功应用于变压器的绝缘老化诊断和剩余寿命预测,可以避免变压器中途滤油、绝缘纸、矿物油类型等因素的影响,同时能够反应绕组绝缘的局部缺陷情况,是一种理想的固体绝缘在线监测和状态评估手段。然而,到目前为止,由于受到现场强电磁干扰等因素的影响,利用各种去噪手段对现场数据进行处理、以真实地还原局部放电信号的方法还在进一步的研究中;另外,局部放电特征参量在老化过程中的发展规律与绝缘类型及结构形式的内在联系还没有得到破解。因此,局部放电特征参量到目前为止只能作为化学诊断手段的一种补充,要真正应用于变压器的寿命评估还有很多研究工作有待开展。

(2) 介质响应测量。介质响应的测量并不是一个新的技术,但在过去主要被用来进行实验室样品的绝缘特性研究,很少被应用到变压器绝缘研究上来。近年来,随着计算机及测量技术的迅速发展,基于时域介质响应技术的恢复电压法 (RVM) 和极化/去极化电流法 (PDC) 作为变压器的绝缘电阻、损耗因素及极化指数等传统测量技术的补充,成为电气设备及变压器绝缘系统现场诊断的有效工具,其测量原理如图 11.13-2 所示。

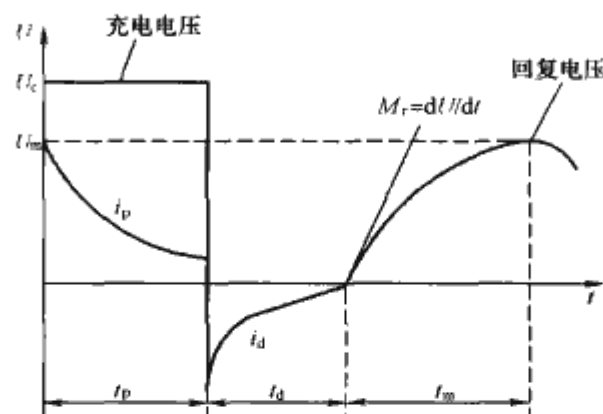


图 11.13-2 介质响应测量原理

对于 RVM 方法,采用直流高压对待测介质充电,达到充电时间后撤去外加电压并短接介质两极进行放电,再断开短路回路并对介质两端的电压波形(即恢复电压)进行测量;对于极化/去极化电流法,首先在被测试品上施加幅值为  $U_c$  的直流电源进行充电,极化时间  $t_p$  后将电源撤离,并将介质两端短接进行放电。在充放电过程中介质中会形成极化电流  $i_p$  和去极化电流  $i_d$ ,它们都被称作松弛电流。

在 RVM 方法中,有 3 个重要的特征参数:最大恢复电压  $U_m$ ,  $U_m$  对应的峰值时间  $t_m$  以及恢复电压初始斜率  $M_r$ 。



年以上的油纸绝缘变压器进行可靠的预测，提出“绝缘年龄”的概念。绝缘年龄依靠的是对绝缘状态参量数据的分析处理。当绝缘年龄增加时，变压器运行的可靠性降低。可靠性低于某预定值时（一般为 50%），即认为寿命已终止，变压器应退役或进行相应的处理。

目前，由于缺乏一套正规的评估运行时间为 25 年以上的大型变压器剩余寿命的方法，多年来基本沿用绝缘年龄来评估寿命。实际上，绝缘年龄显然不同于变压器“铭牌寿命”。变压器寿命的评估，通常应运用多种测试手段获取大量数据和相关信息，再由相关专家进行评估，得到剩余寿命的定量结果。

先进的变压器寿命评估是建立在可靠性基础上的。这种方法不要求预报变压器将发生故障的确切时间，而是在于发生故障可能性的增加和相应的可靠性降低。当可靠性下降到一定值时，可以认为变压器寿命实际上终止了。变压器绝缘剩余寿命无论采用“绝缘年龄”评估，还是采用可靠性评估，根本目的是在确保安全运行的同时提高经济效益。在这个前提下，可靠性寿命评估将更具活力。可靠性的处理方法实质是一种使用测量绝缘老化数据估计剩余寿命的概率统计的应用技术，这种技术的价值已被研究证明。

基于可靠性理论进行变压器寿命预测的人工神经网络以及智能专家系统正在进一步的研究当中，在工程技术人员掌握了更多的能够反映变压器绝缘的老化特征参量的前提下，借助于人工智能方法指导将更能有根据地做出正确的决策，决定变压器的故障及故障点，变压器应该继续还是退出运行，何时采取行动等。

2 电力电缆的老化和寿命预测

2.1 电力电缆老化的原因

引起电缆绝缘老化的原因是多方面的，如果电缆的制造质量好（包括缆芯绝缘、护层绝缘所用的材料及制造工艺）、运行条件（包括负荷、过电压、温度及周围环境等）合适，而且不受外力因素的破坏，则电缆绝缘的寿命相当长。国内外的运行经验表明，制造、敷设良好的电缆，运行中的事故大多是由于外力破坏（如开掘、挤压而损伤）或地下污水的腐蚀所引起的。由于电缆材料本身和电缆制造、敷设工程中不可避免地存在缺陷，受运行中的电、热、化学、环境等因素的影响，电缆的绝缘都会发生不同程度的老化。不同的老化因素引起的老化过程及形态也不同。图 11.13-11 给出了电力电缆绝缘老化的原因和老化形态，其中树枝状老化是交联聚乙烯电缆所特有的。

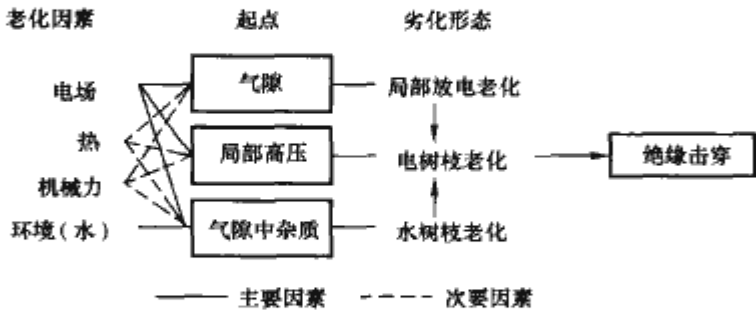


图 11.13-11 老化原因与老化形态间的关系

2.1.1 充油电缆老化原因

充油电缆（Oil-impregnated Paper for Oil-filled Cable）即 OF 电缆，是一种在电缆中充有能流动且有一定压力绝缘油的电缆。由于电缆内有带压力的油填充，电缆绝缘内的浸渍剂在油压作用下得到补充，即使增加负荷，也可消除电缆

绝缘内部生产的气隙或气体被压缩，故能很好地抑制电缆制造、运行过程产生的气隙，从而避免气隙在电场强度较高时出现的游离放电导致的电缆绝缘层击穿情况的发生，也使 OF 电缆绝缘的容许工作场强提高。引起 OF 电缆老化的主要原因包括：

- 1) 外部老化原因：氧化、热、电场的作用。
- 2) 内部老化原因：构成材料（纸、油）的主要成分中，夹杂着不干净物质使油浸纸绝缘体发生老化，产生分解气体，使得高温  $\tan\delta$  增加，机械强度及绝缘性能显著下降。

OF 电缆的老化现象与生成气体的总结于表 11.13-1 中。

表 11.13-1 OF 电缆的老化原因与发生气体

老化原因		老化现象
氧化老化		烷基苯类→过氧化物→酮→有机酸 →CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> O
热老化 (含油中放电)	绝缘纸	热分解产生气体 CO, CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> O
	绝缘油	热分解产生气体 CO, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> , H <sub>2</sub>
电老化		产生分解气体 H <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>

2.1.2 XLPE 电缆老化原因

XLPE 电缆绝缘老化种类大致分为：

(1) 热劣化：超过电缆材料的允许温度时，会产生氧化分解和挥发等化学反应，反应生成物由于电离作用使绝缘电阻和耐压性能均有下降。可通过检测其直流高压下的泄漏电流和介质损耗角来判断。

(2) 电气劣化：绝缘内部气隙、绝缘和屏蔽层之间空隙部位的电晕放电会侵蚀绝缘，使耐电强度下降，这是电晕造成的劣化。由于屏蔽层上有尖状突起，引起局部放电并逐渐发展为树枝状，树枝状放电引起耐电强度下降成为电树枝劣化。与绝缘介质相比，其中的杂质、气隙的介电常数和电气强度均低，故总是先于绝缘介质放电，引起绝缘介质劣化，扩散局部放电源。如此恶性循环生成电树、蝶行结树通道，并沿电缆径向生成，一旦贯穿绝缘介质两端的电极，电缆的绝缘就被击穿。

(3) 水树枝老化：有机材料的吸水现象在短时间内是不会有影响的，但长时间受水浸渍，将开始吸潮，水在电缆绝缘层中以水滴或溶解方式存在。当水分以水滴的形式存在于介质中时，由于水不是良好的绝缘介质，具有一定的导电性，水滴上分担的电压很小，使绝缘介质上承受的电场强度增加，导致介质放电，介质的长期放电形成老化。一旦电位升高，水分将呈树枝状侵蚀电缆，形成水树枝劣化。

(4) 化学老化：化学老化是由于电力电缆运行环境引起的，多发生在石油化工部门，其形态是溶胀、溶解、龟裂或化学树枝状劣化。化学劣化的程度，也因油、药品种类不同而异，但它对电缆的影响，都是使组成电缆的材料膨胀、物理特性降低和电性能降低。

2.2 电力电缆的寿命预测方法

2.2.1 充油电缆的寿命预测方法

(1) 以热老化为主对 OF 电缆寿命进行预测。OF 电缆的绝缘体老化是由绝缘油和绝缘纸老化重叠而成，油浸绝缘体的热老化产生分解气体、高温下  $\tan\delta$  增加、机械强度下降等，能使充油电缆绝缘体性能显著降低。因此认为，热老化是充油电缆老化的主要因素。

充油电缆绝缘体  $\tan\delta$ ，可以综合反应其老化的情况。经模式电缆老化特性的研究，采用化学反应速度论提出有关  $\tan\delta$  计算公式（11.13-6）



式中  $DP_t$  为  $t$  时刻的绝缘聚合度,  $DP_0$  为绝缘的初始聚合度, 而  $k$  则代表式 (11.13-1) 所表示的老化速率。图 11.13-7 为实验室中通过加速老化试验得到的不同老化温度

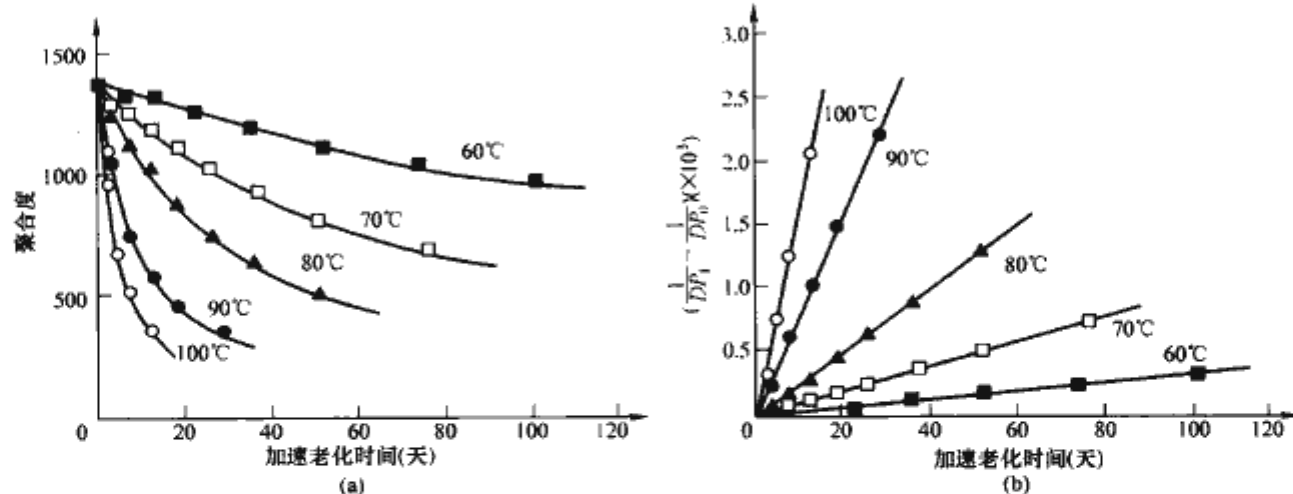


图 11.13-7 加速老化试验 DP 变化图  
(a) 聚合度随时间变化图; (b) 动力学模型图

由式 (11.13-4) 的动力学模型预测出的变压器寿命在很大程度上取决于绝缘的初始状态及终止寿命聚合度的取值。即把聚合度  $DP_t$  下降至多少作为变压器寿命的终点。然而, 到目前为止, 在这个问题的认识上仍然存在着较大的差异。虽然  $DP$  值在 150 以下时, 绝缘纸已经完全失去了所有的机械强度, 但曾经在运行中的变压器中提取到过  $DP$  为 150 以下的绝缘纸。无论是运行中的变压器还是故障后的变压器, 都有平均聚合度为 200 及机械强度为 50% 的绝缘纸存在, 这些变压器中最旧的已经运行了 40 年之久, 而最新的只运行约 20 年。如果将寿命终点聚合度由 150 提升至 260 时, 预测寿命值将减半; 由寿命终点判据的不确定性, 再加上计算方法的差异, 将使得对一台典型的电力变压器的寿命预测值从 15~50 年不等。

目前国际上已有关于采用聚合度进行寿命预测的判据包括:

- ① DL/T 596—1996 规定: 当聚合度小于 250 时, 应引起注意。试样可取变压器引线上绝缘纸、垫块、绝缘纸板等部位。
- ② 法国电工研究所: 聚合度降至 150 (范围 100~200) 时, 变压器的寿命预先终止。
- ③ 1962 年国际大电网会议: 聚合度降到 150 为变压器寿命的终止。
- ④ 日本: 抗拉强度残留率达 60%, 平均聚合度 40%~50% 作为制造厂设计的绝缘寿命。对运行中变压器, 用图 11.13-8 予以推定。

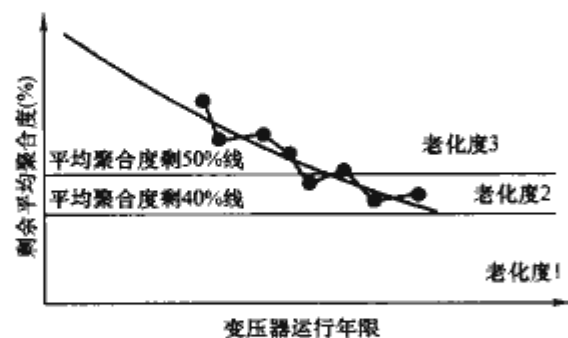


图 11.13-8 利用绝缘纸的平均聚合度残留率推导剩余寿命

在利用 DGA 和糠醛含量进行变压器寿命预测的研究方面, 主要还是基于实验室的数据, 研究它们与绝缘纸的平均聚合度的对应关系。日本田村等人测定了  $(CO+CO_2)$  生

下, 聚合度随时间变化的关系, 以及对应于式 (11.13-4) 动力学模型的坐标图。

成量与绝缘纸平均聚合度残留率的关系, 结论是当  $(CO+CO_2)$  生成量约为 1mL/g 时, 平均聚合度残留率为 50%;  $(CO+CO_2)$  生成量约为 3mL/g, 平均聚合度残留率为 30%。Allan 研究了近 30 台运行年限约 40 年的变压器, 结果表明  $CO_2$  与平均聚合度之间的相关系数高达 0.88。从 20 世纪 80 年代开始, 众多研究均证实了变压器油中糠醛含量与绝缘纸平均聚合度之间存在如图 11.13-9 所示的对数线性关系。

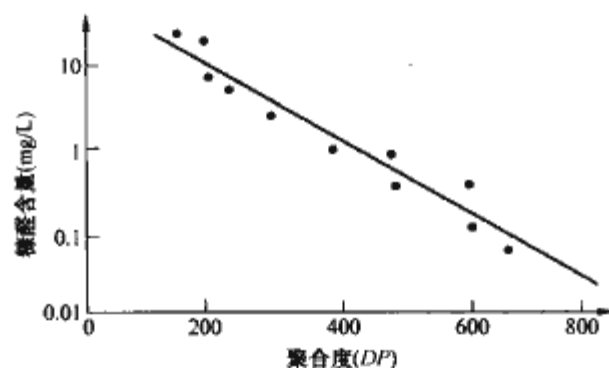


图 11.13-9 糠醛含量与聚合度的关系

拟合得到如式 (11.13-5) 所示的关系式

$$\log(\text{Furan}) = 1.15 - 0.0035DP \quad (11.13-5)$$

式中: Furan 为糠醛含量;  $DP$  为聚合度值。

图 11.13-9 中糠醛含量与聚合度两者间相关系数为 0.9657, 所以借助于糠醛分析可近似地估算绝缘纸的平均聚合度, 从而对变压器寿命进行预测。

由国内外的试验结果可知, 老化程度诊断指标之间存在着相互关系, 当绝缘纸的残余抗拉强度为 60% 时残余平均聚合度、 $(CO_2+CO)$  量、糠醛、丙酮量存在如图 11.13-10 所示的关系图。

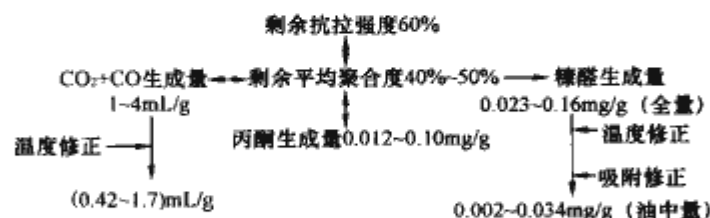


图 11.13-10 老化指标关联图

### 1.3.2 基于可靠性的变压器寿命评估

进行变压器绝缘老化分析和寿命评估的研究, 目的在于确保变压器的安全运行和提高其经济效益。国外对运行 25



产生 X-蜡沉积在固体绝缘表面上,在那里形成更为强烈的放电,出现过热点,加速固体绝缘的破坏。在损坏的变压器中,经常可以观察到在油浸纸绝缘表面残留的树枝状放电痕迹。因此,局部放电是引起变压器内绝缘电老化的主要因素,检测局部放电是诊断绝缘变压器早期故障的重要方法。

### 1.1.3 机械老化

变压器绕组在运行过程中的机械振动,或者由于短路故障或暂态过电压引起的瞬时电力也会引起或加速内绝缘的老化进程。这种老化过程的实质是在机械应力作用下,油纸绝缘材料中分子级别的微观缺陷发生规则运动,形成微裂缝并逐渐扩大的过程。当裂缝的尺寸及数量达到某个临界值时,将会对绝缘材料造成破坏。

静态机械负荷下,固体绝缘的工作寿命  $L$  与运行温度  $T$  和机械应力  $\delta$  之间存在式 (11.13-3) 所示的关系

$$L = L_0 \exp\left(\frac{W - \gamma\delta}{kT}\right) \quad (11.13-3)$$

式中:  $L_0$ 、 $W$ 、 $\gamma$  为绝缘材料的特性参数,  $k$  为波耳兹曼常数,  $T$  为绝对温度。

机械负荷和其他因素的共同作用会加速绝缘的机械老化。同时,在强电场存在时,固体绝缘的机械老化会明显加快,因为绝缘的微裂缝容易引发局部放电,并加快绝缘的机械破坏过程。另外,温度升高时,机械老化也更易进行。在复合绝缘中,热膨胀系数的不同也会在高温下产生额外的机械应力,进一步加剧机械老化。

### 1.1.4 环境老化

由环境引起的油纸绝缘系统老化的因素主要包括水分、污染、氧气等。在这些因素的作用下,绝缘表面将发生腐蚀,加以强电场的作用,沿面放电会产生足以引起纤维分解的高温。环境对变压器油纸绝缘系统造成的劣化主要是受潮,受潮后的绝缘电阻和介质损耗将增大,从而有可能引起热击穿。水分是强极性液体,受潮后的绝缘介电常数也将增大。如果受潮不均匀,将引起电场分布的变化,从而降低其耐电强度。试验证明,变压器绝缘在运行温度下,含水量为 4% 的纸是 0.5% 含水量降解速度的 20 倍。绝缘纸在有氧条件下的降解速度是无氧条件下的 3 倍,加了抗氧化剂后的老化速度比没加前要慢很多。

## 1.2 变压器内绝缘老化判别

国内外研究学者对变压器老化的特征量和测量手段以及基于特征量的寿命预测方法进行了大量的研究,并取得了一定的成果。可以根据特征量类型将变压器老化的判别方法分为化学特征量判别技术和电特征量判别技术两大类。其中以化学特征量的研究最为成熟,而电特征量则是近十年来才发展起来的,仍处于初级研究阶段,还没有得到广泛的应用。

### 1.2.1 化学特征量判别技术

(1) 聚合度测量。纤维是构成油纸绝缘的主要成分,是葡萄糖的天然聚合体,多个单体排列成长链,天然状态下的平均链长或称聚合度 (DP) 超过 20000。变压器绝缘制造工艺完成后纸的聚合度约为 1000~1300,在经过干燥和浸油处理后下降至 900。普遍认为当 DP 下降到 500 时,变压器的整体绝缘寿命已进入中期;而当 DP 下降到 250 时,变压器的整体绝缘寿命已到晚期。然而,到目前为止,在极限值达到多少即认为变压器的寿命终止这个问题的认识上仍然存在着较大的差异。

由于聚合度是绝缘纸机械性能的直接体现,在 20 世纪 80 年代,以 Oomen 和 Arnold 为代表的研究人员提出将用粘

度方法测量得到的平均聚合度作为变压器内绝缘老化程度判别的依据。但变压器绕组不同部位的劣化情况会因为运行温度的差异而有所不同,导致聚合度分布具有一定的分散性;另外粘度法测量的准确度也易受到溶液配置、测试环境及操作人员等各种因素的影响;最为重要的一点是,聚合度测量仍只能停留在离线状态,而且必须对变压器采取吊心取样,实现起来比较困难。因此,要实现绝缘纸聚合度的在线测量并广泛用于变压器的剩余寿命评估还有很多研究工作需要开展。

(2) 油中溶解气体分析。从 20 世纪 70 年代开始,工程人员通过大量的运行经验和实验研究清楚地认识到,对于运行中的充油电气设备,在热和电的作用下,变压器油和有机绝缘材料将逐渐老化和分解,产生少量的各种低分子烃类及一氧化碳、二氧化碳等气体,当存在潜伏性故障或放电性故障时,这些气体产生的速度加快。对充油电气设备内部故障判断有价值的气体包括:氢气、甲烷、乙烷、乙烯、乙炔、一氧化碳、二氧化碳,它们被称作特征气体,其组分含量与设备故障类型及故障严重程度有非常密切的关系,可以用于变压器故障诊断。国际电工委员会相继推荐三比值法和改良三比值法,而在实际运用时还需结合其他一些辅助的判别方法,其中具有代表性的是:IEEEC 57.104—1991 规程、Doernenberg 能堡比值方法、Rogers 方法、IEC 60599 规程以及 Duval 的三角法等。基于油中溶解气体的分析方法在变压器故障诊断中得到了成熟的应用,尤其随着近年来油色谱在线监测设备的发展,DGA 方法在该绝缘诊断领域更是起到了不可忽视的作用。

然而,当涉及变压器内部固体绝缘老化时,由于特征气体有很大一部分是来自于矿物油的分解,与纤维纸劣化生成的气体混合溶解于油中,并不是所有的特征气体都与纤维纸的老化程度有很好的相关性,因此,DGA 对用于变压器的老化程度判别及剩余寿命诊断仍然处于研究当中。纤维素在 47℃ 时的热分解生成气体中,碳氢化合物很少,而 CO、CO<sub>2</sub> 很多,对 85℃ 下油纸混合绝缘以及纯矿物油长达 6 个月的热老化试验研究,结果表明纯矿物油和油纸绝缘在老化过程中产生了含量相当的烃类特征气体和氢气,而纯矿物油的 CO 产气率在老化的前期明显低于油纸绝缘,大部分 CO 来自于纤维纸的老化;纯矿物油的 CO<sub>2</sub> 含量在整个过程中一直保持非常低的水平,绝大部分 CO<sub>2</sub> 由纤维纸的老化产生。

许多导则中利用 CO、CO<sub>2</sub> 的这种特性,给出了变压器老化的判据:

① GB/T 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》规定对开放式变压器 CO 含量一般在 300mg/L 以下,对隔膜变压器油中 CO 含量一般均高于开放式变压器;

② IEC 导则推荐以 CO/CO<sub>2</sub> 比值作为判据,即该比值大于 0.33 或小于 0.99 表示可能有纤维绝缘分解故障。对于隔膜式变压器,CO/CO<sub>2</sub> 大于 0.5,对于氮式变压器 CO/CO<sub>2</sub> 大于 0.2 即可能存在异常;

③ 日本 Tsukioka 提出 ARY-Map 法 (作图值),将 0.42mL/g 和 1.7mL/g 作为注意和寿命修正值。

这种利用变压器单位纸重分解并溶于油中碳的氧化物总量即 (CO+CO<sub>2</sub>) 来诊断绝缘的正常老化的方法有一定的参考价值。但一方面,CO、CO<sub>2</sub> 气体不仅可以来自于纤维纸的热分解,而且矿物油的劣化和油中的局部放电也可以产生大量的气体溶解于油中,气体容易挥发并以一定的速率排放到空气中,导致测量得到的气体含量缺乏代表性;另一方面,气体含量比例也会受到变压器中油纸比例的不同影



$$\begin{aligned}\tan\delta &= a_0 + a_1 \exp\left(-\frac{E_1}{K_T}\right) \\ a_0 &= B_0 + A_0 \exp(-E_d / K T_d) \\ a_1 &= B_1 + A_0 \exp(-E_d / K T_d)\end{aligned}\tag{11.13-6}$$

式中： $A_0$ 、 $A_1$ 、 $B_0$ 、 $B_1$ 、 $E_1$  及  $E_d$  是常数，其含义和取值由表 11.13-2 给出； $K$  为波尔兹曼常量； $T_d$  为绝对温度。

表 11.13-2 油浸纸  $\tan\delta$  的老化常数

常 数		单位	脱离子纸+ 烃基苯油	普通纸+矿物油
A0	tanδ 相 关的常数	1/H	$3.56 \times 10^3$ ( $4.95 \times 10^{-4}$ $\times e^{25} \times 10^{-2}$ )	6.33 ( $7.12 \times 10^{-5} \times$ $e^{16} \times 10^{-2}$ )
A1		1/H	$2.11 \times 10^4$ ( $2.93 \times 10^{-5} \times$ $e^{25} \times 10^{-2}$ )	0.243 ( $2.73 \times 10^{-6} \times$ $e^{16} \times 10^{-2}$ )
B1		—	$4.20 \times 10^7$ ( $0.0583 \times e^{25}$ $\times 10^{-2}$ )	$2.08 \times 10^5$ ( $0.0213 \times e^{23} \times 10^{-2}$ )
E1	tanδ 温度特 性的活化能	eV	0.827	0.72
Ed	tanδ 的老化 激活能量	eV	0.92	0.58

$\tan\delta$  的增大表示热老化加剧并造成击穿，可以将热击穿的  $\tan\delta$  值作为极限值，而把达到这一极限的热老化时间作为电缆寿命，这种方法如图 11.13-12 所示。

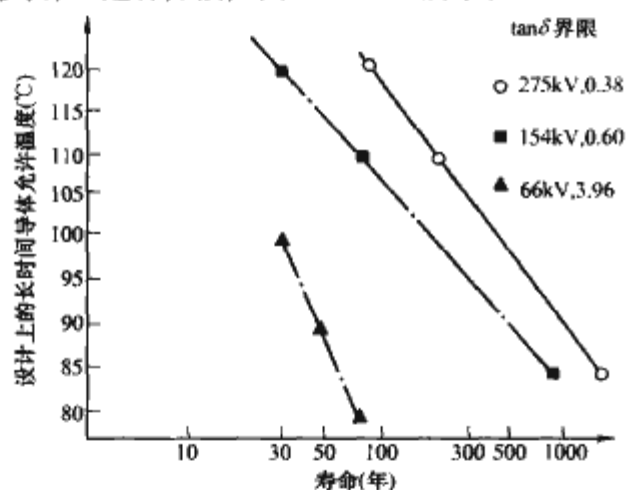


图 11.13-12 OF 充油电缆的寿命预测

(2) 基于湿抗拉强度的 OF 电缆寿命评价。在加速热力试验中，湿抗拉强度 (Wettensile strength) 会因 OF 电缆老化而增大，75℃下最大等效寿命达 40 年，这种方法测出与预计的 OF 电缆的寿命一致。OF 电缆劣化的一个特点是湿抗拉强度达到最大峰值后，会随着电缆使用寿命的增加而下降。如图 11.13-13 所示，老化温度越高，其湿抗拉强度越快达到峰值。湿抗拉强度的降低是由接近导体的绝缘体向径向发展 (受电缆绝缘壁温度差变化影响)。图 11.13-14 为计算机模拟的一条 2500kcmil 的 345kV 充油电缆绝缘壁的湿抗

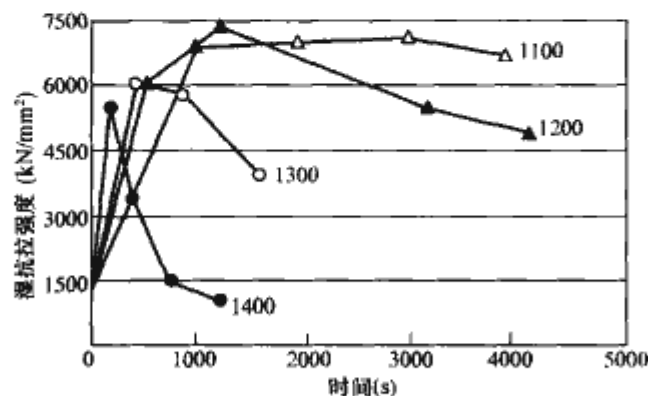


图 11.13-13 不同温度下的湿抗拉力强度曲线

拉强度的发展。可以看出，只有 40 年后才会出现最大的湿抗拉力强度。

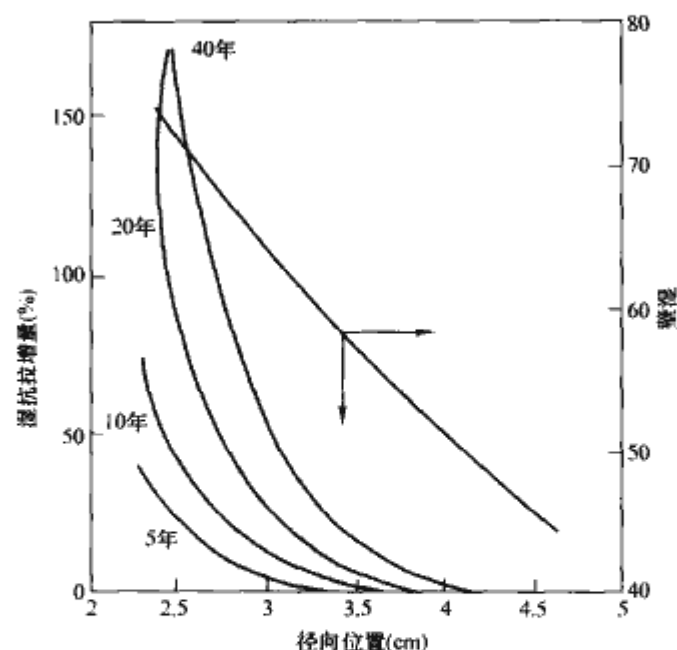


图 11.13-14 湿抗拉力强度随径向和径向发展的计算机模拟

### 2.2.2 XLPE 电缆的寿命预测方法

(1) 用可靠性估计预测 XLPE 电缆寿命。过去沿用传统的剩余寿命推定电压—寿命曲线法。近年来提出采用可靠性工程统计方法，这种方法是将电缆的应力分布 (现场绝缘特性之类的随时间变化的数据) 和绝缘击穿电压 BDV 等相关数据综合考虑。作为现场数据，采用在线测量得到的介质损耗角正切或直流成分，以及在停电状态下获得的介质损耗正切、直流泄漏电阻或直流电阻，适当情况下考虑击穿电压值本身或者其值与树枝放电长度 (也包括蝴蝶领结状水树枝长度) 的关系等，由这两组数据群，就可推定电缆剩余寿命。下面以最大水树放电长度与交流击穿电压的关系，说明剩余寿命推定法的步骤。

1) 采用加速劣化试验获得的最大水树放电长度与交流击穿电压的关系，如图 11.13-15 所示。

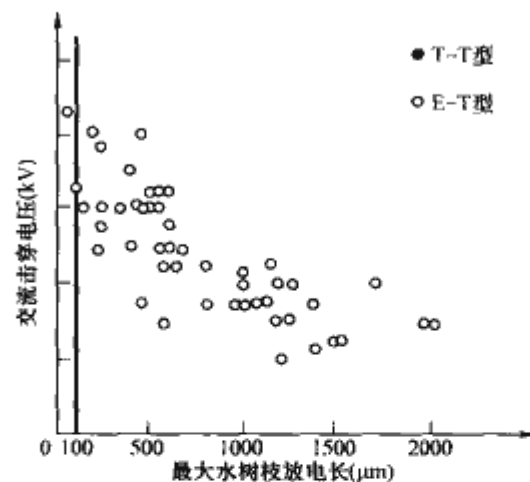


图 11.13-15 最大水树放电长度与交流击穿电压的关系

2) 求最大水树枝放电长的各组电压分布图，如图 11.13-16 所示。

3) 将破坏电压分布图示于威布尔 (Weibull) 概率坐标纸上，如图 11.13-17 所示。

4) 画出最大水树枝放电长与交流破坏概率 (相关数据)，如图 11.13-18 所示。

5) 求出电缆的水树枝长度随老化时间变化试验数据，如图 11.13-19 所示。

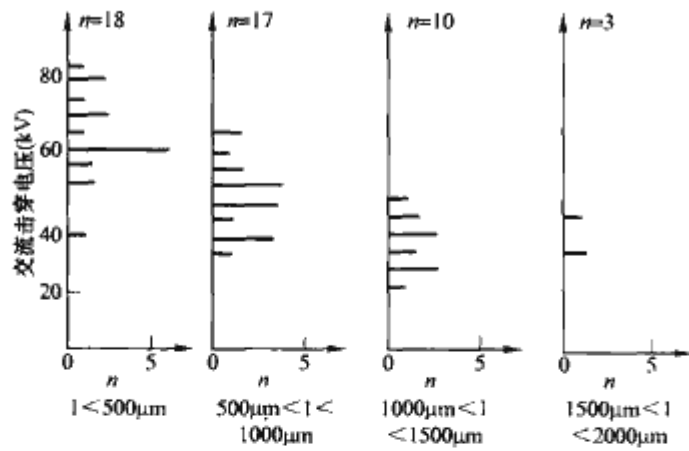


图 11.13-16 最大水树枝放电长度的各组电压分布图

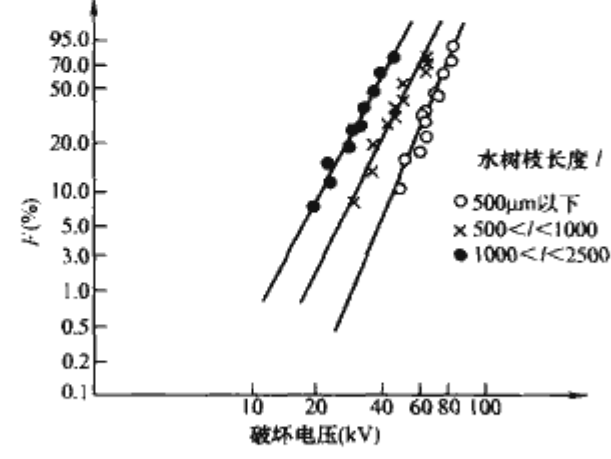


图 11.13-17 破坏电压的威布尔分布

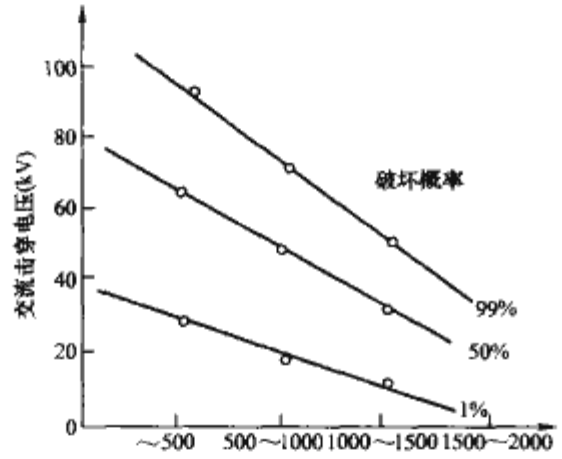


图 11.13-18 最大水树枝放电长度与交流破坏概率

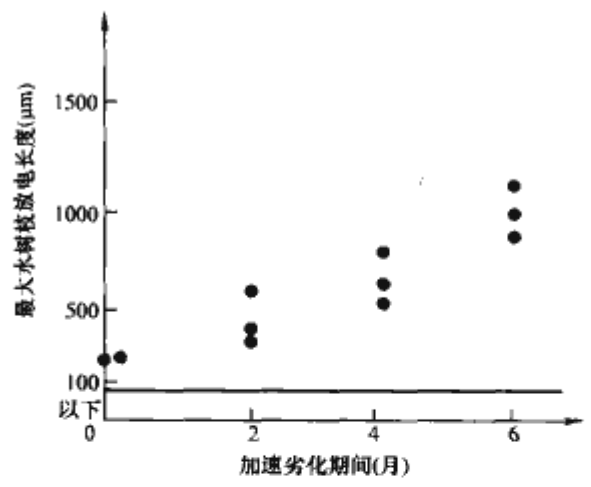


图 11.13-19 电缆的水树枝长度随老化时间变化图

6) 由图 11.13-18 和图 11.13-19 绘制寿命推导曲线, 如图 11.13-20 所示。

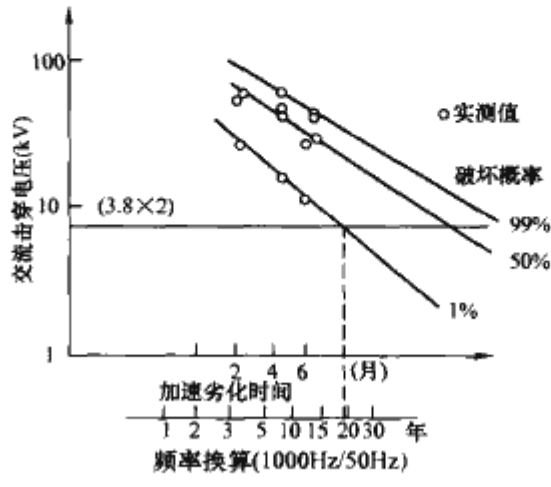


图 11.13-20 寿命推定图

(2) 用直流偏压法、水树进展速度预测 XLPE 电缆寿命。利用在现场绝缘诊断的直流偏压法, 能够推定水树劣化电缆的残存绝缘性能, 即残存绝缘厚度。根据由现场撤下来的不同时期电缆调查得到的水树进展速度, 从而推定电缆的剩余寿命。

1) 直流偏压法诊断绝缘特性的测定。22kV 级电缆不同于 6.6kV 级可以利用接地线在线监测充电电流的直流分量 (通常为不直接接地系统), 加之绝缘厚度、直流分量很小, 存在杂散电流和现场干扰影响其精度, 为此开发了直流偏压法。图 11.13-21 是直流偏压法的测定回路及现场绝缘诊断车接线图。表 11.13-3 为诊断车的性能参数。

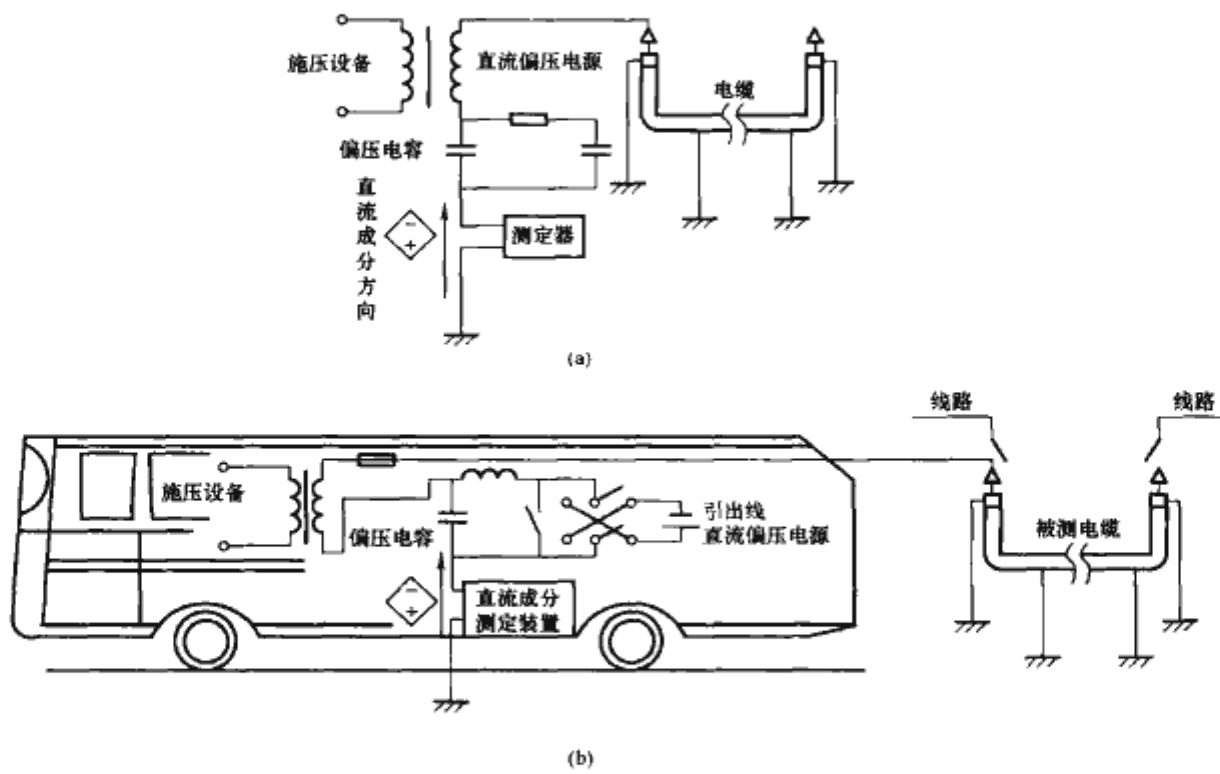


图 11.13-21 直流偏压法测定法  
(a) 直流偏压法测定回路; (b) 现场绝缘诊断车接线图



表 11.13-3 诊断车性能参数

装置,性能	参 数
交流电源设备	最高输出电压 20kV 最大容量 300kVA
发动机发电装置	输出电压 200V 最大容量 38kVA
直流电源	最高输出电压±1000V
直流成分测定精度	0.1nA (分辨率: 0.001nA)

2) 采用从实际线路撤下来电缆求取直流偏压时直流成分与各直流破坏电压间关系, 如图 11.13-23 所示。

3) 判定所测电缆的绝缘劣化程度。根据图 11.13-22 和现场实例某线路的直流偏压下的直流分量, 评价其劣化程度, 可以采用表 11.13-4 的评判标准。

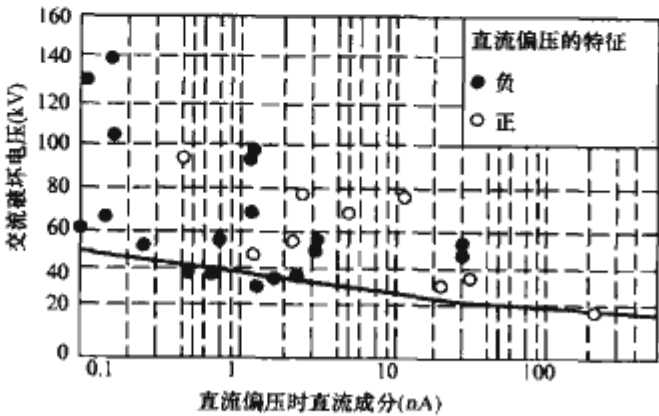


图 11.13-22 直流偏压的直流成分与交流破坏关系

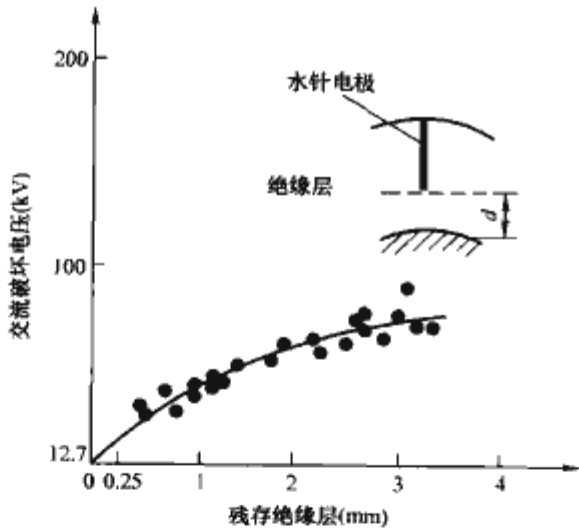


图 11.13-23 交流破坏电压与残存绝缘厚度的关系

表 11.13-4 绝缘劣化程度评判标准

分级	直流偏压法的直流成分	劣 化 度
I	10nA 末端	>30kV 以上绝缘强度
II	10nA 以上~100nA 末端	>25kV 以上绝缘强度
III	100nA 以上~500nA 末端	>20kV 以上绝缘强度
IV	500nA 以上	局部劣化 劣化部分多

4) 残存绝缘厚度的推定。采用水针电极模拟作为 22kV 级绝缘性能最恶劣的水树, 求得交流破坏电压和残存绝缘厚度的关系图如图 11.13-23 所示, 再由所测电缆的劣化程度求出残存绝缘厚度。

5) 根据水树进展速度和残存厚度求剩余寿命。根据不同投运时期撤下的电缆做出最大水树枝长度与使用年限的关系曲线, 再根据被测电缆投运时期求出倾向性水树进展速度

后, 由厚度即可求剩余寿命。图 11.13-24 为水树进展速度特性, 表 11.13-5 是求出的残存厚度、剩余寿命和诊断周期。

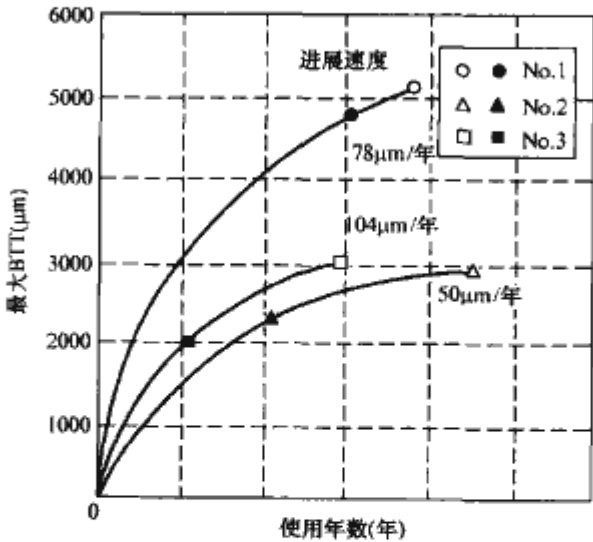


图 11.13-24 三种不同时期水树进展速度

表 11.13-5 水树诊断结果

序号	直流成分 (nA)	交流残存性能 (kV)	残存绝缘厚度 (mm)	破坏时间 (年)	诊断周期 (年)
I	<10	≥30	0.8	5.5	5
II	≥10, <100	≥25	0.6	3.5	3
III	≥100, <500	≥20	0.4	1.5	1
IV	≥500	<20	<0.4	<1.5	耐压试验 (AC, 20kV)

3 绝缘子的老化和寿命预测

3.1 绝缘子老化的种类和原因

引起绝缘子老化的因素很多, 主要有热的作用、电的作用 (包括局部放电的作用)、机械力的作用以及周围环境的影响, 例如臭氧、受潮及各种射线的作用等。各种不同的因素除了本身能对周围绝缘产生作用外, 还常常相互影响和促进, 使老化过程加速。例如受潮后, 能使热老化过程加剧。绝缘子按材料分为瓷绝缘子、玻璃绝缘子和合成绝缘子, 不同绝缘材料的绝缘子, 其老化种类、特性及规律是不同的。表 11.13-6 列出了几种绝缘子的老化原因及规律。

表 11.13-6 绝缘子老化特性

类型	老化原因	老化规律	性能比较
瓷绝缘子	电气作用: 由于绝缘子长期处于交变磁场中, 其绝缘性能会逐渐变差。如果绝缘子内部有气隙和杂质, 就会发生电离, 绝缘性能恶化。如果绝缘子遭受雷击或操作过电压。而发生闪络, 则其绝缘性能就更差 机械作用: 缘子在外应力和内部应力的长期作用下, 会发生疲劳损伤。通常, 应力越大, 绝缘子老化越快 冷热交替作用: 绝缘子的金具、瓷质部分和水泥三者的膨胀系数各不相同, 当温度骤变时, 瓷质部分受到额外应力而损坏 水分和污浊气体的影响: 金具热镀锌受水分和污浊气体影响, 逐渐锈蚀; 水泥进水导致体积膨胀, 应力增大, 使绝缘子的机械强度降低 本身的缺陷: 瓷质疏松, 烧制不良, 有细小裂缝, 会使绝缘降低而击穿	新瓷绝缘子开始运行的 2~3 年老化率稍高, 产品质量越差, 开始的老化率就越高。之后, 有 15 年左右的稳定期, 老化率基本上稳定在 0.1% 左右。约 20 年以后, 其老化率又开始大幅增加, 并进入衰老期, 老化率曲线呈浴盆形 (常称浴盆曲线)	中等

续表			
类型	老化原因	老化规律	性能比较
玻璃绝缘子	由于玻璃的优良特性，玻璃绝缘子的老化主要是金具的腐蚀老化，但制造过程中玻璃中的杂质和结瘤，若杂质和结瘤分布在内张力层时，在产品制成后的一段时间内，部分会发生自爆	玻璃绝缘子零值自爆在运行初期突出，1~3年后逐年下降	较好
合成绝缘子	强电场下的局部放电、冷热骤变、受潮水解和紫外线等高能射线的长期作用是导致合成绝缘子老化的主要原因，材料老化机理是多方面的。带电粒子对介质表面的撞击，能使有机介质主链断裂，高分子解聚或变成低分子。局部的温度上升，放电区域内的高温使材料产生化学分解。局部放电才生的活性气体 O <sub>2</sub> 、NO、NO <sub>2</sub> 等的氧化及腐蚀作用使逐渐劣化。 放电产生的紫外线或波长的软 X 射线，导致介质分解，解聚	随着运行时间的增加，合成绝缘子的耐老化性能会减弱，后期老化速度会加快	较差

3.2 绝缘子的寿命预测

3.2.1 绝缘子的寿命周期

产品在标准规定的使用条件下，能够保持其性能不低于出厂标准的最低使用年限为寿命周期。此项指标不仅反映绝缘子的安全使用期，也能反映输电线路投资的经济性。我国

曾先后多次对运行 5~30 年的玻璃和瓷绝缘子进行过机电性能跟踪对比试验。结果表明：玻璃绝缘子的使用寿命取决于金属附件，瓷绝缘子的使用寿命取决于绝缘件。玻璃绝缘子的寿命周期可达 40 年，而瓷绝缘子除全面采用国外先进制造技术后有可能较大幅度地延长其寿命周期外，其平均寿命周期仅为 15~25 年；复合绝缘子经历了三代的发展，但从迄今世界范围内的试验及运行结果分析来看，其平均寿命周期只有 7 年。

3.2.2 绝缘子的寿命测试与判断

陶瓷绝缘子的寿命在农村地区一般在 40 年以上。在工业污染以及沿海地区，绝缘子寿命更多地取决于金属构件的损坏，而不是陶瓷或瓷釉的损坏。绝缘子裂纹的发展以及放电或腐蚀均可破坏瓷釉，也可因过负荷而减少总的寿命。如果对绝缘子的状态有怀疑，可在实验室中进行机电试验来测定强度损失，以决定是否要更换绝缘子。

1996 年国内某电力公司在 110kV 线路上选取了运行 30 年以上的 12 只绝缘子（某厂 1958 年 5 月出厂，型号为 X-4.5；某厂 1958 年出厂，型号为 X-7 及 1964 年 12 月出厂的型号为 X-7 的绝缘子各 4 只）作为试品，并对其进行机电性能和物理性能考核。试验以 GB 1001—1986《盘形悬式绝缘子技术条件》及 GB 775.1~3—1987《绝缘子试验方法》为依据。由于在运行输电线路采用随机抽样方式获取试品并构成样品，故试验结果是具有代表性的（X-7 无夹具未进行机电联合试验，有一只 X-7 是零值）。试验数据见表 11.13-7。

表 11.13-7 绝缘子样品测试数据

标准值型号	工频火花电压 (kV/5min)	温度循环 (温差℃/min)	1h 机电负荷 (kV/kN)	工频击穿 电压 (kV)	机电破坏负荷 (kV/kN)	孔隙性 (MPa·h)
	75~80	70/30	56/45~52.5	110	56/70	180 无吸红
X-4.5	80	冷水 24 热水 94 3 次各 30min	56/45	144	56/90	始压 42MPa 终压 35.5MPa 历时 15.5h
X-7	80			138	56/79	
	80			144	56/88	
	80			144	56/68	
	80		56/52.5	146	56/90	
	80			148	56/72	
	80			144	56/90	
	80			144	56/83	
	75			138		
	—					
	75			136		
	75			124		

试验结果表明：这批样品的机电、物理性能都符合现行国家标准规定。对送试的一只零值绝缘子还特地作了孔隙性试验，也未发现有吸红现象。

国外有研究提出采用平均机械强度、机械强度标准偏差、金具张力（平均运行负载和最大运行张力）、平均绝缘强度、绝缘强度标准偏差、干绝缘电阻和已运行年限等 6 项指标作为参考进行绝缘子寿命预测。我国某研究所通过对线路上的支柱绝缘子进行缺陷检测，得到不同运行年限的绝缘子的缺陷率，利用数理统计方法，计算出支柱瓷绝缘子使用寿命的趋势方程

$y = ae^{bx} = 0.0006e^{0.2885x}$  (11.13-7)

式中：x 为运行年限；y 为缺陷率。

同时结合经济性要求，提出了更换绝缘子的基准缺陷率 G

$G = \frac{M}{N} \times 100\% = \frac{4NF/E}{N} \times 100\% = \frac{4F}{E} \times 100\%$  (11.13-8)

式中：N 为变电站全部支柱瓷绝缘子数量，只；F 为单只支柱瓷绝缘子的费用，万元/只；E 为单只断裂支柱瓷绝缘子造成的经济损失，万元；M 为缺陷支柱瓷绝缘子的计算数量，只。



## 参 考 文 献

- [1] 孙才新. 输变电设备状态在线监测与诊断技术现状和前景. 中国电力, 2005, 38(2): 1-7.
- [2] 王昌长, 李福祺, 高胜友. 电力设备的在线监测与故障诊断. 北京: 清华大学出版社, 2006.
- [3] 严璋. 电气绝缘在线检测技术. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [4] 郭碧红, 杨晓洪. 我国电力设备在线监测技术的开发应用状况分析. 电网技术, 1999, 23(8): 65-68.
- [5] 陈家斌. 电气设备故障检测诊断及实例. 北京: 中国水利水电出版社, 2003.
- [6] 孙才新, 陈伟根, 李俭. 电气设备油中气体在线监测与故障诊断技术. 北京: 科学出版社, 2003.
- [7] 朱德恒, 严璋, 谈克雄等. 电气设备状态监测与故障诊断技术. 北京: 中国电力出版社, 2009.
- [8] 操敦奎. 变压器油中气体分析诊断与故障检查. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [9] 邱昌容, 王乃庆. 电工设备局部放电及其测试技术. 北京: 机械工业出版社, 1994.
- [10] 李剑, 孙才新, 杨霁. 局部放电在线监测中小波阈值去噪法的最优阈值自适应选择. 电网技术, 2006, 16(8): 29-34.
- [11] 王雪梅, 李文申, 严璋. BP 网络在电力变压器故障诊断中的应用. 高电压技术, 2005, 31(7): 12-14.
- [12] 徐文, 王大忠, 周泽存, 李益民. 模糊辨识在电力设备故障诊断中的应用. 电力系统自动化, 1996, (3): 45-49.
- [13] 廖瑞金, 姚陈果, 孙才新. 多专家合作诊断变压器绝缘故障的黑板型专家系统. 电工技术学报, 2002, 17(1): 86-91.
- [14] 刘海峰, 阎春雨. 在线监测介质损耗因数的影响因素与结果分析. 华北电力技术, 2002, 12: 25-26, 38.
- [15] 谢华, 张会平. 电压互感器角差对介损在线监测的影响分析. 高电压技术, 2003, 29(5): 26-28, 41.
- [16] 赵秀山, 王振远, 朱德恒. 在线监测用电流传感器的研究. 清华大学学报, 1995, 35(S2): 122-127.
- [17] 谢华, 张会平. 电压互感器角差对介损在线监测的影响分析. 高电压技术, 2003, 29(5): 26-28, 41.
- [18] 廖瑞金, 王忠颜, 孙才新. 电气设备介质损耗监测的谐波分析法及其特性. 重庆大学学报(自然科学版), 1999, 22(3): 69-73.
- [19] 唐矩, 张新强, 孙才新. 金属氧化物避雷器阻性电流检测的多元补偿法研究. 高电压技术, 1999, 25(1): 36-40.
- [20] 汲胜昌, 杨兰均, 李彦明. 在线监测氧化锌避雷器的容性电流补偿法. 高电压技术, 2000, 26(4): 16-19.
- [21] 殷雄开, 邵涛, 高翔. 金属氧化物避雷器检测方法的现状与发展. 高电压技术, 2002, 28(6): 35-36.
- [22] 徐丙垠. 电力电缆故障探测技术. 北京: 机械工业出版社, 1999.
- [23] 葛景滂. 局部放电测量. 北京: 机械工业出版社, 1984.
- [24] 党智敏, 亢婕, 屠德民. 聚合物中水树的研究现状. 电线电缆, 2001, (4): 29-33.
- [25] 杨孝华, 廖瑞金, 胡建林. 基于 BP 人工神经网络的 XLPE 电力电缆局部放电的模式识别. 高压电器, 2003, 39(4): 35-37.
- [26] 刘平原, 贺景亮, 王洪新. 交联聚乙烯(XLPE)电缆在线监测方法的探讨. 高电压技术, 2001, 27(4): 26-28.
- [27] 陈巧勇, 文习山, 王一. 交联聚乙烯电缆在线绝缘检测的现状与发展. 绝缘材料, 2003, 38(4): 51-54.
- [28] 王凯, 杨娟娟, 徐阳. 超高频技术检测高压电力电缆及接头中局部放电的研究. 电线电缆, 2002, 45(3): 35-37.
- [29] 徐国政, 张节容, 钱家骊. 高压断路器原理和应用. 北京: 清华大学出版社, 2000.
- [30] 关永刚, 黄瑜琰, 钱家骊. 基于振动信号的高压断路器机械故障诊断. 高电压技术, 2000, 26(3): 66-68.
- [31] 关永刚, 钱家骊. 射频法在高压开关柜局放监测中的应用. 高压电器, 2001, 37(10): 1-3.
- [32] 徐东晟, 许一声. 高压开关柜触头温度在线监测的研究. 高压电器, 2001, 37(1): 54-55.
- [33] 王伯翰. 高压开关机械故障的监测与诊断. 高电压技术, 1993, 19(6): 30-34.
- [34] 段雄英, 赵子玉, 邹积岩. 真空灭弧室真空度在线监测的试验研究. 高压电器, 2000, 36(4): 30-32.
- [35] 邱毓昌. GIS 装置及其绝缘技术. 北京: 水利电力出版社, 1994.
- [36] 罗学琛. SF<sub>6</sub> 气体绝缘全封闭组合电器(GIS). 北京: 中国电力出版社, 1999.
- [37] 陈攀, 孙才新, 米彦. 一种用于绝缘子泄漏电流在线监测的宽频带微电流传感器的特性研究. 中国电机工程学报, 2005, 24(25): 144-148.
- [38] 陈耀高, 邓敏, 林力辉. 高压绝缘子在线监测系统简析. 电网技术, 2001, 11(25): 83-85.
- [39] 江秀臣, 李锋, 付正才. 低零值绝缘子判断方法的研究. 高电压技术, 1995, 23(9): 72-75.
- [40] 张福林, 王黎明. 复合绝缘子外绝缘材质老化内在原因分析. 中国电力, 2002, 35(7): 80-83.
- [41] 张源斌, 张文元. DLE-II 数字式电力系统过电压在线监测仪. 高电压技术, 1996, 22(12): 36-37.
- [42] 蔡光显. GDY 型过电压在线监测装置监测数据分析. 中国电力, 1997, 30(2): 68-69.
- [43] 刘强, 张元芳. MV-I 型过电压在线监测装置的研制. 高电压技术, 2002, 28(8): 6-48.
- [44] 鲁铁成. 配网内部过电压在线监测装置的研制. 中国电力, 1998, 31(11): 73-74.
- [45] 夏小飞, 鲁铁成. 基于 DSP 技术的过电压在线监测装置的研制. 高电压技术, 2006, 32(4): 111-113.
- [46] 陈衡. 电力设备故障红外诊断. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [47] 肖湘宁. 电能质量分析与控制. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [48] 廖瑞金, 胡志伟, 孙才新. 电力系统谐波在线监测的原理及设计. 高压电器, 1998, 34(2): 11-14.
- [49] 肖雁鸿, 毛筱, 周靖林. 电力系统谐波测量方法综述. 电网技术, 2002, 12(6): 63-66.
- [50] 邵建昂, 吴为麟. 电力系统的谐波测量与分析. 能源

- 工程, 2003, 23(1); 22-26.
- [51] 雷铭. 电力设备诊断手册. 北京: 中国电力出版社, 2001.
- [52] 朱德恒, 谈克雄. 电绝缘诊断技术. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [53] Tapan K S. Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2003, 10(5); 903-917.
- [54] Kachler A. J. and I. Hohlein, Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 1; Influence of type of oil and air on the degree of polymerization of pressboard, dissolved gases, and furanic compounds in oil. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2005, 21(2); 15-21.



# 中国电气工程大典

## 第⑩卷

### 输变电工程

#### 编辑出版人员名单

责任编辑 (按姓氏笔画排序)

刘亚南 刘利军 孙世通 张 亮

陈 丽 畅 舒 罗 艳 施月华

聂 庆 郭丽然 鲁 爽 雍志娟

翟巧珍 薛 红

复审人员 施月华

终审人员 张 涛

封面设计 郑小平 王英磊

版式设计 张秋雁

责任校对 罗凤贤 崔燕菊

责任印制 甄 茁

## 顺 兴 集 团

顺兴集团成立于1979年，在总裁冼纬中的带领下，至今已在中国电力行业服务了30年。成立初期，顺兴致力于引进国外先进的输变电技术与设备，提高国内电力设备质量，为中国电力技术之创新不断努力，与中国电力发展共同成长。

1995年，顺兴集团在广东设立独资子公司，即广东顺兴电力设备有限公司，并于1996年与德国公司合作，在番禺成立了组装生产加工厂。2001年，顺兴和保定天威共同投资成立天威顺达干式变压器厂。

2005年，顺兴收购了辽宁省辽阳工业纸板股份有限公司，并改名为辽阳赛伦工业纸板有限公司(辽阳赛伦)，开始生产电力变压器绝缘材料(绝缘纸板)，并于同年在广东番禺成立绝缘组件中心。辽阳赛伦不仅补充了全球电力行业对高质量变压器绝缘纸板的需求，支持可持续的优质能源发展，亦为辽宁辽阳的区域经济发展注入了新的动力。2008年，顺兴收购了四通电力，生产高压输电线路绝缘子，扩大了其在电力设备制造业的生产领域。顺兴集团在近30年的发展历程中，先后于港澳地区、北京、西安、上海、重庆、成都、沈阳等地设立了办事处，规模不断壮大。凭着不懈的努力，优质的产品与快捷一流的服务，顺兴在电力行业独树一帜，赢得了广大电力用户的信赖与支持。

改革开放初期，顺兴着力于引进欧洲名厂先进的电力设备，为当时仍未开发该方面生产技术的中国弥补了缺口，此举对国家电力事业的发展意义深远。由于引进外国产品成本较高，为了让国内更多的用户享用此先进技术，顺兴于1996年从引进产品策略转型为引进技术，与德国公司合资在国内设厂组装生产电力设备，此举不但降低了中国对进口产品的依赖性，而且为用户带来更大的成本效益。1997年顺兴从南非Fluidex公司引进了先进的变压器油再生技术，并开始提供油再生服务。再生设备不仅能够将旧油品质恢复到新油标准，还可全面清洁变压器内部，从而延长变压器的使用寿命，并实现了在线操作与填土自动再循环功能，确保了油再生处理后固体废料的最小化，可谓环保节能双收。顺兴的成绩也得到了社会各界的肯定，顺兴与国家电网、南方电网等行业巨头形成战略合作伙伴关系，其产品和服务被三峡工程和广东大亚湾核电站两项世界瞩目的项目及电视台、铁路、北京天安门等许多重要的供电系统工程所选用。

进入21世纪，顺兴集团的发展也随着我国经济一起腾飞。2003年，顺兴与南非电力公司Eskom合作，取得中国西北地区第一条750kV超高压输电线路的顾问工程项目，为中国现在能达到1000kV超高压输电线路奠定了基础。这几十年间，冼纬中多次赴欧洲发达国家进行访问和考察，陪同负责工业的国家领导深入厂房、车间，并多次带领同行业人士积极学习和引进外国先进技术，与当地的工程师交谈，不辞辛劳，用行动履行着“能源大使”的责任，为中国电力发展书写辉煌篇章。

在社会资源有限，发展再生能源势在必行的大趋势下，顺兴集团也抓住契机以科技回馈社会。2009年初，顺兴开始积极地推广环保价值极高的再生能源设备(等高



子垃圾气化发电系统)。这是一套极高科技的发电系统，它利用生产生活垃圾发电，在这套系统中，垃圾不需筛选，所有垃圾在 5000℃ 极高温装置内气化，该过程完全不排放毒气或产生任何灰尘；同时又可以处理危险垃圾，安全性极高。气化后的气体可供电网发电，除了能解决由于垃圾日增的土地及环境污染问题，又可以产生电力，副产品更能变为新再生材料，一举多得。该发电设备的效益甚高，且富有竞争性，对国家的环境可持续发展有着极高的贡献价值。

在社会逐步进入后石油时代的今天，电力成为人类生存发展的主要能源。冼纬中投身电力行业 30 年，致力于中欧电力技术的高层合作，推动了输变电设备的演变和升华，在中国电力工业发展史上留下光辉的一笔。

展望未来，顺兴公司将以出口作为业务重点，致力于打造国际化的电力品牌，同时期望成为全球绝缘材料最大的单一产品供货商。随着生产线的增加以及技术的不断完善，预计未来产品年产量可达到 20 000t，除了产品数量的突破，顺兴集团也更加会注重产品质量的改进与完善。公司将不断研发高科技技术，力争使产品成为零金属含量的高绝缘性、高安全性材料。除此之外，顺兴公司将本着“环保节能”的理念，专注于开发再生能源，期望用绿色能源代替高消耗、高污染的能源，推动节能社会的发展。顺兴将会不断进取，用顺兴人的努力来满足国家对超高压设备的需求，为中国电力发展作出更大的贡献，更以无私奉献的精神，为建设祖国和谐社会，尽一份力，发热发亮，燃点未来中国新希望。

## [ G e n e r a l   I n f o r m a t i o n ]

书名 = 中国电气工程大典      第 1 0 卷      输变电工程

作者 = 中国电气工程大典编辑委员会主编

页数 = 1 2 5 5

S S 号 = 1 2 6 4 3 4 2 4

出版日期 = 2 0 0 9 . 0 4

出版社 = 北京市：中国电力出版社

电建论坛制作



封面  
书名  
版权  
前言  
目录

第 1 篇	输电线路
	第 1 章 概论
	第 2 章 架空输电线路
	第 3 章 电力电缆输电线路
	第 4 章 其他输电方式
第 2 篇	变电系统
	第 1 章 概述
	第 2 章 变电站电气主接线
	第 3 章 变电站的主要电气设备和导体
	第 4 章 变电站电气设备布置
	第 5 章 气体绝缘金属封闭开关设置 G I S 和 H G I S
	第 6 章 变电站的控制、保护及自动装置
	第 7 章 变电站其他设置及要求
	第 8 章 变电站的运行及维护
第 3 篇	变电器、电抗器、互感器、电容器和调压器
	第 1 章 变压器
	第 2 章 电抗器
	第 3 章 互感器
	第 4 章 电力电容器
	第 5 章 调压器
第 4 篇	高压开关设置
	第 1 章 概论
	第 2 章 高压开关设置基础知识
	第 3 章 断路器
	第 4 章 隔离开关、接地开关
	第 5 章 负荷开关、接角器其及结合电器
	第 6 章 柱上开关设备
	第 7 章 交流金属封闭开关设置
	第 8 章 气体绝缘金属封闭开关设备
	第 9 章 预装式变电站
	第 1 0 章 操动机构
	第 1 1 章 试验
第 5 篇	绝缘子和避雷器
	第 1 章 绝缘子
	第 2 章 避雷器
第 6 篇	直流输电设备
	第 1 章 概述
	第 2 章 换流阀
	第 3 章 换流变压器
	第 4 章 平波电抗器
	第 5 章 换流站直流开关设备
	第 6 章 换流站滤波设备
	第 7 章 换流站无功补偿设备
	第 8 章 换流站直流避雷器
	第 9 章 换流站直流绝缘子
	第 1 0 章 直流控制保护设备
	第 1 1 章 换流站直流测量装置
	第 1 2 章 直流输电线路
	第 1 3 章 直流接地极

	第7章	特高压输电技术
	第1章	特高压技术概况
	第2章	交流特高压输电和示范工程选择
	第3章	交流特高压工程系统研究和技术研究成果
	第4章	交流特高压工程设计
	第5章	交流特高压设备选择及参数
	第6章	交流特高压工程环境影响
	第7章	特高压交流试验示范工程系统调试及运行
	第8章	特高压直流系统研究和成套设计
	第9章	特高压直流输电工程设计
	第10章	特高压直流设备
	第11章	特高压直流工程环境影响
第8篇		输变电系统过电压与绝缘配合
	第1章	绪论
	第2章	电力系统过电压理论
	第3章	交流电力系统中性点接地方式
	第4章	雷电过电压
	第5章	交流电力系统的暂时过电压
	第6章	交流电力系统操作过电压
	第7章	电力系统过电压的研究分析方法
	第8章	交流电力系统的绝缘配合
第9篇		输变电系统的电磁环境
	第1章	概述
	第2章	交流输变电系统的电磁环境
	第3章	直流输电系统电磁环境
	第4章	低频电场和磁场的生态效应
	第5章	电磁环境测试及试验技术
	第6章	电磁环境及电磁兼容标准和限值
	第7章	输变电系统的电磁兼容技术
第10篇		高电压试验设备与电气绝缘试验
	第1章	高电压试验设备
	第2章	电气绝缘试验
第11篇		设备状态在线监测与故障诊断技术
	第1章	概述
	第2章	输变电设备在线监测与故障诊断系统的构成
	第3章	变压器、电抗器的在线监测与故障诊断
	第4章	互感器的在线监测与故障诊断
	第5章	金属氧化物避雷器的在线监测与故障诊断
	第6章	电力电缆的在线监测与故障诊断
	第7章	高压开关的在线监测与故障诊断
	第8章	GIS的在线监测
	第9章	绝缘子的在线监测与故障诊断
	第10章	架空输电线和变电站的过电压在线监测
	第11章	输变电设备故障的红外诊断
	第12章	电力网谐波的在线监测
	第13章	输变电设备的老化和寿命预测